



**Türkiye 20. Uluslararası Petrol ve Doğal Gaz Kongre ve Sergisi**  
27-29 Mayıs 2015  
Sheraton Otel ve Kongre Merkezi  
Ankara, Türkiye

**20<sup>th</sup> International Petroleum and Natural Gas Congress and Exhibition of Turkey**  
May, 27<sup>th</sup>-29<sup>th</sup> 2015  
Sheraton Hotel & Convention Center  
Ankara, Turkey

**ÖZLER VE BİLDİRİLER KİTABI**  
**ABSTRACTS & PROCEEDINGS BOOK**

**DAVET**

IPETGAS 2015, Türkiye 20. Uluslararası Petrol ve Doğal Gaz Kongre ve Sergisi, TMMOB Petrol Mühendisleri Odası, Türkiye Petrol Jeologları Derneği ve TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası tarafından Mayıs 2015'de Ankara'da düzenlenecektir. IPETGAS 2015 Kongre ve Sergisi'nde, petrol endüstrisi paydaşlarının akademik, teknik, enerji mevzuatı bilgilerini güncellemek, deneyimlerini paylaşmalarını sağlamak, Türkiye ve yakın coğrafyasının petrol ve doğal gaz potansiyeli ile enerji arz güvenliğine ilişkin konuları tartışmak için profesyonel bir ortamda bir araya gelmeleri amaçlanmıştır.

Türkiye'nin sahip olduğu ekonomik potansiyeli ve istikrarlı büyümesi göz önüne alındığında, Türkiye'nin önemi daha da artacak, mevcut projelere ilave olarak, özellikle deniz alanları ve geleneksel olmayan arama-üretim projelerinin önu açılacaktır. Bu kapsamda yeni Türk Petrol Kanunu ve ilgili yönetmeliklerin tartışılması sektörü aydınlatacak ve yeni yatırımcıların öngörülerini geliştirecektir.

IPETGAS 2015 Kongre ve Sergisi'nde, Türkiye ve yakın coğrafyasında geleneksel ve geleneksel olmayan yöntemlerle yapılan hidrokarbon arama ve üretiminin yanı sıra hidrokarbonun taşınması, pazarlanması ve depolanmasına ilişkin son gelişmeler ile yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları konuları teknik, ekonomik ve hukuksal boyutları ile ele alınacaktır.

IPETGAS 2015 Kongre ve Sergisi, bu amaçlar doğrultusunda düzenlenecek paneller, teknik oturumlar, davetli konuşmacılar, poster sunumları ve petrol endüstrisinin önemli şirketlerinin katılacağı sergisiyle oldukça geniş bir içeriğe sahip olacaktır. Ayrıca, IPETGAS 2015 Kongre ve Sergisi çerçevesinde lisans ve yüksek lisans öğrencileri arasında "Öğrenci Yarışmaları" yapılacaktır.

IPETGAS 2015 Düzenleme Kurulu olarak; mesleki tecrübelerinizi, yeni teknolojileri, akademik çalışmalarını ve sektörün tamamını içeren değerlendirmelerinizi petrol endüstrisinin diğer çalışanları ile paylaşmak, bildiriler sunmak ve sergilemek üzere sizleri IPETGAS 2015 Kongre ve Sergisi'ne katılmaya davet ediyoruz.

IPETGAS 2015 Kongre ve Sergisi'nde buluşmak dileğiyle,

Saygılarımızla,  
Düzenleme Kurulu Adına,  
Haldun SUCUKA  
Başkan

**INVITATION**

IPETGAS 2015, 20th International Petroleum and Natural Gas Congress and Exhibition of Turkey will be held in May 2015 in Ankara by UCTEA (Union of Chambers of Turkish Engineers and Architects) Chamber of Petroleum Engineers (CPE), Turkish Association of Petroleum Geologists (TAPG) and UCTEA Chamber of Geophysical Engineers (CGE). IPETGAS 2015 Congress and Exhibition aims at gathering petroleum industry shareholders on a professional atmosphere to update their knowledge on academic, technical and energy regulations, enable them to share their experiences, discuss energy security and petroleum and natural gas potential in Turkey and neighboring geography.

Considering Turkey's economic potential and stable growth, the significance in the energy market will increase and it will come up with new offshore and unconventional projects in addition to the current ones. Within this context, the discussions on the new Turkish Petroleum Law, and related regulations will enlighten the sector and enhance the foresight of new investors.

Current developments in transportation, marketing and storage of hydrocarbons will be discussed in IPETGAS 2015, besides conventional and unconventional research in Turkey and neighboring areas, while new and renewable energy resources will be analysed on technical, economical and juristic perspectives.

IPETGAS 2015 will have a wide content composed of panels, technical sessions, invited speakers, poster presentations and exhibition with the participation of outstanding companies in petroleum industry. During IPETGAS 2015 Congress and Exhibition "Student Contests" will be organized for graduate and undergraduate students with the aim of encouraging them to take part in petroleum industry.

We would like to invite you to participate in IPETGAS 2015 Congress and Exhibition to present abstracts, to share your professional experiences, recent technologies, academic studies and your assessments on whole sector with other employees and colleagues of petroleum industry.

Hope to meet you in IPETGAS 2015 Congress and Exhibition,

Best Regards,  
On Behalf of Organizing Committee  
Haldun SUCUKA  
President

## **DÜZENLEYİCİ KURULUŞLAR**

TMMOB Petrol Mühendisleri Odası

**Mehmet KUL**

Başkan

Türkiye Petrol Jeologları Derneği

**İsmail BAHTİYAR**

Başkan

TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası

**Şevket DEMİRBAŞ**

Başkan

## **Düzenleme Kurulu**

**Haldun SUCUKA**

Başkan (PMO)

**Alaittin SAYILI**

II.Başkan (TPJD)

**Ş. Selçuk İRAVUL**

II.Başkan (JFMO)

**Arzu AKTOSUN**

Genel Sekreter (TPJD)

**M. Gökhan HACİMEHMETOĞLU**

Teknik Sekreter (JFMO)

**Ezgi ÖZKILIÇ**

Sayman (PMO)

**F. Nurhan TEKAYAK**

Üye (PMO)

**Hüsnü ÇORBACIOĞLU**

Üye (TPJD)

**Mehmet Akif SÜNNETÇİOĞLU**

Üye (JFMO)

## **ORGANİZERS**

UCTEA Chamber of Petroleum Engineers

**Mehmet KUL**

Chairman

Turkish Association of Petroleum Geologists

**İsmail BAHTİYAR**

Chairman

UCTEA Chamber of Geophysical Engineers

**Şevket DEMİRBAŞ**

Chairman

## **Organizing Committee**

**Haldun SUCUKA**

President (CPE)

**Alaittin SAYILI**

Vice-President (TAPG)

**Ş. Selçuk İRAVUL**

Vice-President (CGE)

**Arzu AKTOSUN**

General Secretary (TAPG)

**M. Gökhan HACİMEHMETOĞLU**

Technical Secretary (CGE)

**Ezgi ÖZKILIÇ**

Treasurer (CPE)

**F. Nurhan TEKAYAK**

Member (CPE)

**Hüsnü ÇORBACIOĞLU**

Member (TAPG)

**Mehmet Akif SÜNNETÇİOĞLU**

Member (CGE)

	<b>BÜYÜK BALO SALONU / GRAND BALL ROOM</b>
<b>08:30-10:00</b>	<b>KAYIT / REGISTRATION</b>
09:00-09:45	KAHVE MOLASI / COFFEE BREAK
<b>10:00-11:15</b>	<b>Açılış Oturumu / Opening Session</b>
	<p><b>Alaaddin SAYILI</b> IPETGAS 2015 Düzenleme Kurulu II. Başkanı / <i>IPETGAS 2015 Organizing Committee Vice President</i></p> <p><b>Mehmet KUL</b> Düzenleyici Kuruluşlar Adına TMMOB PMO Başkanı / <i>UCTEA-CPE Chairman, On behalf of Organizers</i></p> <p><b>Yusuf Ziya COŞAR</b> MTA Genel Müdürü / <i>MTA (General Directorate of Mineral Research &amp; Exploration) General Director</i></p> <p><b>Mehmet KONUK</b> BOTAS Yönetim Kurulu Başkanı V. ve Genel Müdürü V. / <i>BOTAS (Petroleum Pipeline Corporation) Deputy Chairman of Board and Deputy General Manager</i></p> <p><b>Besim ŞİŞMAN</b> TP Yönetim Kurulu Başkanı ve Genel Müdürü / <i>TP (Turkish Petroleum) Chairman of Board and General Manager</i></p> <p><b>Taner YILDIZ</b> Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı / <i>Minister of Energy and Natural Resources</i></p>
<b>11:15-12:15</b>	<p>Çağnılı Konuşmacı / <i>Keynote Speaker</i> : <b>Hikmet ULUĞBAY</b> <b>Petrol ve Doğal Gaz Kaynakları ile Enerji Ulaşım Yollarını Denetleme Savaşlarının Ekonomik ve Stratejik Nedenleri</b> <i>Economical and Strategic Reasons of Supervising Energy Transportation with Petroleum and Natural Gas Resources</i></p>
12:15-13:40	ÖĞLE YEMEĞİ / LUNCH BREAK
13:40-14:00	KAHVE MOLASI / COFFEE BREAK
<b>14:00-17:00</b>	<p><b>Panel / Panel</b> <b>Bölgesel Gelişme Işığında Türkiye'nin Enerji Arz Güvenliği</b> <i>Turkey's Energy Supply Security in Consideration of Regional Developments</i></p>
	<p><b>Moderatör / Moderator</b> : <b>Sefa Sadık AYTEKİN</b> T.C. ETKB, Müsteşar Yardımcısı / <i>Deputy Secretary, Ministry of Energy and Natural Resources, Republic of Turkey</i></p> <p><b>Saituk DÜZYOL</b> TANAP Genel Müdürü / <i>TANAP General Manager</i></p> <p><b>Tuncay BABALI</b> T.C. Dışişleri Bakanlığı, Büyükelçi / <i>Ambassador, Ministry of Foreign Affairs, Republic of Turkey</i></p> <p><b>Matthew J. BRYZA</b> Turcas Petrol A.Ş. Yönetim Kurulu Üyesi / <i>Turcas Petrol A.Ş. Board Member</i></p> <p><b>Mehmet UYSAL</b> TP Eski Yönetim Kurulu Başkanı ve Genel Müdürü / <i>TP (Turkish Petroleum) Former Chairman of Board and General Manager</i></p> <p><b>Prof. Dr. Volkan Ş. EDİGER</b> Kadir Has Üniversitesi Enerji Sistemleri Mühendisliği Bölüm Başkanı / <i>Kadir Has University, Head of Energy Systems Engineering</i></p> <p><b>Prof. Dr. Sertaç H. BAŞEREN</b> Ankara Üniversitesi Siyasal Bilgiler Fakültesi Öğretim Görevlisi / <i>Ankara University, Faculty of Political Sciences Academician</i></p>
19:00-23:30	GALA YEMEĞİ / GALA DINNER

	Grand Ball Room I	Grand Ball Room II	Grand Ball Room III	Camellia I	Camellia II	Magnolia I	Magnolia II
09:20-10:05	GBR II - Çağrılı Konuşmacı / <i>Keynote Speaker</i> Necdet PAMIR <b>Küresel ve Bölgesel Gelişmeler Karşısında Türkiye'nin Enerji Politikaları: Enerji Güvenliğimiz Var mı? Ne Yapılmalı?</b> <i>Turkey's Energy Politics in Consideration of Regional and Global Developments: Do We Have Energy Security? What Should Be Done?</i>						
10:05-10:20	KAHVE MOLASI / COFFEE BREAK						
10:20-12:00	Rezervuar Mühendisliği <i>Reservoir Engineering</i> Orturu Yürütücüsü / <i>Conveners:</i> <b>Mustafa Yılmaz (PMO), Erdem Kunt (PMO)</b>	Ege ve Akdeniz Basenlerinin Petrol Potansiyeli, Yeni Gelişmeler <i>Petroleum Potential of Aegean and Mediterranean Basins, Recent Developments</i> Orturu Yürütücüsü / <i>Conveners:</i> <b>Mehmet Sünnetcioğlu (JFMO)</b>	Balkanlar, Trakya Baseni, Karadeniz, Güney Hazar, Doğu Avrupa Basenlerinin Petrol Potansiyeli, Yeni Gelişmeler <i>Petroleum Potential of Balkans, Thrace Basin, Black Sea, South Caspian and East European Basins, Recent Developments</i> Orturu Yürütücüsü / <i>Conveners:</i> <b>Mohammad Fallah (TPJD)</b>	Basen Modellenmesi, Jeokimya ve Petrol Sistemi Tanımlamaları, Örnek Olay İncelemeleri <i>Basin Modelling, Geochemistry and Petroleum System Definitions, Case Studies</i> Orturu Yürütücüsü / <i>Conveners:</i> <b>Namık Yalçın (TPJD), Tansel Tekin (TPJD)</b>	Jeotermal Enerji Geotermal Enerji Orturu Yürütücüsü / <i>Conveners:</i> <b>Naci Görür (TPJD), Seda Okay (JFMO)</b>	Sondaj <i>Drilling</i> Orturu Yürütücüsü / <i>Conveners:</i> <b>Fatih Güler (PMO), Selçuk Erkekci (PMO)</b>	Hidrokarbon Aramalarında Sağlık, Emniyet ve Çevre (SEC) <i>Health, Safety, and the Environment (HSE) in Hydrocarbon Exploration</i> Orturu Yürütücüsü / <i>Conveners:</i> <b>Bahadır Ekizer (TPJD), İrfan Memişoğlu (TPJD)</b>
10:20-10:40	Analysis of Interval Pressure Transient Tests (IPTTs) Conducted by Wireline Formation Testers in Single and Multi-Layer Reservoirs <b>Mustafa Onur</b>	The Origin and Geological Setting of Natural Gas Seeps in the Kemer-Çıralı Area, Antalya, SW-Turkey <b>Fuzuli Yağmurlu, Murat Şentürk, Ezher Tokar</b>	Can we extrapolate the Eocene shallow water carbonate play from the present-day shelf to the deepwater of the Black Sea? <b>Gabor Csaba Tari, Mohammad Fallah, Zühtü Batı, Nazim Özgür Sipahioğlu, Walter Kosi</b>	GDA Ağır Petrollerinin (L.Grup Petrollerinin) Kökeni ve Kuzey Irak Petrol Sistemi ile Korelasyonu <b>Hüsnü Çorbacıoğlu</b>	Characteristics of Neogene to Quaternary volcanic systems in Turkey: Their importance as potential geothermal sources <b>Şafak Altunkaynak, Naci Görür, Elif Karadağ, Ayşe Zeynep Çalışkanoğlu</b>	Managed Pressure Drilling Uygulamaları <b>Berkay Kocababaç</b>	Hidrokarbon Arama – Üretim Faaliyetleri Kapsamında İş Sağlığı Güvenliği Değerlendirilmesi Ve Türkiye Petrolleri'nde Gerçekleştirilen Uygulamalar <b>Bahadır Ekizer, Banu Çiçek Başer</b>
10:40-11:00	Modeling and Analysis of Cyclic Pressure Pulsing with Nitrogen in Hydraulically Fractured Wells <b>Enre Artun, Ali Aghazadekhoei, Kutay Köse</b>	Messiniyen Tuz Çökeli ve Yapısal Evrimi'ne Yönelik Sismik Kanıtlar Doğu Akdeniz, Türkiye <b>Mehmet Akif Sünnetcioğlu, Rıza Özgür Temel, Yakup Abdik, Ercan Arabacı, Tuçe Degirmenci</b>	The importance of mass transport complexes in the Black Sea: examples from the DSDP 380 and 381 wells, offshore Turkey <b>Mohammad Fallah, Gabor Csaba Tari, Walter Kosi, Zühtü Batı, Nazim Özgür Sipahioğlu</b>	Petroleum System Modelling of a Jurassic Source Rock: Yolaçan Formation (SE Turkey) <b>Feridun Alp Uğur, Zeynep Dincer Kirman, Hüsnü Çorbacıoğlu</b>	The Seismic Reflection Method in Geothermal Exploration Jeotermal Arama ve Üretimde Sismik Yansıma Yöntemi <b>Orhan Gürleli, Naci Görür</b>	Destek Vektör Makinesi Yöntemi ile Sondaj İlerleme Hız Optimizasyonu <b>Korhan Kor, Gürşat Altun</b>	Petrol Şirketlerinde Medyana Gelen Trafik Kazaları ve Kazalara Etki Eden Faktörler <b>İrfan Memişoğlu, Ali İbrahim Altun, Zafar Emirhan</b>
11:00-11:20	Temperature Transient Analysis of Single-Phase Oil Reservoirs and Liquid-Water Geothermal Reservoirs <b>Yıldray Palabıyık, Murat Çınar, Mustafa Onur</b>	The seismic characterization of Pliocene-Pleistocene deep water architectural elements, Offshore Anamur, Eastern Mediterranean <b>Selin Deniz Coşkun, Mehmet Akif Sünnetcioğlu, Tuçe Degirmenci, Mustafa Bülent Ercengiz, Burak Apaydın</b>	Seep-hunting; a de-risking tool for offshore exploration <b>Mohammad Fallah, Eric Cauquil, Walter Kosi, Jim Gharib, Özgür Sipahioğlu, Zühtü Batı, Gabor Tari</b>	Organic Carbon Isotope Records of Cores from The Oatka Creek Member of The Marcellus Formation - Pa. United States <b>Cihan Can, Michael A. Arthur</b>	Thermal conductivities of major rock types located in western Turkey <b>Elif Balkan, Kamil Erkan, Muğan Şalk</b>	Sevil İçeren Formasyonlarda Kuyu Stabilitesi: Yaygın Saha Uygulamaları ve Varsayımları Literatür ile Karşılaştırılması <b>Doğan Yılmaz</b>	İnsan Kaynakları Yönetiminde Yeni Trend: Yeternek/Yeterlilik Yönetimi <b>Ramazan Pisküllü, Özden Çiftçi, Serdar Şükrü Yıldırım</b>
11:20-11:40	Thermal Well Test Analysis in Steam Injection Process <b>Elnaz Ghafouri Aian, Ömer İnanç Türeyan, Abdurrahman Satman</b>	Adana Baseni Kuzgun Formasyonu Fasives Özellikleri Ve Paleocoğrafik Evrimi <b>Mustafa Bülent Ercengiz, Firat Sağın, Zuhul Şeker, Tuçe Degirmenci, Gülsinem Polat, Didem Önen, Armağan Kaykun</b>	Batı Pontidler ve Batı Karadeniz Baseni Arasındaki Bağlantıların Jeofizik Verilerle İrdelenmesi <b>Gökberk Burak Tokat, Şenol Özalın, Mustafa Ergün</b>	Investigation of the organic matter properties and hydrocarbon potential of the Sivas Basin, Eastern Central Anatolia, Turkey <b>Nazan Yalçın Erik, Atilla Aydemir, Aydın Büyüksaraç</b>	Jeotermal Sahalarında 3D Euler Homojen Eşitliği Kullanılarak Jeofizik (Gravite ve Manyetik) Verisiyle Temel Kayac Derinliklerinin Hesaplanması, Kuzidire (Sarayköy/Denizli) / Ayas (Ankara) <b>Seyfullah Tufan, Nusret Özen, Bekir Kocakaya, Tervik Remzi Bilgin, Serkan Özen, Abdullah Güngör</b>	Sondaj ve Bilgi Teknolojisi <b>Hüseyin İş, Ersoy Sivrikaya, Saniye Günal, Zahir Seymen</b>	Rezervuar Mühendisliği <i>Reservoir Engineering</i> Orturu Yürütücüsü / <i>Conveners:</i> <b>Yıldız Karakeçe (PMO), Murat Demir (PMO)</b>
11:40-12:00	Unitization of Oil Fields <b>Sercan Şener, Burhanettin Demir, Ahmet Küte, Emine Didem Korkmaz Başel, Ömer İnanç Türeyan, Abdurrahman Satman</b>	Oil Spill Detection in the eastern Mediterranean, offshore Turkey, using Spaceborne Radar Imaging <b>Sedar Cihan Şahin, Ayça Karacaay</b>	Türkiye'deki Gaz Zuhurlarının Özellikleri, Kökenleri ve İşlişli Petrol Sistemleri <b>Mehmet Namık Yalçın, Hakan Hoşgörmez</b>	An Overview on Geothermal Drilling and Projects in Turkey, 2015 and Schlumberger Geothermal Services <b>Tevlik Kaya</b>	Pipeline River Crossing by Horizontal Directional Drilling as Case Study <b>Ersen Alp</b>	Fracture Characterization of G.Kırtepe-Karacan Oil Field by DFN Modeling <b>Ceyda Çetinkaya Kayrın, Burcu Üstün, Meral Bacanak</b>	

12:00-13:00		ÖĞLE YEMEĞİ / LUNCH BREAK						Geomechanics Applications in Reservoir Characterization Studies Melike Ozkaya Türkmən
13:00-13:15		KAHVE MOLASI / COFFEE BREAK						
		Grand Ball Room I	Grand Ball Room II	Grand Ball Room III	Camellia I	Camellia II	Magnolia I	Magnolia II
13:15-14:00		GBR II - Çağnılı Konuşmacı / Keynote Speaker Prof. Dr. Aral OKAY Türkiye'nin Jeolojisi Turkey's Geology						
14:00-15:20	Üretim Production Oturum Yürütücülere / Conveners: Can S. Bakiler (PMO), İ. Metin Mıncıkan (PMO)	Bölgesel Jeoloji ve Tektonik Regional Geology and Tectonics Oturum Yürütücülere / Conveners: Erdin Bozkurt (TPJD), Veysel İşık (TPJD)	Sismik Veri Toplama ve Veri İşlem Seismic Data Acquisition and Data Processing Oturum Yürütücülere / Conveners: Yılmaz Sakalloğlu (JFMO), Orhan Güreli (JFMO)	İklim Değişikliği ve Petrol Endüstrisi Climate Change and Oil Industry Oturum Yürütücülere / Conveners: Ender Okandan (PMO), İsmail Durgut (PMO)	Jeotermal Enerji Geothermal Energy Oturum Yürütücülere / Conveners: Çağlar Sınayev (PMO) Muzaffer Dalay (PMO)	"Endüstride Kamu/ Üniversite/Sanayi İşbirliği" Çalıştayı Public/University/ Industry Cooperation Workshop Oturum Yürütücülere / Conveners: Latif Vrana	SCHLUMBERGER	
14:00-14:20	Rod Pumped Well Completion: Design, Selection and Optimization Mohamed Ghareeb, Mustafa Ahmed	Orta Pontidler Mesozoyik deki evrimi Aral Okay, Gürsel Sunal, Demir Altuner, Okan Tüysüz, Mehmet Keskin, Ali Murat Kılıç, Sarah Sherlock, Andrew R.c. Kylander Clark	Land seismic data acquisition in Turkey, problems and suggested solutions Yılmaz Sakalloğlu	Petrol ve Doğalgaz Şirketlerinin Temiz Enerji Yatırımlarındaki Payı ve Sorumluluğunun Artırılması Oğuzhan Akyener, Ali Arıkan	Jeotermal rezervuarlarda doğal beslenmenin birleştirilmesinde etkisi Ömer İnanç Türeyen, Abdurrahman Salman			
14:20-14:40	Well Run life Improvement with PCP in Heavy Oil and High Gas Operation David Caballero, Alban Pierchon	Late Cretaceous stratigraphy and palaeogeography of the Pontides Okan Tüysüz	Determination of Dips and Depths of Near Surface Layers by Radon Transform Radon Transformu ile Yakın Yüzey Tabakalarının Derinlik ve Eğimlerinin Tanımı Orhan Güreli	Türkiye Elektrik Üretim Sektöründe Kullanılan Yakıtlara Özgü Emisyon Faktörlerinin Hesaplanması ve Hesaplama Seviyelerinin Yükseltilmesi Ergün Koç, Pelin Haberal	Effect of CO2 on pressure and temperature profiles of geothermal wells Murat Cınar, Mustafa Onur			
14:40-15:00	PCP Pompa – Çek Valf Ender Ergun, Mecnun Sevindik	Doğu Karadeniz Bölgesindeki Trabzon Fayı ile Tektonik Oluşumların Çok Kanallı Sismik Yansıma Verisi ile İncelenmesi Sermet Gündüz, Günay Çiftçi, Seda Okay, Derman Dondurur, Dae Choul Kim, Sung Ho Bae	Obtaining of Near Surface Model by Seismic Tomography Method Sismik Tomografi Yöntemi ile Yakın Yüzey Modelinin Elde Edilmesi Ayşe Güngör, Orhan Güreli	An Approach to Assessing the CO2 Emission Quotas for Countries Ender Okandan, Sevtac Bulbul, Ergun Koc	Jeotermal Rezervuarlarda Isısı Alınmış Sulandırma Tasarımı İbrahim Kocabaş, Tolga Akgöl	Konuşmacılar: Mahmut Parlakuna, Mustafa Onur, Sarper Öztürk, Fatih Güler, Bahadır Ekzer		
15:00-15:20	ESP Malzeme Kullanım Ömürlerinin (Runlife) Adıyaman, Diyarbakır ve Batman Bölgelerinde İncelenmesi "Investigation of ESP Equipments Runlife in Adıyaman, Diyarbakır and Batman Region" Ayhan Budak, Bedri Çiti	Erdek Körfez'inde Kuzey Anadolu Fayı'nın Orta Kolunun Yüksek Çözünürlüklü Jeofiziksel Yöntemlerle Araştırılması Elin Büşra Taılı, Günay Çiftçi, Seda Okay, Derman Dondurur, Christopher Sorlien, Burcu Barın	Sismik Geniliğin Geliş Açısı (AVA) ile Değişiminde Kayalık Gözenekliliği ve Akışkan Cinsinin Etkileri Zeynep Ünal, Hülya Kurt	Estimation of Carbon Footprint: A Case Study For Metu Ayşe Nerve Turanlı, Ender Okandan	Jeotermal Sahalarda Fraktal Analiz Yöntemiyle Çatlak Karakterizasyonu Emrah Gürel, Serhat Akın			
15:20-15:40	Adıyaman Sahalarında ESP Performans Değerlendirmesi / ESP Performance in Adıyaman Fields Mustafa Özmen, Ayhan Budak, Bedri Çiti	İPTAL EDİLMİŞTİR.						
		KAHVE MOLASI / COFFEE BREAK						

15:40-17:00	Üretim Production Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>Enver Çetinkaya (PMO)</b> <b>Bedri Çitli (PMO)</b>	Türkiye GDA Kenet Kuşakları ve İlişkili Basınlarının Petrol Potansiyeli <i>Petroleum Potential of Suture Zones and Associated Basins of Southeastern Anatolia, Turkey</i> Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>M. Ali Gül (TPJD)</b> <b>B. Oğuz Kılıç (JFMO)</b>	Sismik Veri Yorumlama ve Analizi <i>Seismic Data Interpretation and Analysis</i> Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>Atilla Sefiunç (JFMO)</b> <b>Atilla Aydemir (JFMO)</b>	Hidrokarbon Aramalarında Sağlık, Emniyet ve Çevre (SEÇ) <i>Health, Safety, and the Environment (HSE) in Hydrocarbon Exploration</i> Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>Coşkun Sarı (JFMO)</b> <b>Hüseyin Gürcan (PMO)</b>	Petrol Endüstrisinde Yeni Yönelimler ve Uygulamaları, Örnek Olay İncelemeleri <i>New Trends and Applications in Petroleum Industry, Case Studies</i> Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>Mehmet Özkanlı (TPJD)</b> <b>Hakkı Gücüyeşer (PMO)</b>	
15:40-16:00	Environmental friendly (Green) fluids and technology <b>Sebastian Krocza</b>	Evaluation of the Oil Possibilities of the Mardin Group Under the Allochthonous Koçali-Karadut Ophiolites in the Adıyaman-Diyarbakir-Çelikir Areas, SE Turkey <b>Bülent Coşkun</b>	Application of Seismic Attributes to Analyze the Reservoir Rim in İntisar "103A" Field., Sirt Basin, Libya <b>Atilla Sefiunç, Cengiz V. Tur, Mohammed Elag, Abdelwahab Sherif</b>	Electro-Kinetic Oxidation: Ultra-Green Soil and Water Remediation <b>Matthew J. Bryza, Bahadır Ekizer, Naci Köse</b>	Beam Pump Electrical Savings and Reduced Harmonics <b>Nael Sadek, Jeffery Lovelace, Christopher Norris, Emil Saracutu</b>	
16:00-16:20	Determination of The Best Viable Artificial Lift Used in Wells Producing Heavy Crude Oil <b>Vedat Kaplan, Ersan Duygu</b>	Ergani Yöresi, Yeraltının Gravitte ile Modellenmesi <b>Süleyman Sancak</b>	Marmara Denizi Güney Şelfi'nin Tektonik Yapısının Sismik Yansıma Verileri ile İncelenmesi <b>Elif Meriç İlkimen, Günay Çiçi, Seda Okay, Talip Güngör, Seislab Team</b>	SOFTEK 2 Boyutlu Sismik Veri Toplama Projesi, İş Güvenliği ve Çevre Koruma Faaliyetleri <b>Bahadır Ekizer, Mehmet Emre Doğru, İbrahim Kahraman</b>	Increasing well production, reducing electrical costs, improving uptime, and cutting maintenance costs through technology and services <b>Wessam Nassar</b>	
16:20-16:40	Petrol Üretim Sahalarında Mikrobiyolojik Aktivitenin İzlenmesi Ve Bakteri Kaynaklı Korozyonun Önlenmesi <b>Beril Araç, Ender Tahtık, Işın Dizvay</b>	Constructing a 3D geo-model based on well data for a production field SE Turkey <b>Ahmet Ergün Genis, Umur Işıkalp</b>	Kuzey Marmara Şelfi'nin sismo-akustik yapısı: İksel sonuçlar <b>Ashitan Nasif, Derman Dondurur, Atilla Sefiunç, Semih Ergintav, Günay Çiçi</b> <b>İPTAL EDİLMİŞTİR.</b>	The Composition of Drilling Muds and Damage to the Nature <b>Mehmet Gümüşüne</b>	Variable Frequency Generator as the power supply for an Electric Submersible Pumping systems <b>Wojciech Andy Limanowka, Dana Pettigrew</b>	
16:40-17:00	Mitigating Corrosion And Wear, Increasing The Rod Life In Production, Injection and Disposal Wells <b>Koray Yasar</b>	The Mapping of Hydrocarbon Seepages by Using Landsat TM Satellite Images: Adıyaman Case Study <b>Adem Polat, Cankut Örmeci</b>	Marmara Denizi'nde Sığ Gaz Birikimleri <b>Seval Aydemir, Seda Okay, Günay Çiçi, Derman Dondurur, Christopher Sorlien, Marie Helene Cormier</b> <b>İPTAL EDİLMİŞTİR.</b>		A new solution to mitigate ground fault issues in downhole monitoring <b>Wessam Nassar</b>	
17:00-18:00	KOKTEYL / COCKTAIL					

	Grand Ball Room I	Grand Ball Room II	Grand Ball Room III	Camellia I	Camellia II	Magnolia I	Magnolia II
09:30-10:15	GBR II - Çağrı Konuşmacı / <i>Keynote Speaker</i> : Doç. Dr. Özdoğan YILMAZ <b>Arama Sismolojisinde Sığ Yüzeysel Sorunlar</b> <i>The Near-Surface Problem in Exploration Seismology</i>						
10:15-10:40	KAHVE MOLASI / COFFEE BREAK						
10:40-12:00	Sismik Veri Toplama ve Veri İşlem <i>Seismic Data Acquisition and Data Processing</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners</i> : <b>Hakan Karşlı (JFMO), Mehmet Mutafalıç (JFMO)</b>	Yeraltı Gaz Depolama <i>Underground Gas Storage</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners</i> : <b>Süleyman Ahravcı (PMO), Serdar Velioglu (PMO)</b>	Sedimentoloji ve Stratigrafi <i>Sedimentology and Stratigraphy</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners</i> : <b>Baki Varol (TPJD), İker Şengülter (TPJD)</b>	Bölgesel Jeoloji ve Tektonik <i>Regional Geology and Tectonics</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners</i> : <b>Okan Tüysüz (TPJD), Kadir Dirik (TPJD)</b>	Sondaj <i>Drilling</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners</i> : <b>Mehmet Cerrah (PMO), Ali Okutucu (PMO)</b>	Petrol Endüstrisinde Yeni Yönelimler ve Uygulamaları, Örnek Olay İncelemeleri <i>New Trends and Applications in Petroleum Industry, Case Studies</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners</i> : <b>Mithat Fırat Özer (JFMO), Cevat Gökşin (PMO)</b>	Geliştirilmiş Petrol Kurtarımı <i>Enhanced Oil Recovery</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners</i> : <b>Murat Cınar (PMO), Çağlar Sınayuç (PMO)</b>
10:40-11:00	Yığılma Verilerinin Yüksek Ayrıklık Dekonvolüsyonu <b>Hakan Karşlı, Recep Güney, Mustafa Şenkaya</b>	Integrity management and performance optimization (natural gas storage in salt caverns) <b>Carlos Gomez Montalvo</b>	Lithologic Heterogeneity of the Eagle Ford Formation, South Texas <b>Suzan Müge Ergene, Kitty L. Milliken</b>	Kuzey Anadolu Fayı'nın (KAF) Orta Kolumun Yüksek Ayrıklık Sismik Verileri ile Marmara Denizi'ndeki Devamlılığının İncelenmesi <b>Burcu Barn, Seda Okay, Günay Çiçli, Derman Dondurur, Christopher Sorlien, Marie Helene Cormier, Leonardo Seeber, Talip Güngör, Elif Meriç İkimen, Seislab Ekibi</b> <b>İPTAL EDİLMİŞTİR.</b>	Development of Water-Based Drilling Fluids Customized for Silurian Dadaş Shale Reservoirs <b>Emre Trabzon, Mustafa Hakan Özyurtkan</b>	High pressure horizontal pumping systems for shale-gas fracturing operations <b>Wojciech Andy Limanowka, Dana Pettigrew</b>	Retention modelling of sulfonated polyacry polymers in porous medium <b>Masoud Rashidi</b>
11:00-11:20	Pre-stack Reverse Time Migration: Application to synthetic and field data <b>Gülşah Mehtin, Mehmet Mutafalıç, Jingyi Chen</b>	Hutubi Underground Gas Storage Project <b>Nedim Serkan Gür</b>	Batı Teksas'da Delaware Dağlarında Bulunan Brushy Canyon Formasyonunun Taban Kısmından Alınan Örneklerin Petrografik ve Çözünmeyen Kalıntı Analiz Sonuçlarının Değerlendirilmesi <b>Sevim Yavuz Bayram</b>	Seismic Interpretation and Restoration of a Forearc Basin System Offshore, New Zealand <b>Umut Işıkalp</b>	A Comparative Study of Cuttings Transport Performance of Water Versus Polymer-Based Fluids in Horizontal Wells <b>Pavam Allahverdi-zadeh, Ergun Kuru, Mahmut Parlakutuna</b>	Correlating the Terminal Velocity and Recovery of Epoxy to Successfully Plug Damaged Wells Offshore <b>Hasan Turkmengözü, İbrahim El Mallawany, J. Jerome Schubert</b>	Wettability Alteration Potential of Causitic to Improve Waterflooding Efficiency: A Laboratory Scale Analysis for the Garzan Field, Turkey <b>Hüseyin Calsgan, Uğur Karabakal, Tayfun Babadağı, Can Ercan, Artağ Turkmengözü, S. Esra Yıldırım, M. Erkin Gözel</b>
11:20-11:40	Sismik Yansıma Yönteminde Yeni Bir Yöntem Olarak Ortak Yansıma Yüzeysel Yığılması (Ors) ve Yığılma Öncesi Kichhoff Zaman Migrasyonu: 2B Kara Verisi Örneği <b>Nermin Berran Vernet, Orhan Gürelli, Ayşe Güngör</b>	Induced seismicity in Underground Gas Storage: the case of Castor, offshore NE Spain <b>Rodrigo Del Potro, Jesus Artieda</b>	Diagenetic Examination and Isotopic Study of Exposure Surface in the Glen Rose Formation, Early Cretaceous, Central Texas <b>Nargül Toktas, Marina Suarez</b>	Antakya Civarında Uzun Açıklıklı Sismik Yöntemle Hidrokarbon Aranması <b>Mehmet Gökhan Hacimehmetoğlu, Eren Yıldız, Nuray Şahbaz</b>	Drilling Fluid Application in Underground Storage Project <b>T. Çağrı Arı, Selçuk Erkeköl</b>	Investigation of Bacteria Co-exist with Sulfate Reducing Bacteria in the Petroleum Reservoirs of Diyarbakir Region <b>Üçde Tüccar, Esra Sungur, Gerard Muzzer, Hakan Hoşgörmez</b>	EOR Projects in the Middle East and North Africa Region: Past, Present, & Future <b>Serdar Bender</b>
11:40-12:00	Dönüşmüş Dalga Fazlarına Uygulanan Sismik Veri İşlem Teknikleri <b>Berkan Özlüörk, Ayşe Gungör, Bülent Kaypak</b>	Silivri Doğal Gaz Depolama Tesisi ve Kapasite Artırımı Projeleri <b>Ramazan Eren</b>	Hatay bölgesi'nde açılan Şenköy-1 kuyusunda alınan sonuçların, tektonik ve kaynak kaya açısından değerlendirilmesi <b>Nuray Şahbaz, Hüsnü Çorbacıoğlu, Aslı Korkmaz Elmacı, Mehmet Gökhan Hacimehmetoğlu</b>	Jackup sondajlarında Müdüne Suspension Sistem (MLS) <b>Tamer Savaş, Bilge Çiçek, Berkay Kocababuç</b>	Petrol ve Doğal Gaz Rezervuarlarının Pasif Sismik Yöntemlerle Belirlenmesi Determination of Oil and Gas Reservoirs by Passive Seismic Methods <b>Burcu Selek, Bülent Kaypak</b>	Discrete Fracture Modeling and Gel Injection Simulation in Serhat Carbonates <b>Serhat Akın, Ashkan Soltanieh</b>	



12:00-13:00		ÖĞLE YEMEĞİ / LUNCH BREAK					
13:00-13:20		KAHVE MOLASI / COFFEE BREAK					
	Grand Ball Room I	Grand Ball Room II	Grand Ball Room III	Camellia I	Camellia II	Magnolia I	Magnolia II
13:20-15:00	Jeotermal Enerji <i>Geothermal Energy</i> Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>Abdurrahman Satman</b> (PMO) <b>Serhat Akın</b> (PMO)	Rezervuar Mühendisliği <i>Reservoir Engineering</i> Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>İnanç Türeyen</b> (PMO) <b>Özlen Erişok</b> (PMO)	Sedimentoloji ve Stratigrafi <i>Sedimentology and Stratigraphy</i> Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>Demir Altıner</b> (TPJD) <b>Sema Tetiker</b> (TPJD)	Ege ve Akdeniz Basenlerinin Petrol Potansiyeli, Yeni Gelişmeler <i>Petroleum Potential of Aegean and Mediterranean Basins, Recent Developments</i> Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>Salih Saner</b> (TPJD) <b>İsmail Yılmaz</b> (JFMO)	Sondaj <i>Drilling</i> Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>Hüseyin Kasapoğlu</b> (PMO) <b>Filiz Şahin</b> (PMO)	SPE Öğrenci Bildiri Yarışması / Student Contest	Geliştirilmiş Petrol Kurtarımı <i>Enhanced Oil Recovery</i> Oturum Yürütücülere / Conveners: <b>Secaeddin Şahin</b> (PMO) <b>Demet Çelebioğlu</b> (PMO)
13:20-13:40	Paralel Çatlaklı Jeotermal Rezervuarlarda Gelişen Isı Transferinin Yeni Analitik Modelleri <b>İbrahim Kocabaş,</b> <b>Mahmut Bülbül</b>	A Success Story of Applying Well by Well Prescription to Rejuvenate a Brown Field: Kurkan Field Case Study <b>Murat Fatih Tuğan</b>	Batman çevresi Geç Mestrihtiyen- Paleosen dönemi stratigrafisi <b>İsmail Bahtıyar,</b> <b>Muzaffer Sıyako,</b> <b>Mahir Kaya</b>	Turkey's Exclusive Economic Zone in the Mediterranean Sea: The Case of Kastellorizo (Meis) <b>Serhat Süha Çubukçuoğlu</b>	Casing Drilling and Modeling of Smear Effect for Wellbore Strengthening <b>Cağdas Arıanoğlu</b>		Buhar Uygulaması Batı Raman Sahası için Yeni Bir Başlangıç Olabilir mi?; Pilot Uygulama Tasarımı, Hayata Geçirilmesi ve İlk Sonuçlar <b>Ulker Kalfa,</b> <b>Secaeddin Şahin,</b> <b>Serkan Uysal,</b> <b>Harun Kılıç,</b> <b>Hakkı Lahna,</b> <b>Teoman Küçükçakara</b>
13:40-14:00	Türkiye'de Jeotermal Enerji ve Geleceği <b>Abdurrahman Satman</b>	Analysis of Down-Hole Temperature Response to Determine Flow Rates in Producing Zones <b>Emre Cengiz</b>	Planktonic foraminiferal biostratigraphy of the Paleocene-Eocene sequences in the Western and Central Black Sea Region, Turkey <b>Alev Güray,</b> <b>Sevinç Özkan Altıner</b>	Kuzey Kıbrıs'ın (KKTG) Rasyonel Petrol Arama Stratejisi Nasıl Olmalı <b>Salih Saner</b>	Impressive Contribution of CFD in Modelling Wellbore Physics <b>Ali Etehadı Ösquei,</b> <b>Gursat Altun</b>		Spectral and Thermal Analysis Explains the Mechanisms of Oil Shale Recovery with Microwave Heating <b>Selin Güven,</b> <b>Serhat Akın,</b> <b>Berna Hascakır</b>
14:00-14:20	Function, Construction and Limitations of Electrical Submersible Pumps in Geothermal Applications <b>Cansu Afsar,</b> <b>Aad Castircum</b>	Buhar Destekli Gravite Drenajı (SAGD) Metodu İçin Sinir Ağı Tabanlı Proxy Modellerin Geliştirilmesi <b>Ayhan Şengel</b>	Ölürdere Formasyonu Geç Jura-Erken Kretase Nannofosil Biyostratigrafisi (Ölür-Tortum İstifi, Doğu Pontidleri) <b>Ayşeülü Aydın,</b> <b>Özmen Evcimen,</b> <b>Yılmaz Erdem,</b> <b>Levent Duygu,</b> <b>Vahdet Tunçdemir</b>	Kuzey Kıbrıs'ın Temel Jeolojik Özellikleri <b>H. Yavuz Hakyemez</b>	Buckling and Axial Force Transfer of Buoyancy Assisted Casing <b>Mehmet Arslan,</b> <b>Stephan Miska,</b> <b>Eren Ozbayoglu</b>		A Laboratory Study for the Implementation of CO2 Alternating N2 Gas Injection (CAN) to B.Raman Reservoir Oil <b>Hüseyin Çalsgan,</b> <b>Uğur Karabakal,</b> <b>Can Ercan,</b> <b>Artuğ Türkmenoğlu,</b> <b>Ersan Alpay</b>
14:20-14:40	Utilizing Coiled Tubing to Effectively Remove Calcium Carbonate Scaling through Selective Acidizing in Kizildere Field <b>Ceylan Name Gürses</b>	A Modification to Sawyer-Brown Method To Track the Damage and Non-Darcy Effects on Bottom Hole Pressure and Rate Behavior <b>Ersen Alp,</b> <b>Serhat Akın</b>	A Multiproxy Record of Late Miocene-Early Pliocene Climate and Environment from Continental Deposits of the Central Anatolia, Turkey <b>Nurcan Yavuz,</b> <b>Gönül Culha,</b> <b>Sükrü Sinan Demirer</b>	Gökçeada (Çanakkale) Tersiyer Birimlerinin Hidrokarbon Potansiyeli (Hydrocarbon Potential of Gökçeada (Çanakkale) Tertiary Units) <b>Ayşe Bozcü,</b> <b>Gülşah Durak</b>	Characterization of Aged Fluid in Casing Annulus <b>Efecan Demirci,</b> <b>Andrew K Wojtanowicz</b>		Batı Raman Petrolünün Yanmasının Eşdoğuşum Yöntemi ile Analizi <b>Melek Deniz Pakar,</b> <b>Murat Çınar</b>
14:40-15:00	Production Enhancement with cleaning and acidizing by Coil Tubing Unit in Alaşehir Geothermal Field <b>Emrah Gürel</b>	Doğal çatlaklı rezervuarlarda Ölü-uçtu gözenek izleyici taşınımını modelinin (Coats ve Smith Modeli) İteratif Laplace Dönüşümü ile Çözümü ve İzleyici Dönüşüm Eğrilerinin Yorumlanması <b>İbrahim Kocabaş,</b> <b>Mahmut Bülbül</b>		Antalya Körfezi ve Açıkları Yapısal Özelliklerinin, Gravitte-Manyetik Model Çalışması ile İncelenmesi <b>Ahmet Kırmızıtaş,</b> <b>Nazif Şahin,</b> <b>Bahar Diñcer,</b> <b>Mehmet Akif Şünetçioğlu</b>			Buhar destekli gravite drenajı çalışması <b>Bekir Safa Coşkun,</b> <b>Erdi Aydın,</b> <b>Ahmet Patat</b>
15:00-15:20	KAHVE MOLASI / COFFEE BREAK						

	Grand Ball Room I	Grand Ball Room II	Grand Ball Room III	Camellia I	Camellia II	Magnolia I	Magnolia II
15:20-17:20	Jeotermal Enerji <i>Geothermal Energy</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners:</i> Hasan Emiroğlu (TPJD), Cemal Kaya (JFMO)	Rezervuar Mühendisliği <i>Reservoir Engineering</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners:</i> Mustafa Onur (PMO), Emre Artun (PMO)	Petrol ve Doğal Gaz Politikaları <i>Petroleum and Gas</i> <i>Policies</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners:</i> Volkan Ş. Ediger (TPJD), Mustafa Ergün (JFMO)	Alişagelmemiş Hidrokarbon Kaynaklar <i>Unconventional</i> <i>Resources</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners:</i> Günay Çilçi (JFMO), Armağan Derman (TPJD)	Sondaj <i>Drilling</i> Oturum Yürütücülere / <i>Conveners:</i> Gürsat Altun (PMO) , Hüseyin Büyükgöz (PMO)		
15:20-15:40	Manisa-Kemaliye jeotermal sahasının manyetotellürlük yöntemle üç Boyutlu modellenmesi ve yorumu <b>Erhan Erdoğan,</b> <b>Ahmet Tuğrul Başokur,</b> <b>Erdin Bozkurt,</b> <b>Celal Boran Demir,</b> <b>Orhan Aydoğan,</b> <b>Kürşat Doruk Erdağı,</b> <b>Eğemen Erkanlı,</b> <b>Hakan Can</b>	Wettability Characterization of Different Oil/Brine/Rock Systems by using Rise in Core Method <b>Celal Hakan Canbaz,</b> <b>Shawket Ghedan</b>	Avrupa Birliği'nin Enerji Güvenliği Politikası Çerçevesinde Türkiye'nin Doğal Gaz Koridoru Rollerinin ABD ve Rusya Federasyonu Bağlamında Çözümlemesi <b>Sıtkı Hoşhan</b>	Simulation of Gas Production from Hydrate Reservoirs by Using HydrateResSim <i>Numerical Simulator</i> <b>Sükrü Meray,</b> <b>Asst Prof Dr Çağlar</b> <b>Sınayuç</b>	Slimhole Continuous Coring As An Effective Method In Petroleum Exploration <b>Mehmet Meriç Hirpa</b>		
15:40-16:00	Nemrut volkanı jeotermal potansiyeline yaklaşım, Tatvan, Bitlis - Türkiye <b>Hasan Emiroğlu,</b> <b>Ethem Atasoy</b>	Effect of Voronoi Tessellation in Reservoir Flow Modelling <b>Tuğçe Bayram Ertürk,</b> <b>Çağlar Sınayuç</b>	Onuncu Kalkınma Planı (2014 – 2018) Kapsamındaki Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı ve Türkiye Petrol Arama – Üretim Sektörü Görünümü <b>Abdullah Uğur Gönülalan</b>	Akçakoca Açıkların'da gözlenen çamur volkanı, sıg gaz ve gaz hidrat birikimlerinin akustik anormalleri <b>Özkan Özel,</b> <b>Hilmi Mert Küçük,</b> <b>Orhan Altun,</b> <b>Derman Dondurur,</b> <b>Günay Çilçi</b> <b>İPTAL EDİLMİŞTİR.</b>	New Optimized Bit Design with Uniform Rubber Thickness Positive Displacement Motors to Drill Carbonates in South East Turkey Faster Reduces Well Delivery Cost <b>Yannick Monlux,</b> <b>Dautmammad Rejepov,</b> <b>Sinem Kaymak,</b> <b>Murat Burmin,</b> <b>Philippe Sepulcri,</b> <b>Bernard Vinazza</b>		
16:00-16:20	2023 Vizyonu'nda Türkiye' de Jeotermal Enerji ve Jeofizik Çalışmalar <b>Orkun Teke</b>	Use of voronoi gridding in the design of well tests <b>Fuad Rahimov,</b> <b>Çağlar Sınayuç</b>	Avrupa'nın Doğalgaz Tedarikinde Türkiye'nin Köprü Rolü <b>Hasan Yıldızhan</b>	Dodurga (Çorum) Sahası Bölümlü Kayaçlarında Mineralojik İncelemeler <b>Pelin Akkaya,</b> <b>Ali Sarı,</b> <b>Arash Vosoughi</b> <b>Moradi</b>	Optimized PDC bit increases ROP 100% and sets single run drilling record in the same region among 38 fields in 30 years <b>Kağan Altındal</b>	SPE	
16:20-16:40	Kütahya Gediz Grabeninde Yapılan Jeotermal Sondajlarda Kuyu Stabilitesi Probleminin Sondaj Sırası Yönünden İncelenmesi <b>Volkan Aşanoğlu,</b> <b>Murat Özsoy,</b> <b>Mustafa Seçgin,</b> <b>Fatih Erdal, Çağın Erbek,</b> <b>Ahmet Sönmez,</b> <b>Osman Gündüz,</b> <b>Mahmut Döngör,</b> <b>Recep Sarı</b>	Optimization of locations of Voronoi grid points in reservoir simulation <b>Ulvi Rza Guliyev,</b> <b>Çağlar Sınayuç</b>	Evaluation of Azerbaijan Gas Supply Potential & Related Infrastructures for EU & TI Energy Security Issues <b>Öğuzhan Akyener</b>	Microseismic Monitoring - Source Characterization and Physical Modeling <b>Ömer Akbaş,</b> <b>Robert R. Stewart,</b> <b>Nikolay Dyaur</b>	Bit selection for a wildcat well by using seismic data <b>Filiz Şahin</b>		
16:40-17:00		Design Study of A Heavy Oil Field Development <b>İlknur Okuyucu,</b> <b>Öğuz Çalışkan,</b> <b>Yunus Ayhan,</b> <b>Emine Didem Korkmaz</b> <b>Başel,</b> <b>Ömer İnanç Türeyyen,</b> <b>Abdurrahman Satman</b>	Strategic Approaches To Unconventional Resources To Meet The Turkish Energy Demand <b>Öğuzhan Akyener,</b> <b>Necdet Karakurt</b>	Tuna Deltası'nın Romanya Kitasal Yamaçındaki Kanal Yapısının ve BSR Dağılımlarının Akustik Yöntemlerle İncelenmesi <b>Orhan Altun,</b> <b>Günay Çilçi,</b> <b>Derman Dondurur,</b> <b>Jörg Bialas,</b> <b>Ingo Klaucke,</b> <b>Seda Okay,</b> <b>Özkan Özel,</b> <b>Hilmi Mert Küçük,</b> <b>Burcu Barın,</b> <b>Ashihan Nasif,</b> <b>Sermet Duymaz,</b> <b>Ele Bayol</b> <b>İPTAL EDİLMİŞTİR.</b>			
17:00-17:20			Enerji dışı bağımlılık ve Türkiye'nin doğal gaz temin ve tüketim politikaları <b>Öğuz Türkyılmaz</b>				
13:20-17:20	Fuaye Alanı - Poster Sunumları <i>Foyer - Poster Presentations</i>						
17:20-18:20	KOKTEYL / COCKTAIL						



**İçindekiler**

**Contents**

---



**İÇİNDEKİLER**

<b>Çağrılı Konuşmacı - Özgeçmiş</b> Hikmet Uluğbay	27
<b>Çağrılı Konuşmacı - Özgeçmiş</b> Necdet Pamir	28
<b>Çağrılı Konuşmacı - Özgeçmiş</b> Prof. Dr. Aral Okay	29
<b>Çağrılı Konuşmacı - Özgeçmiş</b> Doç. Dr. Özdoğan Yılmaz	30
<b>Simulation of Gas Production from Hydrate Reservoirs by Using HydrateResSim Numerical Simulator</b> <u>Sükrü Meray</u> , Çağlar Sınayuç	33
<b>Akçakoca Açıkların'da gözlenen çamur volkanı, sıg gaz ve gaz hidrat birikimlerinin akustik anomalileri</b> <u>Özkan Özel</u> , Hilmi Mert Küçük, Orhan Atgın, Derman Dondurur, Günay Çifçi	34
<b>Dodurga (Çorum) Sahası Bitümlü Kayaçlarında Mineralojik İncelemeler</b> <u>Pelin Akkaya</u> , Ali Sarı, Arash Vosoughi Moradi	35
<b>Microseismic Monitoring - Source Characterization and Physical Modeling</b> <u>Ömer Akbaş</u> <sup>1</sup> , Robert R. Stewart <sup>2</sup> , Nikolay Dyaur <sup>2</sup>	36
<b>Tuna Deltası'nın Romanya Kıtasal Yamacındaki Kanal Yapısının ve BSR Dağılımlarının Akustik Yöntemlerle İncelenmesi</b> <u>Orhan Atgın</u> <sup>1</sup> , Günay Çifçi <sup>1</sup> , Derman Dondurur <sup>1</sup> , Jorg Bialas <sup>2</sup> , Ingo Klaucke <sup>2</sup> , Seda Okay <sup>1</sup> , <u>Özkan Özel</u> <sup>1</sup> , Hilmi Mert Küçük <sup>1</sup> , Burcu Barın <sup>1</sup> , Aslıhan Nasıf <sup>1</sup> , Sermet Duymaz <sup>1</sup> , Efe Bayol <sup>1</sup>	39
<b>Characteristics of Neogene to Quaternary volcanic systems in Turkey: Their importance as potential geothermal sources</b> <u>Safak Altunkaynak</u> <sup>1</sup> , Naci Görür <sup>2</sup> , Elif Karadağ <sup>2</sup> , Ayşe Zeynep Çalışkanoğlu <sup>1</sup>	43
<b>The Seismic Reflection Method in Geothermal Exploration Jeotermal Aramacılığında Sismik Yansıma Yöntemi</b> <u>Orhan Güreli</u> <sup>1</sup> , Naci Görür <sup>2</sup>	47
<b>Thermal conductivities of major rock types located in western Turkey</b> <u>Elif Balkan</u> <sup>1</sup> , Kamil Erkan <sup>2</sup> , Müjgan Şalk <sup>1</sup>	50
<b>Jeotermal Sahalarında 3D Euler Homojenik Eşitliği Kullanılarak Jeofizik (Gravite ve Manyetik) Verisiyle Temel Kayaç Derinliklerinin Hesaplanması, Kızıldere (Sarayköy/Denizli) / Ayaş (Ankara)</b> <u>Seyfullah Tufan</u> , Nusret Özen, Bekir Kocakaya, Tevfik Remzi Bilgin, Serkan Özen, Abdullah Güngör	52
<b>An Overview on Geothermal Drilling and Projects in Turkey, 2015 and Schlumberger Geothermal Services</b> <u>Tevfik Kaya</u>	62
<b>Manisa-Kemaliye jeotermal sahasının manyetotellürik yöntemle üç Boyutlu modellenmesi ve yorumu</b> <u>Erhan Erdoğan</u> <sup>1</sup> , Ahmet Tuğrul Başokur <sup>2</sup> , Erdin Bozkurt <sup>3</sup> , Celal Boran Demir <sup>1</sup> , Orhan Aydoğan <sup>1</sup> , Kürşat Doruk Erdağı <sup>1</sup> , Egemen Erkanlı <sup>1</sup> , Hakan Can <sup>1</sup>	68

<b>Nemrut volkanı jeotermal potansiyeline yaklaşım, Tatvan, Bitlis - Türkiye</b> <u>Hasan Emiroğlu, Ethem Atasoy</u>	70
<b>2023 Vizyonu' nda Türkiye' de Jeotermal Enerji ve Jeofizik Çalışmalar</b> <u>Orkun Teke</u>	74
<b>Kütahya Gediz Grabeninde Yapılan Jeotermal Sondajlarda Kuyu Stabilitesi Probleminin Sondaj Sıvısı Yönünden İncelenmesi</b> <u>Volkan Aslanoğlu<sup>1</sup>, Murat Özsoy<sup>1</sup>, Mustafa Seçgin<sup>1</sup>, Fatih Erdal<sup>1</sup>, Çağrı Erbek<sup>1</sup>, Ahmet Sönmez<sup>1</sup>, Osman Gündüz<sup>1</sup>, Mahmut Döngör<sup>3</sup>, Recep Sarı<sup>2</sup></u>	80
<b>Türkiye'de Jeotermal Enerji ve Geleceği</b> <u>Abdurrahman Satman</u>	85
<b>Function, Construction and Limitations of Electrical Submersible Pumps in Geothermal Applications</b> <u>Cansu Afsar, Aad Castricum</u>	92
<b>Utilizing Coiled Tubing to Effectively Remove Calcium Carbonate Scaling through Selective Acidizing in Kizildere Field</b> <u>Ceylan Name Gürses</u>	94
<b>Production Enhancement with cleaning and acidizing by Coil Tubing Unit in Alaşehir Geothermal Field</b> <u>Emrah Gürel</u>	95
<b>Paralel Çatlaklı Jeotermal Rezervuarlarda Gelişen Isı Transferinin Yeni Analitik Modelleri</b> <u>İbrahim Kocabaş<sup>1</sup>, Mahmut Bülbül<sup>2</sup></u>	96
<b>Jeotermal rezervuarlarda doğđal beslenmenin birimleştirmede etkisi</b> <u>Ömer İnanç Türeyyen, Abdurrahman Satman</u>	98
<b>Effect of CO<sub>2</sub> on pressure and temperature profiles of geothermal wells</b> <u>Murat Çınar, Mustafa Onur</u>	101
<b>Jeotermal Rezervuarlarda Isısı Alınmış Suların Geri-Basımı İşleminin Tasarımı</b> <u>İbrahim Kocabaş, Tolga Akgöl</u>	105
<b>Jeotermal Sahalarda Fraktal Analiz Yöntemiyle Çatlak Karakterizasyonu</b> <u>Emrah Gürel<sup>1</sup>, Serhat Akın<sup>2</sup></u>	109
<b>Orta Pontidler Mesozoyik'deki evrimi</b> <u>Aral Okay<sup>1</sup>, Gürsel Sunal<sup>2</sup>, Demir Altınır<sup>3</sup>, Okan Tüysüz<sup>1</sup>, Mehmet Keskin<sup>4</sup>, Ali Murat Kılıç<sup>5</sup>, Sarah Sherlock<sup>6</sup>, Andrew R.c. Kylander Clarck<sup>7</sup></u>	113
<b>Late Cretaceous stratigraphy and palaeogeography of the Pontides</b> <u>Okan Tüysüz</u>	114
<b>Doğu Karadeniz Bölgesindeki Trabzon Fayı ile Tektonik Oluşumların Çok Kanallı Sismik Yansıma Verisi ile İncelenmesi</b> <u>Sermet Gündüz<sup>1</sup>, Günay Çiççi<sup>1</sup>, Seda Okay<sup>1</sup>, Derman Dondurur<sup>1</sup>, Dae Choul Kim<sup>2</sup>, Sung Ho Bae<sup>2</sup></u>	116
<b>Erdek Körfezi'nde Kuzey Anadolu Fayı'nın Orta Kolunun Yüksek Çözünürlüklü Jeofiziksel Yöntemlerle Araştırılması</b> <u>Elif Büşra Tatlı<sup>1</sup>, Günay Çiççi<sup>1</sup>, Seda Okay<sup>1</sup>, Derman Dondurur<sup>1</sup>, Christopher Sorlien<sup>2</sup>, Burcu Barın<sup>1</sup></u>	119

<b>Kuzey Anadolu Fayı'nın (KAF) Orta Kolunun Yüksek Ayrımlı Sismik Verileri ile Marmara Denizi'ndeki Devamlılığının İncelenmesi</b>	<b>120</b>
<u>Burcu Barın<sup>1</sup>, Seda Okay<sup>1</sup>, Günay Çiççi<sup>1</sup>, Derman Dondurur<sup>1</sup>, Christopher Sorlien<sup>2</sup>, Marie Helene Cormier<sup>3</sup>, Leonardo Seeber<sup>4</sup>, Talip Güngör<sup>5</sup>, Elif Meriç İlkimen<sup>1</sup>, Seislab Ekibi<sup>1</sup></u>	
<b>Seismic Interpretation and Restoration of a Forearc Basin System Offshore, New Zealand</b>	<b>121</b>
<u>Umut Işıkalp</u>	
<b>Antakya Civarında Uzun Açılımlı Sismik Yöntemle Hidrokarbon Aranması</b>	<b>129</b>
<u>Mehmet Gökhan Hacimehmetoğlu, Eren Yıldız, Nuray Şahbaz</u>	
<b>Hatay bölgesi'nde açılan Şenköy-1 kuyusunda alınan sonuçların, tektonik ve kaynak kaya açısından değerlendirilmesi</b>	<b>133</b>
<u>Nuray Şahbaz<sup>1</sup>, Hüsnü Çorbacıoğlu<sup>2</sup>, Aslı Korkmaz Elmacı<sup>2</sup>, Mehmet Gökhan Hacimehmetoğlu<sup>1</sup></u>	
<b>Evaluation of the Oil Possibilities of the Mardin Group Under the Allochthonous Koçali-Karadut Ophiolites in the Adıyaman-Diyarbakır-Çelikli Areas, SE Turkey</b>	<b>137</b>
<u>Bülent Coşkun</u>	
<b>Ergani Yöresi, Yeraltının Gravite ile Modellenmesi</b>	<b>138</b>
<u>Süleyman Sancak</u>	
<b>Constructing a 3D geo-model based on well data for a production field SE Turkey</b>	<b>139</b>
<u>Ahmet Ergün Geniş, Umut Işıkalp</u>	
<b>The Mapping of Hydrocarbon Seepages by Using Landsat TM Satellite Images: Adıyaman Case Study</b>	<b>141</b>
<u>Adem Polat<sup>1</sup>, Cankut Örmeci<sup>2</sup></u>	
<b>Can we extrapolate the Eocene shallow water carbonate play from the present-day shelf to the deepwater of the Black Sea?</b>	<b>149</b>
<u>Gabor Csaba Tari<sup>1</sup>, Mohammad Fallah<sup>1</sup>, Zühtü Batı<sup>2</sup>, Nazim Özgür Sipahioğlu<sup>2</sup>, Walter Kosi<sup>1</sup></u>	
<b>The importance of mass transport complexes in the Black Sea: examples from the DSDP 380 and 381 wells, offshore Turkey</b>	<b>151</b>
<u>Mohammad Fallah<sup>1</sup>, Gabor Csaba Tari<sup>1</sup>, Walter Kosi<sup>1</sup>, Zühtü Batı<sup>2</sup>, Nazim Özgür Sipahioğlu<sup>2</sup></u>	
<b>Seep-hunting; a de-risking tool for offshore exploration</b>	<b>153</b>
<u>Mohammad Fallah<sup>1</sup>, Eric Cauquil<sup>2</sup>, Walter Kosi<sup>1</sup>, Jim Gharib<sup>3</sup>, Özgür Sipahioğlu<sup>4</sup>, Zühtü Batı<sup>4</sup>, Gabor Tari<sup>1</sup></u>	
<b>Batı Pontidler ve Batı Karadeniz Baseni Arasındaki Bağlantıların Jeofizik Verilerle İrdelenmesi</b>	<b>154</b>
<u>Gökberk Burak Tokat, Şenol Özyalın, Mustafa Ergün</u>	
<b>GDA Ağır Petrollerinin (I.Grup Petrollerinin) Kökeni ve Kuzey Irak Petrol Sistemi ile Korelasyonu</b>	<b>159</b>
<u>Hüsnü Çorbacıoğlu</u>	
<b>Petroleum System Modelling of a Jurassic Source Rock: Yolaçan Formation (SE Turkey)</b>	<b>161</b>
<u>Feridun Alp Uğur, Zeynep Dincer Kirman, Hüsnü Çorbacıoğlu</u>	
<b>Organic Carbon Isotope Records of Cores from The Oatka Creek Member of The Marcellus Formation - Pa, United States</b>	<b>162</b>
<u>Cihan Can<sup>1</sup>, Michael A. Arthur<sup>2</sup></u>	

---

<b>Investigation of the organic matter properties and hydrocarbon potential of the Sivas Basin, Eastern Central Anatolia, Turkey</b>	163
<u>Nazan Yalçın Erik<sup>1</sup>, Attila Aydemir<sup>2</sup>, Aydın Büyüksaraç<sup>3</sup></u>	
<b>Türkiye'deki Gaz Zuhurlarının Özellikleri, Kökenleri ve İlişkili Petrol Sistemleri</b>	164
<u>Mehmet Namık Yalçın, Hakan Hoşgörmez</u>	
<b>Turkey's Exclusive Economic Zone in the Mediterranean Sea: The Case of Kastellorizo (Meis)</b>	169
<u>Serhat Süha Çubukcuoğlu</u>	
<b>Kuzey Kıbrıs'ın (KKTC) Rasyonel Petrol Arama Stratejisi Nasıl Olmalı</b>	172
<u>Salih Saner</u>	
<b>Kuzey Kıbrıs'ın Temel Jeolojik Özellikleri</b>	177
<u>H. Yavuz Hakyemez</u>	
<b>Gökçeada (Çanakkale) Tersiyer Birimlerinin Hidrokarbon Potansiyeli (Hydrocarbon Potential of Gökçeada (Çanakkale) Tertiary Units)</b>	181
<u>Ayşe Bozcu, Gülşah Durak</u>	
<b>Antalya Körfezi ve Açıkları Yapısal Özelliklerinin, Gravite-Manyetik Model Çalışması ile İncelenmesi</b>	188
<u>Ahmet Kırmızıtaş, Nazif Şahin, Bahar Dinçer, Mehmet Akif Sünnetçioğlu</u>	
<b>The Origin and Geological Setting of Natural Gas Seeps in the Kemer-Çıralı Area, Antalya, SW-Turkey</b>	190
<u>Fuzuli Yağmurlu<sup>1</sup>, Murat Şentürk<sup>1</sup>, Ezher Tokar<sup>2</sup></u>	
<b>Messiniyen Tuz Çökeli ve Yapısal Evrimi'ne Yönelik Sismik Kanıtlar Doğu Akdeniz, Türkiye</b>	192
<u>Mehmet Akif Sünnetçioğlu, Rıza Özgür Temel, Yakup Abdik, Ercan Arabacı, Tuçe Değirmenci</u>	
<b>The seismic characterization of Pliocene-Pleistocene deep water architectural elements, Offshore Anamur, Eastern Mediterranean</b>	194
<u>Selin Deniz Coşkun, Mehmet Akif Sünnetçioğlu, Tuçe Değirmenci, Mustafa Bülent Ercengiz, Burak Apaydın</u>	
<b>Adana Baseni Kuzgun Formasyonu Fasiyes Özellikleri Ve Paleocoğrafik Evrimi</b>	197
<u>Mustafa Bülent Ercengiz, Fırat Sağın, Zuhâl Şeker, Tuçe Değirmenci, Gülsinem Polat, Didem Önen, Armağan Kaykun</u>	
<b>Oil Spill Detection in the eastern Mediterranean, offshore Turkey, using Spaceborne Radar Imaging</b>	199
<u>Sedar Cihan Şahin, Ayça Karaçay</u>	
<b>Lithologic Heterogeneity of the Eagle Ford Formation, South Texas</b>	203
<u>Suzan Müge Ergene<sup>1</sup>, Kitty L. Milliken<sup>2</sup></u>	
<b>Batı Teksas'da Delaware Dağlarında Bulunan Brushy Canyon Formasyonunun Taban Kısmından Alınan Örneklerin Petrografik ve Çözünmeyen Kalıntı Analiz Sonuçlarının Değerlendirilmesi</b>	207
<u>Sevim Yavuz Bayram</u>	
<b>Diagenetic Examination and Isotopic Study of Exposure Surface in the Glen Rose Formation, Early Cretaceous, Central Texas</b>	208
<u>Nargül Toktaş<sup>1</sup>, Marina Suarez<sup>2</sup></u>	



<b>Batman çevresi Geç Mestrihtiyen- Paleosen dönemi stratigrafisi</b>	<b>209</b>
<u>İsmail Bahtiyar</u> , Muzaffer Siyako, Mahir Kaya	
<b>Planktonic foraminiferal biostratigraphy of the Paleocene-Eocene sequences in the Western and Central Black Sea Region, Turkey</b>	<b>212</b>
<u>Alev Güray</u> <sup>1</sup> , Sevinç Özkan Altuner <sup>2</sup>	
<b>Olurdere Formasyonu Geç Jura–Erken Kretase Nannofosil Biyostratigrafisi (Olur-Tortum İstifi, Doğu Pontidler)</b>	<b>213</b>
<u>Ayşegül Aydın</u> , Özmen Evcimen, Yılmaz Erdem, Levent Duygu, Vahdet Tunçdemir	
<b>A Multiproxy Record of Late Miocene-Early Pliocene Climate and Environment from Continental Deposits of the Central Anatolia, Turkey</b>	<b>215</b>
Nurdan Yavuz, Gönül Culha, <u>Sükrü Sinan Demirel</u>	
<b>Land seismic data acquisition in Turkey, problems and suggested solutions</b>	<b>219</b>
<u>Yılmaz Sakallıoğlu</u>	
<b>Determination of Dips and Depths of Near Surface Layers by Radon Transform</b>	<b>221</b>
<b>Radon Transformu ile Yakın Yüzey Tabakalarının Derinlik ve Eğimlerinin Tanımı</b>	
<u>Orhan Güreli</u>	
<b>Obtaining of Near Surface Model by Seismic Tomography Method Sismik Tomografi Yöntemi ile Yakın Yüzey Modelinin Elde Edilmesi</b>	<b>224</b>
<u>Ayşe Güngör</u> , Orhan Güreli	
<b>Sismik Genliğin Geliş Açısı (AVA) ile Değişiminde Kayaç Gözenekliliği ve Akışkan Cinsinin Etkileri</b>	<b>227</b>
<u>Zeynep Ünal</u> , Hülya Kurt	
<b>Yığma Verilerinin Yüksek Ayrımlı Dekonvolüsyonu</b>	<b>231</b>
<u>Hakan Karşlı</u> , Recep Güney, Mustafa Şenkaya	
<b>Pre-stack Reverse Time Migration: Application to synthetic and field data</b>	<b>234</b>
<u>Gülşah Metin</u> <sup>1</sup> , Mehmet Mutaftçılar <sup>1</sup> , Jingyi Chen <sup>2</sup>	
<b>Sismik Yansıma Yönteminde Yeni Bir Yöntem Olan, Ortak Yansıma Yüzeysel Yığması (Crş) ve Yığma Öncesi Kichhoff Zaman Migrasyonu: 2B Kara Verisi Örneği</b>	<b>239</b>
<u>Nermin Berran Vernet</u> , Orhan Güreli, Ayşe Güngör	
<b>Dönüşmüş Dalga Fazlarına Uygulanan Sismik Veri İşlem Teknikleri</b>	<b>242</b>
<u>Berkan Oztürk</u> <sup>1</sup> , Ayşe Gungor <sup>2</sup> , Bülent Kaypak <sup>1</sup>	
<b>Application of Seismic Attributes to Analyze the Reservoir Rim in Intisar “103A” Field., Sirt Basin, Libya</b>	<b>247</b>
<u>Atıla Sefünc</u> <sup>1</sup> , Cengiz V. Tur <sup>2</sup> , Mohammed Elag <sup>3</sup> , Abdelwahab Sherif <sup>3</sup>	
<b>Marmara Denizi Güney Şelfi'nin Tektonik Yapısının Sismik Yansıma Verileri ile İncelenmesi</b>	<b>249</b>
<u>Elif Meriç İlkimen</u> <sup>1</sup> , Günay Çifçi <sup>1</sup> , Seda Okay <sup>1</sup> , Talip Güngör <sup>2</sup> , Seislab Team <sup>1</sup>	
<b>Kuzey Marmara Şelfi'nin sismo-akustik yapısı: İlk sonuçlar</b>	<b>252</b>
<u>Aslıhan Nasıf</u> <sup>1</sup> , Derman Dondurur <sup>1</sup> , Atilla Sefünc <sup>2</sup> , Semih Ergintav <sup>3</sup> , Günay Çifçi <sup>1</sup>	
<b>Marmara Denizi'nde Sığ Gaz Birikimleri</b>	<b>253</b>
<u>Seval Aydemir</u> <sup>1</sup> , Seda Okay <sup>1</sup> , Günay Çifçi <sup>1</sup> , Derman Dondurur <sup>1</sup> , Chirstopher Sorlien <sup>2</sup> , Marie Helene Cormier <sup>3</sup>	

<b>Buhar Uygulaması Batı Raman Sahası için Yeni Bir Başlangıç Olabilir mi?; Pilot Uygulama Tasarımı, Hayata Geçirilmesi ve İlk Sonuçlar</b>	257
<u>Ülker Kalfa<sup>1</sup>, Secaeddin Şahin<sup>1</sup>, Serkan Uysal<sup>1</sup>, Harun Kılıç<sup>2</sup>, Hakkı Lahna<sup>1</sup>, Teoman Küçükbara<sup>1</sup></u>	
<b>Spectral and Thermal Analysis Explains the Mechanisms of Oil Shale Recovery with Microwave Heating</b>	264
<u>Selin Guven<sup>1</sup>, Serhat Akin<sup>1</sup>, Berna Hascakir<sup>2</sup></u>	
<b>A Laboratory Study for the Implementation of CO2 Alternating N2 Gas Injection (CAN) to B.Raman Reservoir Oil</b>	266
<u>Hüseyin Çalışgan<sup>1</sup>, Uğur Karabakal<sup>1</sup>, Can Ercan<sup>1</sup>, Artuğ Türkmenoğlu<sup>1</sup>, Erşan Alpay</u>	
<b>Batı Raman Petrolünün Yanmasının Eşdönüşüm Yöntemi İle Analizi</b>	272
<u>Melek Deniz Paker<sup>1</sup>, Murat Çınar<sup>2</sup></u>	
<b>Buhar destekli gravite drenajı çalışması</b>	277
<u>Bekir Safa Coşkun<sup>1</sup>, Erdi Aydın<sup>2</sup>, Ahmet Patat<sup>2</sup></u>	
<b>Retention modelling of sulfonated polyacry polymers in porous medium</b>	281
<u>Masoud Rashidi</u>	
<b>Wettability Alteration Potential of Caustic to Improve Waterflooding Efficiency: A Laboratory Scale Analysis for the Garzan Field, Turkey</b>	282
<u>Hüseyin Çalışgan<sup>1</sup>, Uğur Karabakal<sup>1</sup>, Tayfun Babadağlı<sup>2</sup>, Can Ercan<sup>1</sup>, Artuğ Türkmenoğlu<sup>1</sup>, S. Esra Yıldırım<sup>1</sup>, M. Erkin Gözel<sup>1</sup></u>	
<b>EOR Projects in the Middle East and North Africa Region: Past, Present, &amp; Future</b>	287
<u>Serdar Bender</u>	
<b>Discrete Fracture Modeling and Gel Injection Simulation in Fractured Carbonates</b>	288
<u>Serhat Akin<sup>1</sup>, Ashkan Soltanieh</u>	
<b>Petrol ve Doğalgaz Şirketlerinin Temiz Enerji Yatırımlarındaki Payı ve Sorumluluğunun Arttırılması</b>	295
<u>Oğuzhan Akyener<sup>1</sup>, Ali Arıkan</u>	
<b>Türkiye Elektrik Üretim Sektöründe Kullanılan Yakıtlara Özgü Emisyon Faktörlerinin Hesaplanması ve Hesaplama Seviyelerinin Yükseltilmesi</b>	296
<u>Ergün Koç<sup>1</sup>, Pelin Haberal</u>	
<b>An Approach to Assessing the CO<sub>2</sub> Emission Quotas for Countries</b>	297
<u>Ender Okandan<sup>1</sup>, Sevtac Bulbul<sup>1</sup>, Ergun Koc<sup>2</sup></u>	
<b>Estimation of Carbon Footprint: A Case Study For Metu</b>	300
<u>Ayşe Merve Turanlı<sup>1</sup>, Ender Okandan</u>	
<b>Beam Pump Electrical Savings and Reduced Harmonics</b>	303
<u>Nael Sadek<sup>1</sup>, Jeffery Lovelace<sup>1</sup>, Christopher Norris<sup>1</sup>, Emil Saracutu</u>	
<b>Increasing well production, reducing electrical costs, improving uptime, and cutting maintenance costs through technology and services</b>	309
<u>Wessam Nassar</u>	
<b>Variable Frequency Generator as the power supply for an Electric Submersible Pumping systems</b>	310
<u>Wojciech Andy Limanowka<sup>1</sup>, Dana Pettigrew<sup>2</sup></u>	

---

<b>A new solution to mitigate ground fault issues in downhole monitoring</b> <u>Wessam Nassar</u>	312
<b>High pressure horizontal pumping systems for shale-gas fracturing operations</b> Wojciech Andy Limanowka <sup>1</sup> , Dana Pettigrew <sup>2</sup>	313
<b>Correlating the Terminal Velocity and Recovery of Epoxy to Successfully Plug Damaged Wells Offshore</b> <u>Hasan Turkmenoglu</u> <sup>1</sup> , İbrahim El Mallawany <sup>2</sup> , J. Jerome Schubert <sup>3</sup>	315
<b>Investigation of Bacteria Co-exist with Sulfate Reducing Bacteria in the Petroleum Reservoirs of Diyarbakır Region</b> <u>Tuğçe Tüccar</u> <sup>1</sup> , Esra Sungur <sup>1</sup> , Gerard Muzyer <sup>2</sup> , Hakan Hoşgörmez <sup>3</sup>	316
<b>Petrol ve Doğal Gaz Rezervuarlarının Pasif Sismik Yöntemlerle Belirlenmesi</b> <b>Determination of Oil and Gas Reservoirs by Passive Seismic Methods</b> <u>Burcu Selek</u> <sup>1</sup> , Bülent Kaypak <sup>2</sup>	319
<b>Avrupa Birliği'nin Enerji Güvenliği Politikası Çerçevesinde Türkiye'nin Doğal Gaz Koridoru Rolünün ABD ve Rusya Federasyonu Bağlamında Çözümlemesi</b> <u>Sıtkı Hoşhan</u>	325
<b>Onuncu Kalkınma Planı (2014 – 2018) Kapsamındaki Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı ve Türkiye Petrol Arama – Üretim Sektörü Görünümü</b> <u>Abdullah Uğur Gönülalan</u>	326
<b>Avrupa'nın Doğalgaz Tedarikinde Türkiye'nin Köprü Rolü</b> <u>Hasan Yıldızhan</u>	329
<b>Evaluation of Azerbaijan Gas Supply Potential &amp; Related Infrastructures for EU &amp; TR Energy Security Issues</b> <u>Oğuzhan Akyener</u>	330
<b>Strategic Approaches To Unconventional Resources To Meet The Turkish Energy Demand</b> <u>Oğuzhan Akyener</u> , <u>Necdet Karakurt</u>	331
<b>Enerjide dışa bağımlılık ve Türkiye'nin doğal gaz temin ve tüketim politikaları</b> <u>Oğuz Türkyılmaz</u>	332
<b>Analysis of Interval Pressure Transient Tests (IPTTs) Conducted by Wireline Formation Testers in Single and Multi-Layer Reservoirs</b> <u>Mustafa Onur</u>	339
<b>Modeling and Analysis of Cyclic Pressure Pulsing with Nitrogen in Hydraulically Fractured Wells</b> <u>Emre Artun</u> , Ali Aghazadekhoei, Kutay Köse	343
<b>Temperature Transient Analysis of Single-Phase Oil Reservoirs and Liquid-Water Geothermal Reservoirs</b> <u>Yıldırım Palabıyık</u> , Murat Çınar, Mustafa Onur	350
<b>Thermal Well Test Analysis in Steam Injection Process</b> <u>Elnaz Ghafouri Aian</u> , Ömer İnanç Türeyen, Abdurrahman Satman	354

---

<b>Unitization of Oil Fields</b>	359
<u>Sercan Şener</u> , Burhanettin Demir, Ahmet Kılıç, Emine Didem Korkmaz Başel, Ömer İnanç Türeyen, Abdurrahman Satman	
<b>Wettability Characterization of Different Oil/Brine/Rock Systems by using Rise in Core Method</b>	365
<u>Celal Hakan Canbaz</u> <sup>1</sup> , Shawket Ghedan <sup>2</sup>	
<b>Effect of Voronoi Tesellation in Reservoir Flow Modelling</b>	371
<u>Tuğçe Bayram Ertürk</u> , Çağlar Sınayuç	
<b>Use of voronoi gridding in the design of well tests</b>	372
<u>Fuad Rahimov</u> , Çağlar Sınayuc	
<b>Optimization of locations of Voronoi grid points in reservoir simulation</b>	373
<u>Ulvi Rza Guliyev</u> , Çağlar Sınayuç	
<b>Design Study of A Heavy Oil Field Development</b>	374
İlknur Okuyucu, Oğuz Çalışkan, Yunus Ayhan, <u>Emine Didem Korkmaz Başel</u> , Ömer İnanç Türeyen,	
<b>A Success Story of Applying Well by Well Prescription to Rejuvenate a Brown Field: Kurkan Field Case Study</b>	379
<u>Murat Fatih Tuğan</u>	
<b>Analysis of Down-Hole Temperature Response to Determine Flow Rates in Producing Zones</b>	382
<u>Emre Cengiz</u>	
<b>Buhar Destekli Gravite Drenajı (SAGD) Metodu İçin Sinir Ağı Tabanlı Proxy Modellerin Geliştirilmesi</b>	389
<u>Ayhan Şengel</u>	
<b>A Modification to Sawyer-Brown Method To Track the Damage and Non-Darcy Effects on Bottom Hole Pressure and Rate Behavior</b>	395
<u>Ersen Alp</u> <sup>1</sup> , Serhat Akın <sup>2</sup>	
<b>Doğal çatlaklı rezervuarlarda Ölü-uçlu gözenek izleyici taşınımını modelinin (Coats ve Smith Modeli) İteratif Laplace Dönüşümü ile Çözümü ve İzleyici Dönüş Eğrilerinin Yorumlanması</b>	401
İbrahim Kocabaş <sup>1</sup> , <u>Mahmut Bülbül</u> <sup>2</sup>	
<b>Camurlu Field Lower Sinan Formation 3D Geological Modeling Study</b>	403
<u>Merve Dokur</u> , Ceyda Çetinkaya Kayrın, Melike Özkaya Türkmen, Sertuğ Evin	
<b>Fracture Characterization of G.Kırtepe-Karacan Oil Field by DFN Modeling</b>	405
<u>Ceyda Çetinkaya Kayrın</u> <sup>1</sup> , Burcu Üstün <sup>2</sup> , Meral Bacanak <sup>3</sup>	
<b>Geomechanics Applications in Reservoir Characterization Studies</b>	409
<u>Melike Özkaya Türkmen</u>	
<b>Managed Pressure Drilling Uygulamaları</b>	415
<u>Berkay Kocababuc</u>	
<b>Destek Vektör Makinesi Yöntemi ile Sondaj İlerleme Hızı Optimizasyonu</b>	418
<u>Korhan Kor</u> , Gürşat Altun	

<b>Şeyl içeren Formasyonlarda Kuyu Stabilitesi: Yaygın Saha Uygulamaları ve Varsayımların Literatür ile Karşılaştırılması</b>	423
<u>Doğuhan Yılmaz</u>	
<b>Sondaj ve Bilgi Teknolojisi</b>	429
<u>Hüseyin İş, Ersoy Sivrikaya, Saniye Günal, Zahire Seymen</u>	
<b>Pipeline River Crossing by Horizontal Directional Drilling as Case Study</b>	432
<u>Ersen Alp</u>	
<b>Slimhole Continuous Coring As An Effective Method In Petroleum Exploration</b>	437
<u>Mehmet Meriç Hırpa</u>	
<b>New Optimized Bit Design with Uniform Rubber Thickness Positive Displacement Motors to Drill Carbonates in South East Turkey Faster Reduces Well Delivery Cost</b>	439
<u>Yannick Monluh<sup>1</sup>, Dautmammet Rejepov<sup>1</sup>, Sinem Kaymak<sup>2</sup>, Murat Bumin<sup>2</sup>, Philippe Sepulcri<sup>3</sup>, Bernard Vinazza<sup>3</sup></u>	
<b>Optimized PDC bit increases ROP 100% and sets single run drilling record in the same region among 38 fields in 30 years</b>	443
<u>Kağan Altındal</u>	
<b>Bit selection for a wildcat well by using seismic data</b>	444
<u>Filiz Şahin</u>	
<b>Casing Drilling and Modeling of Smear Effect for Wellbore Strengthening</b>	446
<u>Çağdaş Arlıanoğlu</u>	
<b>Impressive Contribution of CFD in Modelling Wellbore Physics</b>	449
<u>Ali Ettehadı Osgouei, Gursat Altun</u>	
<b>Buckling and Axial Force Transfer of Buoyancy Assisted Casing</b>	453
<u>Mehmet Arslan<sup>1</sup>, Stephan Miska<sup>2</sup>, Evren Ozbayoglu<sup>2</sup></u>	
<b>Characterization of Aged Fluid in Casing Annulus</b>	454
<u>Efecan Demirci<sup>1</sup>, Andrew K Wojtanowicz<sup>2</sup></u>	
<b>Development of Water-Based Drilling Fluids Customized for Silurian Dadaş Shale Reservoirs</b>	458
<u>Emre Trabzon, Mustafa Hakan Özyurtkan</u>	
<b>A Comparative Study of Cuttings Transport Performance of Water Versus Polymer-Based Fluids in Horizontal Wells</b>	460
<u>Payam Allahverdizadeh<sup>1</sup>, Ergun Kuru<sup>2</sup>, Mahmut Parlaktuna<sup>1</sup></u>	
<b>Drilling Fluid Application in Underground Storage Project</b>	463
<u>T. Çağrı Arı, Selçuk Erkeköl</u>	
<b>Jackup sondajlarında Mudline Suspension Sistem (MLS)</b>	467
<u>Tamer Savaş, Bilge Çiçek, Berkay Kocababaç</u>	
<b>Environmental friendly (Green) fluids and technology</b>	473
<u>Tzoni Raykov, Sebastian Krocza</u>	
<b>Determination of The Best Viable Artificial Lift Used in Wells Producing Heavy Crude Oil</b>	474
<u>Vedat Kaplan, Ersan Duygu</u>	

---

<b>Petrol Üretim Sahalarında Mikrobiyolojik Aktivitenin İzlenmesi Ve Bakteri Kaynaklı Korozyonun Önlenmesi</b>	480
<u>Beril Araç<sup>1</sup>, Ender Taptık<sup>2</sup>, Işın Dizvay<sup>1</sup></u>	
<b>Mitigating Corrosion and Wear, Increasing The Rod Life in Production, Injection and Disposal Wells</b>	485
<u>Koray Yasar</u>	
<b>Rod Pumped Well Completion: Design, Selection and Optimization</b>	486
<u>Mohamed Ghareeb Moustafa Ahmed</u>	
<b>Well Run Life Improvement with PCP in Heavy Oil and High Gas Operation</b>	487
<u>David Caballero, Alban Pierchon</u>	
<b>PCP Pompa – Çek Valf</b>	488
<u>Ender Ergun, Mecnun Sevindik</u>	
<b>ESP Malzeme Kullanım Ömürlerinin (Runlife) Adıyaman, Diyarbakır ve Batman Bölgelerinde İncelenmesi “Investigation of ESP Equipments Runlife in Adıyaman, Diyarbakır and Batman Region”</b>	491
<u>Ayhan Budak, Bedri Çitli</u>	
<b>Adıyaman Sahalarında ESP Performans Değerlendirmesi / ESP Performance in Adıyaman Fields</b>	495
<u>Mustafa Özmen<sup>1</sup>, Ayhan Budak<sup>2</sup>, Bedri Çitli<sup>2</sup></u>	
<b>Integrity management and performance optimization (natural gas storage in salt caverns)</b>	503
<u>Carlos Gomez Montalvo</u>	
<b>Hutubi Underground Gas Storage Project</b>	505
<u>Nedim Serkan Gür</u>	
<b>Induced seismicity in Underground Gas Storage: the case of Castor, offshore NE Spain</b>	506
<u>Rodrigo Del Potro, Jesus Artieda</u>	
<b>Silivri Doğal Gaz Depolama Tesisi ve Kapasite Artırım Projeleri</b>	510
<u>Ramazan Eren</u>	
<b>Hidrokarbon Arama – Üretim Faaliyetleri Kapsamında İş Sağlığı Güvenliği Mevzuatının Değerlendirilmesi Ve Türkiye Petrolleri’ nde Gerçekleştirilen Uygulamalar</b>	513
<u>Bahadır Ekizer, Banu Çiçek Başer</u>	
<b>Petrol Şirketlerinde Meydana Gelen Trafik Kazaları ve Kazalara Etki Eden Faktörler</b>	518
<u>İrfan Memişoğlu<sup>1</sup>, Ali İbrahim Atılgan<sup>2</sup>, Zafer Emirhan<sup>1</sup></u>	
<b>İnsan Kaynakları Yönetiminde Yeni Trend: Yetenek/Veterlilik Yönetimi</b>	521
<u>Ramazan Püsküllü, Özden Çiftçi, Serdar Şükrü Yıldırım</u>	
<b>Electro-Kinetic Oxidation: Ultra-Green Soil and Water Remediation</b>	525
<u>Matthew Bryza<sup>1</sup>, Bahadır Ekizer<sup>2</sup>, Naci Köse<sup>2</sup></u>	
<b>SOFTEK 2 Boyutlu Sismik Veri Toplama Projesi, İş Güvenliği ve Çevre Koruma Faaliyetleri</b>	526
<u>Bahadır Eki&amp;775;zer<sup>1</sup>, Mehmet Emre Doğru<sup>2</sup>, İbrahim Kahraman<sup>2</sup></u>	

<b>The Composition of Drilling Muds and Damage to the Nature</b>	<b>528</b>
<u>Mehmet Gümüşiğne</u>	
<b>Poster Bildiriler / Poster Presentations</b>	
<b>Dodurga (Çorum) Sahası Bitümlü Kayaçlarının Karbon İzotop Değerlendirmeleriyle Ortamsal Yorumu The Carbon Isotope Composition of Bituminous Rocks from Dodurga Area (Çorum): Paleoenvironmental Reconstruction</b>	<b>539</b>
<u>Pelin Akkaya</u> , Ali Sarı, Arash Vosoughi Moradi	
<b>Dodurga (Çorum) Miyosen Haççili Formasyonu Bitümlü Kayaçlarındaki Ağır Metal Zenginleşmeleri</b>	<b>541</b>
<u>Pelin Akkaya</u> , Ali Sarı, Arash Vosoughi Moradi	
<b>Fluid and formation assessment in a Marcellus Shale lateral well</b>	<b>542</b>
<u>Dariusz Strapoc</u> <sup>1</sup> , Shahnawaz Khan <sup>1</sup> , Karim Bondabou <sup>1</sup> , Reda Karoum <sup>1</sup> , Mohan Javalagi <sup>1</sup> , Stephen Strum <sup>1</sup> , Tamara Maxwell <sup>1</sup> , Michael Herron <sup>2</sup>	
<b>Dişarbakır-Bismil Bölgesinin Sismik Yansıma Yöntemi ve Kuyu Verileri ile İncelenmesi</b>	<b>545</b>
<u>Ali Silahtar</u> , Günay Beyhan, Ayhan Keskinsezer	
<b>İzmir ve Çevresindeki Aktif Fay ve Sediman Çökelim Alanlarının Denizdeki Devamlılığının Çok Kanallı Sismik Yansıma ve CHIRP Yöntemleri ile Araştırılması</b>	<b>549</b>
<u>Savaş Gürçay</u> <sup>1</sup> , Günay Çiğçi <sup>2</sup> , Derman Dondurur <sup>2</sup> , Orhan Atgın <sup>2</sup> , Hilmi Mert Küçük <sup>2</sup> , Özkan Özel <sup>2</sup> , Seislab Ekibi <sup>2</sup>	
<b>Genetically Modified Microbiomachines For Higher Enhanced Oil Recovery (With Reservoir Sensing Abilities)</b>	<b>553</b>
<u>Oğuzhan Akyener</u> , <u>Serhat Sevlı</u>	
<b>FTIR –ATR analyses on sandstones-shale samples in the petroleum investigations. An example from East Anatolia Basin, Turkey</b>	<b>557</b>
<u>Aylin Geçer</u> <sup>1</sup> , Aynur Geçer Büyüktoku <sup>2</sup> , Utku Kale <sup>2</sup> , Ömer Şahintürk <sup>3</sup>	
<b>Hydrocarbon Potentials of the Eastern Mediterranean and Its Political Reflections</b>	<b>563</b>
<u>Mustafa Ergün</u>	
<b>Petrol Fiyatlarını Belirleyen Ana Etkenler</b>	<b>564</b>
<u>Oğuzhan Akyener</u> , <u>Serdar Gürüzümcü</u> , Ergün Bektur, Sezai Toprak	
<b>Türkiye Doğal Gaz Tedarikinin İncelenmesi ve Swot Analizi ile İrdelenmesi</b>	<b>565</b>
<u>Doğan Umut Ağdaş</u>	
<b>Cambro-Ordovician trace fossils in the siliciclastic deposits in the Eastern Taurides (Kozan-Feke-Saimbeyli/ADANA/S TURKEY)</b>	<b>569</b>
<u>Huriye Demirçan</u> <sup>1</sup> , Doğan Usta <sup>2</sup>	
<b>Hidrokarbon ve Gaz Hidrat Aramalarında Avo Analizi Uygulaması</b>	<b>573</b>
<u>Hüseyin Kalkan</u> <sup>1</sup> , Ali Silahtar <sup>2</sup> , Günay Beyhan <sup>2</sup>	
<b>Yüzey Uyumlu Tekrarlı Yansıma Giderme Yöntemi (SRME) ve Uygulamaları</b>	<b>575</b>
<u>Efe Bayol</u> , Derman Dondurur	
<b>Study on forward seismic and AVA modelling for coal seam</b>	<b>576</b>
<u>Nigar Gözde Oku</u> , Zehra Altan, Hülya Kurt	

<b>Interpretation of AVA Cross-Plots in terms of Seismic Velocities for Reservoir Rocks</b> <u>Burak İnanç</u> , Hülya Kurt	579
<b>Pockmark Worldwide</b> <u>Mehmet Senoz</u>	583
<b>Petrol Sahalarındaki Karakteristik Atık Suların Ç1040 Karbon Çelik Malzeme Yüzeyine Korozyon Etkilerinin Elektrokimyasal Metotlarla Araştırılması</b> Hamdi Temel <sup>1</sup> , <u>Hasan Kaya</u> <sup>2</sup>	589
<b>Yazar İndeks / Author Index</b>	593





**Çağrılı Konuşmacı**

**Keynote Speaker**

---



# Petrol ve Doğal Gaz Kaynakları İle Enerji Ulaşım Yollarının Denetleme Savaşlarının Ekonomik ve Stratejik Nedenleri

## Economical and Strategic Reasons of Supervising Energy Transportation with Petroleum and Natural Gas Resources



### Hikmet Uluğbay

#### **ÖZGEÇMİŞ**

Hikmet Uluğbay, 1939 yılında Isparta'da doğdu. 1957 yılında Ankara Atatürk Lisesi'nden, 1961 yılında A.Ü. Siyasal Bilgiler Fakültesi Maliye ve İktisat Bölümünden mezun oldu. Aynı yıl, Maliye Bakanlığı Hazine Genel Müdürlüğü 'nde kamu hizmetine girdi. Maliye Bakanlığı tarafından 1966-1968 yılları arasında A.B.D. de üniversite üstü öğrenime gönderildi ve University of Southern California'dan ekonomi dalında M.A. derecesini aldı. Maliye Bakanlığı Hazine Genel Müdürlüğü 'nün çeşitli kademelerinde çalıştı. Tokyo Büyükelçiliği(1971-1973) ve NATO Türkiye Daimi Temsilciliği'nde(1978-1981) görev yaptı.



Aralık 1984'te OECD nezdinde Türkiye Daimi Temsilciliği, Eylül 1985 tarihinde Washington Büyükelçiliği Ekonomi ve Ticaret Başmüşavirliği görevlerinde bulundu. Şubat 1989 da Hazine ve Dışticaret Müsteşarlığı'nda Müşavir kadrosuna atandı. Mart 1992 tarihinde emekliye ayrıldı.

Ekim 1991 – 30 Eylül 1995 döneminde Bilkent Üniversitesi Ekonomi Bölümünde öğretim görevlisi olarak Ekonomi Tarihi ve Kamu Finansmanı derslerini verdi.

24 Aralık 1995 ve 18 Nisan 1999 seçimlerinde Demokratik Sol Parti'den Ankara Milletvekili seçildi. DSP Grup Yönetim Kurulu, Plan ve Bütçe Komisyonu üyeliği görevlerinde bulundu. 55. Hükümet'te Milli Eğitim Bakanı, 56. Hükümet'te Devlet Bakanı ve Başbakan Yardımcısı, 57 nci hükümette Devlet Bakanı olarak görev yaptı.

1998 yılında kendisine, İstanbul Üniversitesi "Atatürk İlke ve Devrimleri", Çağdaş Eğitim Vakfı, "Çağdaş Eğitim Ödülü" nü verdi.

Ekonomik konularda, çeşitli gazete ve dergilerde inceleme ve yorum yazıları yayımladı.

"İmparatorluktan Cumhuriyete Petropolitik" ;"Kamu Harcamalarının Eleştirisel Analizi" , "Risk Altında Bir Ülkenin 2023 Yarışı" ve "Siyasi Linc" isimli kitapların yazarı olan Hikmet Uluğbay, yabancı dil olarak İngilizce bilmektedir.

Evli ve iki çocukludur.

2007 yılı başından beri ekonomi, eğitim, enerji ve politikaya ilişkin görüş ve değerlendirmelerini [www.hikmetulugbay.com](http://www.hikmetulugbay.com) sitesinde yayımlamaktadır.

**Petro Küresel ve Bölgesel Gelişmeler Karşısında Türkiye'nin Enerji Politikaları: Enerji Güvenliğimiz Var mı? Ne yapılmalı?**  
**Turkey's Energy Politics in Consideration of Regional and Global Developments: Do We Have Energy Security? What Should Be Done?**



**Necdet Pamir**

**ÖZGEÇMİŞ**

**ODTÜ Petrol Mühendisliği Bölümü Mezunu (1980);**

İlkokul – Lise: TED Ankara Koleji

**Mevcut Görevleri:**

**Öğretim Görevlisi;** Bilkent Üniversitesi (Dünya Enerji Politikaları, IR 495)

**TMMOB Petrol Mühendisleri Odası Enerji Politikaları Çalışma Grubu Başkanı**

**Genel Yayın Yönetmeni;** enerjienergy.com portalı

**TMMOB Yüksek Onur Kurulu (Y) Üyesi**

CHP Enerji Komisyonu Başkanı

Önceki Görevler:

**Türkiye Petrolleri A.O. Genel Müdürlüğü;** (1980 – 2006)

**Genel Müdür Yardımcısı, Petrol Taşıma ve Pazarlama Grubu Başkanı, Planlama Grubu Başkan Yardımcısı, Üretim Müdürü**

**TMMOB Yönetim Kurulu Üyesi** (1980-1995)

**TMMOB Petrol Mühendisleri Odası Başkanı** (1990 – 1994)

**Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Yön. Kur. Üyesi** (2008 – 2011)

**ASAM (Avrasya Stratejik Araştırmalar Merkezi) Başkan Yardımcısı, Genel Koordinatör, (2000 – 2007);**

**Öğretim Görevlisi: ODTÜ, Başkent Üniversitesi, Siyasal Bilgiler Fakültesi, İstanbul Kültür Üniversitesi**

CHP TBMM Grup Danışmanı (Enerji, Maden, Çevre)

**TV Programları** (Hazırlayan ve Sunan):

Masalın Ashı (ATA TV)

Enerji Oyunu (Halk TV)

Avrupa Saati (Kanal B)

**Kitap:** Bakü – Ceyhan; Orta Asya ve Kafkasya'da Bitmeyen Oyun, ASAM Yayınları

**Köşe Yazıları:** KARŞI Gazete, İstanbul Gerçeği

Çok sayıda Türkçe-İngilizce makale ve kitap bölümleri



# Türkiye'nin Jeolojisi

## Turkey's Geology



### Prof. Dr. Aral Okay

---

#### **CURRICULUM VITAE**

Professor of Geology, Istanbul Technical University

#### **Personal details**

Date and place of birth: 6th January 1953, Istanbul, Turkey

Citizenship: Turkey

Languages: Turkish (mother tongue), English (fluent), German

#### **Education**

1974-1976, B.Sc. in geology (first class honours), University College London, London,

1976-1980, Ph.D in geology, University of Cambridge, Cambridge, England.



#### **Professional Experience**

1980-1983, Geologist, Maden Tetkik Arama Enstitüsü (Geological Survey of Turkey), Ankara;

1983- present, Lecturer, Eurasia Institute of Earth Sciences and Department of Geology, Istanbul Technical University,

#### **Consulting and geological work outside academia**

Turkish Petroleum Corporation (1985-1995, geological mapping in various regions of Turkey), Geological Survey of Turkey (MTA, geological consultancy for various projects, 1997-2015), Dedeman Mining Group (2011-2012, Eskişehir chromite mines), ARUP Engineering (2006-2010, geological consultancy for various construction projects in Istanbul), NEFTEX (2007-2013, petroleum consultancy and geological field excursions), ROSNEFT (2013, geological field excursions), Fugro-Sial (2012-2014, petrographic log descriptions for various projects), STFA (2013-2015, geological consultancy and mapping in the geotechnical investigation of the Aliaga – SOCAR refinery plant, in Oman, Georgia and Turkmenistan).

#### **Research Interests**

Geology and tectonics of the Eastern Mediterranean and the Black Sea region

#### **Membership and awards**

Member of Turkish Academy of Sciences, Fellow of the Mineralogical Society of America, Member of the Geological Society of America, American Geophysical Union, American association of Petroleum Geologists,. Research fellow of the Alexander von Humboldt foundation (1994-1995), Science price of TUBITAK 2002, Fulbright research fellow (2006-2007).

#### **Editorial responsibilities**

Tectonophysics, member of the editorial board (1998-), Journal of Metamorphic Geology, editorial board, Turkish Journal of Earth Sciences, member of the editorial board (1992-).

#### **Publications**

Over 100 full papers of which 88 are in journals covered by the SCI index (for a full list see <http://atlas.cc.itu.edu.tr/~okay/>). Over 4000 citations in journals covered by the SCI index.

## Arama Sismolojisinde Sığ Yüzey Problemi The Near-Surface Problem in Exploration Seismology



**Doç. Dr. Özdoğan Yılmaz**

### **A BIOSKETCH OF ÖZ YILMAZ**

Oz Yılmaz received his B.S. in Geology with Geophysics Option from the University of Missouri-Rolla in 1970,

M.S. in Geophysics with research in rock physics and earthquake seismology from Stanford University in 1972, and after five years in the industry,

Ph.D. in Geophysics with research in exploration seismology from Stanford University in 1979.

Aside from numerous publications on all aspects of seismic data analysis, Oz wrote a book entitled *Seismic Data Processing* published by SEG in 1987,

The expanded, two-volume second edition entitled *Seismic Data Analysis* was published, again by SEG, in January, 2001.

And his third book is entitled *Engineering Seismology* published by SEG, May, 2015.



For his 'contributions to the science of geophysical exploration,' he was honored by the International Society of Exploration Geophysicists (SEG) in 1991 with the *Virgil Kauffman Gold Medal Award*, and

For his 'teachings in geophysics,' he was honored by the European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE) in 1992 with the *Conrad Schlumberger Award*.

For his 'contributions to the geophysical profession in a global manner,' his biography has been included in *Who's Who in the World*, 1998 edition.

For his 'outstanding and influential contributions to the oil and gas industry and fundamental developments in the field of geophysical prospecting,' he was elected a member to the *European Academy of Sciences* in 2002.

For his 'outstanding professional contributions,' he was honored by his Alma Mater University of Missouri-Rolla with an *Honorary Professional Degree in Geology and Geophysics* in 2003.

For his 'outstanding publications,' he was honored by the SEG in 2011 with *Honorary Membership*.



## **Alışılmamış Hidrokarbon Kaynaklar**

## **Unconventional Resources**

---





# Simulation of Gas Production from Hydrate Reservoirs by Using HydrateResSim Numerical Simulator



**Sükrü Meray, Çağlar Sınayuç**

Middle East Technical University, Department of Petroleum and Natural Gas Engineering, Ankara

## ABSTRACT

Natural gas hydrate, or clathrate, is a nonstoichiometric ice-like crystalline composite that is established by water and gas molecules. They form at low temperature and high pressure conditions. Gas hydrate deposits which are found in ocean and in permafrost region are supposed to be a fossil fuel reserve for the future. The amount of methane gas trapped inside these deposits of hydrate is estimated in the order of at least all conventional reservoirs (Moridis et al., 2005). The estimates of methane gas in hydrate form fluctuate, subject to the assumptions made, numerical values for the estimates range between  $0.2 \times 10^{15}$  Sm<sup>3</sup> (standard temperature, standard pressure) and  $120 \times 10^{15}$  Sm<sup>3</sup> (Soloviev, 2002; Klauda and Sandler, 2005). Moreover, Turkey has a good potential for gas hydrates because the Black Sea is considered as a unique energy-rich sea (Demirbas, 2010). It abundantly contains gas hydrates as methane (CH<sub>4</sub>) source at around 8 °C and 55-60 atm (Sozansky, 1997). However, gas production from hydrate-bearing sediments is a challenging issue. Decomposition of gas hydrate is necessary in order to release gas from hydrate-bearing sediments. Hypothetically, decomposition can be realized by distorting mechanical equilibrium, thermal equilibrium or chemical equilibrium. Mechanical equilibrium distortion includes pressure reduction; thermal equilibrium distortion can be realized by heating, chemical equilibrium distortion can be achieved by injection of inhibitors or CO<sub>2</sub> (in gaseous or liquid form) (Sloan and Koh, 2007).

The aim of this study is to analyze appropriate strategies for gas production from a wide range of natural hydrate accumulations. These strategies involve the two main hydrate dissociation mechanisms (depressurization and thermal stimulation) either individually or in combination. Selection of the appropriate strategy is strongly influenced by the geological setting and the conditions prevailing in the hydrate accumulation. HydrateResSim numerical simulator was used for the analysis. HydrateResSim (written in standard Fortran 95) is based on an early version of TOUGH-Fx, the successor to the TOUGH2 family of codes for multi-component, multiphase fluid and heat flow developed at the Lawrence Berkeley National Laboratory. HydrateResSim can model the non-isothermal gas release, phase behavior and flow of fluids and heat under conditions typical of common natural CH<sub>4</sub>-hydrate deposits (i.e., in the permafrost and in deep ocean sediments) in complex geological media at any scale (from laboratory to reservoir) at which Darcy's law is valid by solving the coupled equations of mass and heat balance. The model can describe all possible hydrate dissociation mechanisms, i.e.,

depressurization, thermal stimulation, salting-out effects and inhibitor-induced effects (Moridis et al., 2005). To summarize, in this study by using HydrateResSim Numerical Simulator, gas production potentials from simulated hydrate reservoir by depressurization (at different production pressures), thermal stimulation (at different temperatures) and their combinations were evaluated. The results will be presented in IPETGAS 2015.

## REFERENCES

- Demirbas, A. "Methane from Gas Hydrates in the Black Sea". *Energy Sources, Part A*, 32:165–171, 2010.
- Klauda, J.B., Sandler, S.I., "Global Distribution of Methane Hydrate in Ocean Sediment". *Energy Fuels*, 2005, 19, 459–470.
- Moridis, G.J., Kowalsky, M.B., Pruess, K., "HydrateResSim User's Manual: A Numerical Simulator for Modeling the Behavior of Hydrates in Geologic Media". Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA 94720 September 2005.
- Sloan, E.D., Koh, C.A., "Clathrate Hydrates of Natural Gases". 3rd ed. Taylor & Francis, 2007.
- Soloviev, V.A. "Global estimation of gas content in submarine gas hydrate accumulations". *Russ. Geol. Geophys.* 2002, 43, 609–624.
- Sozansky, V.I., "Gaseous Regime of the Black Sea". *Geo-Eco-Marina* 3/1998. Proc. Intern. Workshop on Continental Margins and Sea Level Changes, Tescani, Romania, Oct. 6-12, 1997.

**Akçakoca Açıkların'da gözlenen çamur volkanı, sıg gaz ve gaz hidrat birikimlerinin akustik anomalileri**

**Özkan Özel, Hilmi Mert Küçük, Orhan Atgın, Derman Dondurur, Günay Çifçi**  
Dokuz Eylül Üniversitesi, Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü, İzmir



**İPTAL EDİLMİŞTİR.**

# Dodurga (Çorum) Sahası Bitümlü Kayaçlarında Mineralojik İncelemeler



**Pelin Akkaya, Ali Sarı, Arash Vosoughi Moradi**

Ankara Üniversitesi, Ankara

## ÖZ

Çalışma alanı Çorum'un Dodurga ilçesine bağlı olup bölgedeki organik maddece zengin kayaçları oluşturan mineral tiplerinin belirlenmesi amaçlanmıştır. İnceleme alanındaki istif Geç Kretase yaşlı tektonik melanj, Paleosen yaşlı turbiditler, Geç Eosen yaşlı Deliceirmak Formasyonu, Erken Oligosen yaşlı İncik Formasyonu ve Geç Oligosen yaşlı birbirine geçişli Güvendik ve Kızılırmak Formasyonları üzerinde Miyosen yaşlı kömür ve bitümlü şeyl içeren Hançili ve Bayındır Formasyonları, Pliyosen yaşlı Bozkır ve Değim Formasyonları ve Kuvaterner oluşukları şeklindedir. Çalışmanın yapıldığı Hançili Formasyonu Miyosen yaşlı Hançili Formasyonun hakim litolojisini kıltaşı, bitümlü şeyl, bitümlü marn ve kömürler oluşturmaktadır. İncelenen organik kökenli kayaçlar (bitümlü şeyl ve bitümlü marn) ortalama 6 %wt TOC, kömürler ise 38 %wt TOC değerlerine sahiptirler.

Hançili Formasyonuna ait 70 adet bitümlü kayaçların X-ışınları difraksiyonu (XRD) analiz yöntemi ile tüm kaya ve kil fraksiyonu çekimleri Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Araştırma Merkezi Laboratuvarları'nda yapılmıştır.

Depolanma ortamının erken mineral dönüşümü çerçevesinde kil minerali üzerinde önemli bir etkisi vardır. Kil mineralleri stratigrafik işaret ve ortamsal indikatör olarak kullanılabilir. İllit, simektit ve kaolinit çalışılan şeyl örneklerinde karşılaşılan en yoğun kil mineralleridir. Simektit çoğu gölsel ortamlarda hakim kil mineralidir. Bu çalışmada tespit edilen sülfüdlü mineraller pirit ve siderit, bu minareller depolanma ortamı redoks tayininde yardımcı bir belirteçtir. Pirit, deniz tabanındaki organik maddenin sülfat bakterileri tarafından indirgenmesi sonucu oluşur. Böylece, yüksek pirit içerikli şeyller, H<sub>2</sub>S'nin sediman-su ara yüzeyinde veya üzerinde bulunduğu anoksik/öksinik koşullar altında oluşabilirler. Çalışılan örneklerde kuvars tüm örneklerde hakim mineral konumundadır. Silisin iki farklı kökeni olabilir. Bunlardan birincisi, detritik yolla havzaya gelen kırıntılı kuvars, diğeri ise basende çökmeyle eş zamanlı olarak oluşan biyojenik silistir. Bu çalışmadaki silisin kaynağı biyojeniktir. Bitümlü kayaçlardaki hakim karbonat mineralleri ise siderit, dolomit ve kalsittir. İncelenen örneklerde bu minerallerden özellikle siderit hakim olup, depolanma ortamımızın genellikle yarı sülfidik bir ortam olduğuna işaret eder.

## ABSTRACT

The aim of this study is to characterize the mineralogical composition of organic-rich rocks from Dodurga area, Çorum. In ascending order, the stratigraphic sequence of the study area is as follows: Late Cretaceous Kalecik tectonic unit, turbidites of Paleocene, Late Eocene dated Deliceirmak Formation, Early Oligocene İncik Formation and Late Oligocene Güvendik and Kızılırmak formations, Pliocene Bozkır and Değim formations, and finally Quaternary alluvial deposits. Coal, claystone, bituminous shale and bituminous marl are the dominant lithologies in the studied Hançili Formation. The studied bituminous shales and coals contain 6 and 38 wt% TOC (total organic carbon) on average, respectively. The XRD (X-ray diffraction) analysis of 70 samples (on whole rock and clay fraction) from Hançili Formation was performed at research center of Turkish Petroleum Corporation (TPAO). Early diagenetic processes influence the distribution of clay minerals in depositional setting. Clay minerals are used widely as a key bed as well as a paleoenvironmental indicator. Illite, smectite and Kaolinite are the dominant clay minerals in the samples. Smectite is dominant in lacustrine environment. The sulphur-bearing minerals detected in the studied formation are pyrite and siderite, which are used as indicators of paleoredox conditions. Pyrite is precipitated in the presence of organic matter by sulphate-reducing bacteria. Thus, shales with high amount of pyrite are formed in anoxic environments where there is free H<sub>2</sub>S either in sediment-water interface or in water column. Quartz is the most dominant mineral in all the studied samples. Quartz may have two different origins: 1. detrital quartz which is introduced into the depositional setting through terrestrial input (e.g., eolian or riverine flux), and 2. synsedimentary biogenic quartz (authigenic). In the studied samples, the origin of observed quartz minerals is biogenic. Siderite, dolomite, and calcite are among other dominant minerals in the samples. Siderite is the most abundant carbonate mineral, suggesting that the depositional setting during the deposition of Hançili Formation was dysoxic.

# Microseismic Monitoring - Source Characterization and Physical Modeling



Ömer Akbaş<sup>1</sup>, Robert R. Stewart<sup>2</sup>, Nikolay Dyauro<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Turkish Petroleum, Ankara

<sup>2</sup>University of Houston, Houston

## INTRODUCTION

This paper introduces a hypocentre location algorithm, developed in MATLAB and tested on physical modelling data with ultrasonic source and receivers from the Allied Geophysical Laboratories (AGL) at University of Houston. It provides an overview of the physical modelling procedure, describes and assesses the hypocentre algorithm, and illustrates the results. We developed a ray tracing and diffraction stack procedure along with conventional traveltimes based method to undertake locations and their evaluation.

The purpose of this research is to evaluate the method and investigate some fundamental aspects of the microseismic assessment: (1) What methods are best for locating events? (traveltimes vs. amplitude) (2) Should we use borehole and/or surface receivers? (3) Can S-waves be helpful in addition to P-waves? (4) Can physical modelling provide useful microseismic data? (5) Can we make algorithms run faster with parallel computing?

## DATA ACQUISITION

The data was acquired over sandstone natural rock (Figure 1). The block dimensions are 57.5 x 43.8 x 17.5 cm. According to laboratory experiments, the P and S-wave velocity of the sandstone block are 3805±5 m/s and 2510±5 m/s, respectively. Totally, sixty-two cylindrical receivers are used; fifty-four receivers are deployed with 6 cm grid interval on the upper surface; whereas, eight receivers are positioned at the two sides of the sandstone block model. Each “well” consists of four receiver locations. Horizontal S-wave type ultrasonic source is positioned underneath the block at the coordinates of 30.0 x 19.44 x 17.5 cm.

Two different data-sets are obtained in this experiment. Both data-sets are acquired at the same receiver-source coordinates; the only difference is the source polarization. In the first test, microseismic source is polarized parallel to x-Axis. In the second test, source location has not changed but the source has turned 90° in such a way that it polarizes parallel to y-Axis. Figure 2 shows the sample microseismic data acquired over the block.

## METHOD

The first step of the hypocentre method is to generate equally spaced point sources in a grid area, where every single point is considered a potential source location. Figure 3 shows the grid searching procedure in which all potential source locations are searched in a grid area until one of the predefined criteria is reached. For all possible point sources, the following attributes are computed; traveltimes residual, stacked energy, energy/traveltimes residual ratio. After computing the three parameters for all potential point sources, the algorithm picks the location where yields; minimum traveltimes residual, or maximum stacked energy, or maximum energy/residual ratio (Figure 3-Right).

## RADIATION PATTERN DETERMINATION

The next step after locating events is to characterize source mechanism and determine radiation patterns of P and S-waves. To this end, we have determined first motion polarities of both P and S-waves. As it was mentioned earlier, we have conducted two different tests on the same receiver-source configuration. In the Test A, source is placed parallel to x-Axis; whereas, in the Test B, source turned 90° degree to make it parallel to y-Axis.

Figure 4 illustrates the P-wave radiation pattern for Test A, source is parallel to x-Axis. For both cases, maximum positive and negative amplitudes are separated at the epicenter of the source. Minimum amplitude (close to zero) is observed along the fault plane which is just above the source location. When the source orientation is turned, radiation pattern of P-wave exhibits similar characteristic but only radiation direction is changed. Surface contour map can be divided into two lobes, where one lobe consists of downward first particle motion, another lobe consists of upward first motion.

Similarly, radiation pattern contour maps are generated using S-wave for both Test A and Test B, shown in Figure 5. Red colors denote high positive; whereas, blue colors correspond to high negative amplitude values. S-wave exhibits different radiation pattern than the P-wave radiation. While P-wave radiates maximum of its energy towards the epicenter, S-wave radiates to dilatation axis, and almost zero amplitude is observed at the null axis.

**RESULTS**

To evaluate the accuracy of the procedure, seven different scenarios are tested; traveltimes residual method with P-wave only, traveltimes residual method with S-wave only, traveltimes residual method with P and S waves, stacked energy method with P-wave, stacked energy method with S-wave, energy/residual method with P-wave, and energy/residual method with S-wave. Location error graph bars shown in Figure 6 for each method. The most accurate location approach is achieved using stacked energy and energy/traveltime residual ratio. Traveltimes residual method is slightly less accurate than the two other methods. One interesting result is that locating the event using S-wave has less relative error than the P-wave case. Further, excluding well-side receivers decreases especially vertical accuracy and resolution.

**COMPUTATION TIME**

Searching for actual event locations among millions of potential sources requires a considerable amount of computation. GPU (Graphics Processing Unit) and CPU (Central Processing Unit) computing algorithms are implemented to our code to minimize the runtime of location algorithm. Figure 7 shows our benchmark results using single core, multi core, and GPU assisted computing. While using simultaneously all cores of a CPU accelerate computation speed, using GPU together with CPU speeds up computation time significantly. Taking advantage of GPU computing, total elapsed time reduced down to only 1.9 seconds. It is more than 80 percent increase in terms of computation time compared to single core CPU. Compared to the multi-core CPU computing, the total increase is 54 percent.

**CONCLUSION**

In this research, a new hypocentre location algorithm for microseismic events has been developed and tested on physical models. A natural sandstone block is used to acquire microseismic data.

Working with physical models and real waveforms - and knowing the answer in advance - gives us a chance to test the algorithm's accuracy and reliability. Physical models and natural rocks produce a more realistic data than the synthetic waveforms because of using actual materials.

To locate events, we developed a ray tracing and diffraction stack procedure to undertake locations and their evaluation. The location algorithm is developed in a MATLAB environment and tested on physical modeling data.

In the light of our experiments, using S-wave alone can also be an effective way to locate events

rather than P-wave. Further, combining P and S-waves yields more accurate location results. Another important result that we have obtained in this research, excluding downhole receivers increase location uncertainty; absolute and relative errors raise.

**Sandstone Rock**

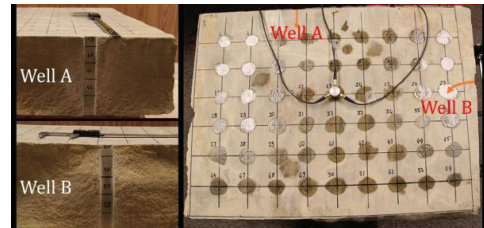


Figure 1. Left) Two wells created at the side of the block. Right) Top view of the sandstone block.

**Microseismic Traces**

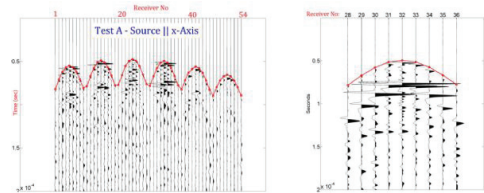


Figure 2 Left) Simulated microseismic data including all six lines. Right) One line of stations #28 through #36 are plotted.

**Ray Tracing**

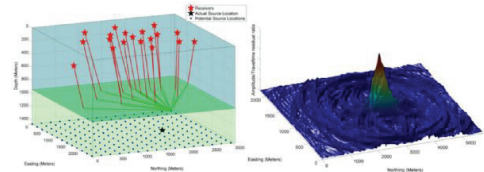


Figure 3 Left) 3D view of an experimental physical model. Red stars are receiver positions; black star is the actual source position and blue dots are potential point sources (blue dots only plotted at the bottom of the model for clarity). The three attributes (traveltimes residual, stacked amplitude and their ratio) are computed for each point in the entire grid area. Right) Energy/residual surface plot at z=1750 meters. Maximum of this ratio is assumed to be the source location.

**P-wave Radiation Pattern**

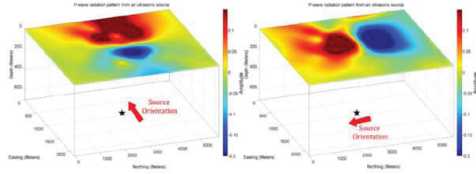


Figure 4 P-wave radiation pattern contour plot. Red denotes positive high and blue shows negative high amplitudes. Left) Source parallel to x-Axis. Right) Source parallel to y-Axis.

**S Wave Radiation Pattern**

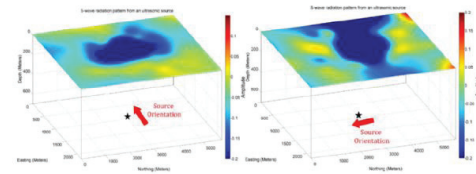


Figure 5 S-wave radiation pattern contour plot. Left) Source parallel to x-Axis. Right) Source parallel to y-Axis.

**Relative Errors**

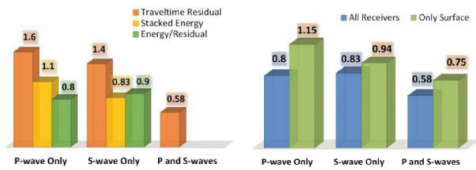


Figure 6. Relative location errors (%) for Left) traveltime residual, stacked energy, and energy/residual ratio. Right) Surface vs. all receivers.

**Computation Time**

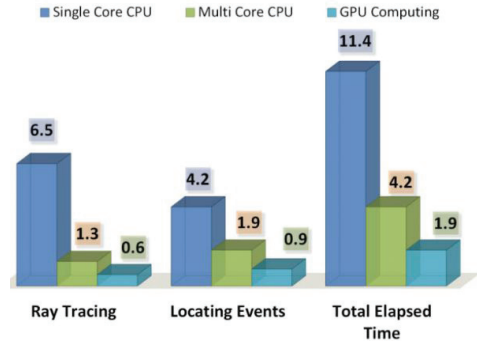


Figure 7. Benchmark results of single core, multi core CPU and GPU computing for two layered model case. Numbers are shown in this figure is in seconds.

## Tuna Deltası'nın Romanya Kıtasal Yamacındaki Kanal Yapısının ve BSR Dağılımlarının Akustik Yöntemlerle İncelenmesi



**Orhan Atgın<sup>1</sup>, Günay Çifçi<sup>1</sup>, Derman Dondurur<sup>1</sup>, Jorg Bialas<sup>2</sup>, Ingo Klaucke<sup>2</sup>, Seda Okay<sup>1</sup>, Özkan Özel<sup>1</sup>, Hilmi Mert Küçük<sup>1</sup>, Burcu Barın<sup>1</sup>, Aslıhan Nasıf<sup>1</sup>, Sermet Duymaz<sup>1</sup>, Efe Bayol<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Dokuz Eylül Üniversitesi, Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü, İzmir

<sup>2</sup>Geomar, Helmholtz Okyanus Araştırma Merkezi, Kiel Almanya

---

**İPTAL EDİLMİŞTİR.**







**Jeotermal Enerji**

**Geothermal Energy**

---



# Characteristics of Neogene to Quaternary volcanic systems in Turkey: Their importance as potential geothermal sources



**Safak Altunkaynak<sup>1</sup>, Naci Görür<sup>2</sup>, Elif Karadağ<sup>2</sup>, Ayşe Zeynep Çalışkanoğlu<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Istanbul Technical University, Faculty of Mines, Department of Geological Engineering,

34469 Maslak, Istanbul, Turkey

<sup>2</sup>3S Kale Energy Production Inc., Güven Mahallesi, Eski Londra Asfaltı, No: 89 4/A, 34160 Güngören, İstanbul, Turkey

## ABSTRACT

The utility of a volcanic system as a geothermal heat source depends on the rate and volume of intrusion and eruption, which in turn is dependent on the tectonic setting. Therefore, successful exploration for geothermal sources in volcanic fields depends mainly on a well understanding of various aspects of volcanism, such as age, volume, physical and chemical characteristics, chronological evolution and stratigraphic relations. This paper deals with the Neogene to Quaternary volcanism in Turkey with an emphasis on its geothermal potential.

Turkey is situated in the tectonically active Alpine-Himalayan mountain belt and its Cenozoic geology is characterized by an extensive magmatic activity producing volcanic and plutonic rocks with varying chemical compositions. In Turkey and the adjacent regions Cenozoic tectonics and accompanying magmatism have been controlled by three main geodynamic processes: subduction of the Afro-Arabian plate beneath Eurasia along the Hellenic and Cyprus trenches since the late Cretaceous (Westaway 1994; Kreemer et al. 2003 and van Hinsbergen et al. 2005), continental collision between Arabian and Eurasian plates since the early Miocene (McKenzie 1978; Yılmaz 1993; Ghasemi and Talbot 2006; Mazhari et al. 2009), and the westward escape of the Anatolian block along the North and East Anatolian fault zones away from the Arabia-Eurasia collision zone (Dewey et al. 1986; Barka and Reilinger 1997) (Figure 1).

Neogene to Quaternary magmatic rocks are concentrated mainly on three regions where the modern landscape and surface rocks are predominantly volcanic; western Anatolia, central Anatolia and eastern Anatolia (Figure 2). In western Anatolia volcanism and associated plutonism was post-collisional in nature and followed the collision of the Sakarya and Tauride continental blocks (Figure 1) (Şengör and Yılmaz, 1981) in the pre-middle Eocene (Harris et al., 1994; Okay and Tüysüz, 1999). Neogene to Quaternary post collisional volcanism has occurred in two distinct pulses during the Oligocene to middle Miocene and late Miocene to Quaternary. The Oligocene to Middle Miocene volcanic rocks cover large areas extending from the Trace (Yılmaz and Polat, 1998, Aldanmaz et al., 2006 and references therein) in the north to the Bodrum Peninsula in the south (Yılmaz, 1989, 1990) and they consist mainly of andesitic, dacitic and basaltic lavas and associated pyroclastic rocks. Much of the volcanic sequence displays a calc-alkaline to high-K calc-alkaline geochemical affinity, but the

Middle Miocene and late-Miocene-Quaternary basalts at the top have mildly alkaline to alkaline characteristics, respectively. Partial melting and assimilation-fractional crystallization of enriched subcontinental lithospheric mantle-derived magmas were important processes in the genesis and evolution of the parental magmas through the Late Oligocene–Early Miocene (Aldanmaz et al., 2000; Altunkaynak and Dilek 2006, Dilek and Altunkaynak 2007; Altunkaynak and Genç 2008) whereas both lithospheric and asthenospheric mantle melts were involved during the generation of the Middle Miocene lavas. Quaternary alkaline to ultra-alkaline volcanism was a result of decompressional melting of the upwelling asthenospheric mantle during the undergoing wholesale extension in western Anatolia (Altunkaynak and Dilek 2006, Dilek and Altunkaynak 2007; Altunkaynak et al 2010 and references therein).

The NS-trending alkaline volcanic province in southwestern Turkey from Kırka-Afyon to Isparta, belongs to alkalipotassic to ultrapotassic magmatism that has been active since the Miocene. It shows an age progression from early Miocene in the north to Quaternary in the south, becoming progressively more potassic-ultrapotassic southward. Basaltic trachyandesites–trachyandesites and coeval rhyolites-ignimbrites represent the oldest phase of alkaline volcanism in and around Kırka area. The younger potassic rocks of the Afyon to the south are represented by trachyte and trachyandesite, whereas the youngest potassic rocks of the Isparta yet farther south are trachytic, trachyandesitic, and rhyolitic in composition. Observed variations in geochemical signatures of the contemporaneous potassic and ultrapotassic rocks suggest melting of a heterogeneous lithospheric mantle source veined through metasomatism by previous subduction events. Isotopic differences from north to south are consistent with decreasing amounts of subduction-derived crustal components in the mantle and an increasing role of asthenospheric input through time. These observations suggest the occurrence of a vertically zoned mantle beneath southwest Anatolia and the Aegean region (Dilek and Altunkaynak 2009, 2010 and references therein).

In Central Anatolia (Konya, Niğde and Cappadocia), the middle Miocene to Pliocene high-K calc-alkaline andesitic to rhyolitic magmas erupted along major fault systems of the region (Toprak and Göncüoğlu 1993; Dirik and Göncüoğlu 1996). Late stage of the central Anatolian magmatism is characterized by

bimodal volcanism during the Quaternary (Aydın et al., 2014). Particularly in Cappadocia, extensive dacitic to rhyolitic ignimbrite sheets were deposited from late Miocene to Quaternary, associated with large andesitic stratovolcanoes and alkali basaltic scoria cones and maars (Gönçüoğlu and Toprak 1992; Toprak 1998; Aydın 2008; Siebel et al. 2011, Aydın et al., 2014). Geochemical characteristics of Miocene to Quaternary volcanic rocks indicate pronounced changes from calc-alkaline to Na-alkaline through time (Aydın et al., 2014 and references therein). Recent studies suggest that calc-alkaline rocks were derived from a lithospheric mantle source that was metasomatized by previous subduction, whereas the transitional alkaline rocks were generated from more depleted magmas (Aydar et al. 1995; Deniel et al. 1998; Alıcı Şen et al. 2004) or from a metasomatized lithospheric mantle source with variable contributions of asthenospheric source (Aydın 2008; Gencalioglu Kuşcu and Genel 2010). Collectively, late Neogene to Quaternary volcanism in central Anatolia has been interpreted as transitional to post-collisional magmatism most probably related to the presence of hot asthenospheric mantle beneath the region (Aydın et al., 2014 and references therein).

In the Eastern Anatolia, the late Cenozoic volcanism extends in a broad SW-NE trending belt across the Arabian-Eurasian collision zone (Bitlis Thrust Zone) from Arabian foreland basin in the southwest to the Lesser Caucasus in the northeast. Late Cenozoic volcanism in eastern Anatolia is represented by stratovolcanoes with significant mountains (i.e. Nemrut, Süphan, Tendürek, Ararat; Figure 2) in the southern part of the Turkish high plateau. Lavas and pyroclastic rocks cover large areas (over 5000 km<sup>2</sup>) and forms relatively flat volcanic field (Erzurum–Kars plateau) with an average elevation of 1.5 km in its northern part (Innocenti et al. 1982; Keskin et al. 1998; Dilek et al. 2010 and references therein). The Erzurum–Kars plateau made up mainly of lava flows intercalated with subordinate pyroclastic rocks (mainly ignimbrite units) and sedimentary layers with ages ranging from 6.9 - 0.9 to 1.3 - 0.3 Ma (Innocenti et al. 1982; Keskin et al. 1998 and references therein). Pleistocene scoriaceous cones locally overlie this lava-ignimbrite sequence. The initial eruptive phase of the late Cenozoic volcanism in the Turkish high plateau is characterized by mafic and intermediate alkaline rocks and was followed by widespread eruptions of andesitic to dacitic calc-alkaline lavas during the Pliocene (Yılmaz et al. 1987;1998; Pearce et al. 1990; Keskin 2003; Dilek et al. 2010). The last volcanic episode involved the eruption of alkaline and transitional lavas throughout the Plio-Pleistocene and Quaternary. Most of the major stratovolcanoes in the Turkish high plateau were built during this last phase of volcanism, which continued until historical times (Yılmaz et al. 1987, 1998; Pearce et al. 1990; Kheirkhah et al. 2009). Spatial, temporal and geochemical features of Late Cenozoic volcanism in eastern Anatolia collectively suggest that the post-collisional Cenozoic magmas in this region were derived from small degrees of melting of subduction-metasomatized sub-continental lithospheric

mantle (SCLM; Pearce et al. 1990; Keskin et al. 1998; Yılmaz et al. 1998; Dilek et al., 2010). The collision of the Arabian plate with the Bitlis Pötürge block and its magmatic arc occurred in the early Eocene, therefore subduction signature observed in late Cenozoic volcanic rocks was most likely inherited from previous subduction events because active oceanic lithospheric subduction was not operating in eastern Anatolia after middle Miocene (Yılmaz 1993; Arger et al., 2000; Ghasemi and Talbot 2006; Mazhari et al. 2009; Dilek et al., 2010 and references therein).

We conclude, therefore, spatial, temporal and geochemical evolution of Neogene to Quaternary volcanism in Turkey reflect an increasing intensity of asthenospheric upwelling led to underplating of mantle derived magmas that provide melts and heat source beneath western, central and eastern Anatolia in Turkey, through time. Accordingly, the geothermal areas in Turkey mostly concentrated in the Neogene–Quaternary volcanic fields in western, central and eastern Anatolia and the tectonically active structures e.g. North Anatolian Fault and the grabens of West Anatolian extensional province (Figure 2). Therefore, by documenting the relations between volcanism and faulting together with the various aspects of volcanism (volcanostratigraphy, volume, physical properties and geochemical characteristics, chronological evolution and stratigraphic relations) it is possible to make an integrated appraisal of volcanic products and help constrain the existence, location, size, depth and reservoir character of potential geothermal systems in Turkey.

## REFERENCES

- Aldanmaz, E., Pearce, J., Thriwall, M. F. and Mitchell, J. (2000). Petrogenetic evolution of late Cenozoic, post-collision volcanism in western Anatolia, Turkey: *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 102, 67–95.
- Aldanmaz, E., Köprübaşı, N., Gürer, Ö. F., Kaymakçı, N. and Gourgaud, A. (2006). Geochemical constraints on the Cenozoic, OIB-type alkaline volcanic rocks of NW Turkey: Implications for mantle sources and melting processes. *Lithos*, 86, 50 – 76.
- Alıcı, P., Temel, A. and Gourgaud, A. (2002). Pb-Nd-Sr isotope and trace element geochemistry of Quaternary extension-related alkaline volcanism: A case study of Kula region (western Anatolia, Turkey): *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 115, 487–510.
- Alıcı, P., Temel, T. and Gourgaud, A. (2004). Petrogenetic modelling of Quaternary post-collisional volcanism: a case study of central and eastern Anatolia. *Geological Magazine* 141, 81–98.
- Altunkaynak, S. and Dilek, Y. (2006). Timing and nature of postcollisional volcanism in western Anatolia and geodynamic implications, in Dilek, Y., and Pavlides, S., eds., *Post-Collisional Tectonics and Magmatism of the Eastern Mediterranean Region*: Geological Society of America Special Paper, 409, 321–351.

- Altunkaynak, S. and Genc, S. C. (2008), Petrogenesis and time-progressive evolution of the Cenozoic continental volcanism in the Biga Peninsula, NW Anatolia (Turkey): *Lithos*, 102, 316–340.
- Altunkaynak, S., Rogers, N. W. and Kelley, S. P. (2010), Causes and effects of geochemical variations in Late Cenozoic volcanism in the Foca volcanic centre (NW Anatolia, Turkey). *International Geology Review*, 52, 579–607.
- Arger, J., Mitchell, J. and Westaway, R. W. C. (2000), Neogene and Quaternary volcanism of southeastern Turkey, Bozkurt, E. (Ed.), Winchester, J. A. (Ed.) & Piper J.D.A (Ed.) *Tectonics and Magmatism in Turkey and Surrounding Area*. London: The Geological Society, 173, 459–487.
- Aydar, E., Gourgaud, A., Deniel, C., Lyberis, N. and Gundoğdu, N. (1995), Le volcanisme quaternaire d'Anatolie centrale (Turquie): association de magmatismes calco-alcalin et alcalin en domaine de convergence. *Jeol. Earth Sci.*, 32, 1058–1069.
- Aydın, F. (2008), Contrasting complexities in the evolution of calcalkaline and alkaline melts of the Niğde volcanic rocks, Turkey: textural, mineral chemical and geochemical evidence. *Eur. J. Min.*, 20, 101–118.
- Aydın, F., Schmitt, A. K., Siebel, W., Sonmez, M., Ersoy, Y., Lermi, A., Dirik, K. and Duncan, R. (2014), Quaternary bimodal volcanism in the Niğde Volcanic Complex (Cappadocia, central Anatolia, Turkey): age, petrogenesis and geodynamic implications. *Contrib Mineral Petrol.*, 168, 1078.
- Barka, A. and Reilinger, R. (1997), Active tectonics of the Eastern Mediterranean region: deduced from GPS, neotectonic and seismicity data. *Annali Di Geofisica*, XL, 587–610.
- Deniel, C., Aydar, E. and Gourgaud, A. (1998), The Hasan Dagı stratovolcano (Central Anatolia, Turkey): evolution from calc-alkaline to alkaline magmatism in a collision zone. *Jeol. Volcanol Geotherm Res.*, 87, 275–302.
- Dewey, J. F., Hempton, M. R., Kidd, W. S. F., Saroglu, F. and Sengor, A. M. C. (1986), Shortening of continental lithosphere: The neotectonics of Eastern Anatolia – a young collision zone, in Coward, M.P., and Ries, A.C., eds., *Collision Zone Tectonics*, Geological Society of London Special Publication, 19, 3–36.
- Dilek, Y. and Altunkaynak, S. (2007), Cenozoic crustal evolution and mantle dynamics of postcollisional magmatism in western Anatolia: *International Geology Review*, 49, 431–453.
- Dilek, Y. and Altunkaynak, S., (2009), Geochemical and temporal evolution of Cenozoic magmatism in western Turkey: mantle response to collision, slab breakoff, and lithospheric tearing in an orogenic belt. In: Van Hinsbergen, D. J. J., Edwards, M.A., Govers, R. (Eds.), *Geodynamics of Collision and Collapse at the Africa–Arabia–Eurasia Subduction Zone*: Geological Society, London: Special Publication, 311, 213–233.
- Dilek, Y. and Altunkaynak, S. (2010), Geochemistry of Neogene–Quaternary alkaline volcanism in western Anatolia, Turkey, and implications for the Aegean mantle. *International Geology Review*, 52 (4), 631–655.
- Dilek, Y., Imamverdiyev N. and Altunkaynak, S. (2010), Geochemistry and tectonics of Cenozoic volcanism in the Lesser Caucasus (Azerbaijan) and the peri-Arabian region: collision-induced mantle dynamics and its magmatic fingerprint, *International Geology Review*, 52 (4), 536–578.
- Dirik, K. and Goncuoglu, C. (1996), Neotectonic characteristics of central Anatolia. *Inter. Geol. Rev.* 38, 807–817.
- Gencalioglu, G. and Geneli, F. (2010), Review of post-collisional volcanism in the Central Anatolian Volcanic province (Turkey), with special reference to the Tepekoç Volcanic complex. *Int Earth Sci (Geol Rdsch)*, 99, 593–621.
- Ghasemi, A. and Talbot, C. J. (2006), A new tectonic scenario for the Sanandaj–Sirjan Zone (Iran): *Journal of Asian Earth Sciences*, 26, 683–693.
- Harris, N.B.W., Kelley, S., Okay, A.I., 1994. Post-collisional magmatism and tectonics in northwest Anatolia. *Contributions to Mineralogy and Petrology* 117, 241–252.
- Innocenti, F., Mazzouli, G., Pasquare, F., Radicati Di Brozola, F. and Villari, L. (1982), Tertiary and Quaternary volcanism of the Erzurum-Kars area (Eastern Turkey): Geochronological data and geodynamic evolution: *Journal of Volcanological and Geothermal Research*, 13, 223–240.
- Keskin, M. (2003), Magma generation by slab steepening and breakoff beneath a subduction accretion complex: An alternative model for collision-related volcanism in Eastern Anatolia: *Geophysical Research Letters*, 30, 24, 8046.
- Keskin, M., Pearce, J. A. and Mitchell, J. G. (1998), Volcano-stratigraphy and geochemistry of collision-related volcanism on the Erzurum-Kars Plateau, northeastern Turkey: *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 85, 355–404.
- Kheirkhah, M., Allen, M. B. and Emami, M. (2009), Quaternary syn-collision magmatism from the Iran/Turkey borderlands: *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 182, 1–12
- Kreemer, C., Holt, W. E. and Haines, A. H. (2003), An integrated global model of present-day plate motions and plate boundary deformation. *Geophysical Journal International*, 154, 8–34.
- Mazhari, S. A., Bea, F., Amini, S., Ghalamghash, J., Molina, J. F., Montero, P., Scarrow, J. H. and Williams, I. S. (2009), The Eocene bimodal Piranshahr massif of the Sanandaj–Sirjan Zone, NW Iran: A marker of the end of the collision in the Zagros orogen: *Journal of the Geological Society of London*, 166, 53–69.
- Mckenzie, D. (1978), Active tectonics of the Alpine- Himalayan belt, the Aegean Sea and surrounding regions. *Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society*, 55, 217–254.
- Mutlu, H., Gülec, N. (1998), Hydrogeochemical outline of thermal waters and geothermometry applications in Anatolia Turkey. *Journal of Volcanology and Geothermal Research.*, 85, 495–515.
- Okay, A.I., Tüysüz, O., 1999. Tethyan sutures of Northern Turkey. In: Durand, B., Jolivet, L., Horthváth, F., Séranne, M.

(Eds.), *The Mediterranean Basin: Tertiary Extension within the Alpine Orogen*: Geological Society, London, Special Publication 156, vol. 156, pp. 475–515.

Pearce, J. A., Bender, J. F., DeLong, S. E., Kidd, W. S. F., Low, P. J., Guner, Y., Saroglu, F., Yilmaz, Y., Moorbath, S. and Mitchell, J. J. (1990), Genesis of collision volcanism in eastern Anatolia, Turkey: *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 44, 189–229.

Siebel, W., Schmitt, A. K., Kiemle, E., Danişik, M. and Aydin, F. (2011), Acıgöl rhyolite field, central Anatolia (Part II): geochemical and isotopic (Sr-Nd-Pb,  $\delta^{18}O$ ) constraints on volcanism involving two high-silica rhyolite suites. *Contrib Mineral Petrol.*, 162, 1233–1247.

Şengör, A.M.C., Yılmaz, Y., 1981. Tethyan evolution of Turkey: a plate tectonic approach. *Tectonophysics* 75, 181–241.

Toprak, V. (1998), Vent distribution and its relation to regional tectonics, Cappadocian Volcanics, Turkey. *Jeol. Volcanol. Geotherm Res.*, 85, 55–67.

Toprak, V. and Goncuoğlu, M. C. (1993), Tectonic control on the evolution of the Neogene-Quaternary Central Anatolian Volcanic Province, Turkey. *Geol. Jeol.*, 28, 357–369.

Van Hinsberger, D. J. J., Hafkenscheid, E., Spakman, W., Meulenkamp, J. E. and Wortel, R. (2005), Nappe stacking resulting from subduction of oceanic and continental lithosphere below Greece. *Geology*, 33, 325–328.

Westaway, B. (1994), Present-day kinematics of the Middle East and eastern Mediterranean. *Journal of Geophysical Research*, 99, 12071–12090.

Yılmaz, Y. (1989), An approach to the origin of young volcanic rocks of western Turkey, in Sengör, A.M.C., ed., *Tectonic evolution of the Tethyan region*: The Hague, Kluwer, 159–189.

Yılmaz, Y. (1990), Comparison of young volcanic associations of western and eastern Anatolia under compressional regime: A review: *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 44, 69–87, doi: 10.1016/0377-0273(90)90012-5.

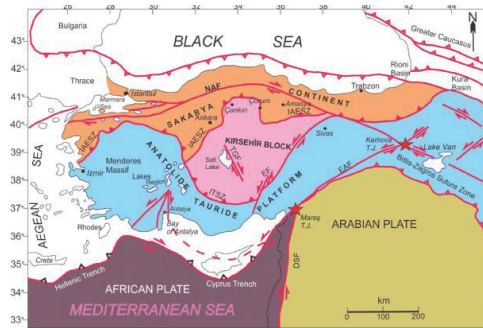
Yılmaz, Y. (1993), New evidence and model on the evolution of the Southeast Anatolia orogen: *Geological Society of America Bulletin*, 105, 251–271.

Yılmaz, Y., Saroglu, F. and Guner, Y. (1987), Initiation of the neomagmatism in East Anatolia: *Tectonophysics*, 134, 177–199.

Yılmaz, Y., Guner, Y., and Saroglu, F. (1998), Geology of the Quaternary volcanic centres of the East Anatolia: *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, 85, 173–210.

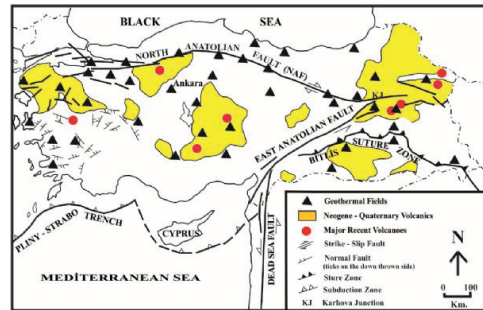
Yılmaz, Y. and Polat, A. (1998), Geology and evolution of the Thrace volcanism, Turkey: *Acta Vulcanologica*, 10, 293–303.

Fig-1



Tectonic map of Turkey, showing plate boundaries and major tectonic units in the region (modified from Altunkaynak and Dilek, 2006 and references therein).

Fig-2



Distribution of Neogene to Quaternary volcanic fields and geothermal areas (modified from MTA, 1993 and Mutlu and Güleç, 1998).

# The Seismic Reflection Method in Geothermal Exploration Jeotermal Aramacılığında Sismik Yansıma Yöntemi



**Orhan Güreli<sup>1</sup>, Naci Görür<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Roti Sondaj Sismik AŞ.

<sup>2</sup>3S Kale Enerji Üretim AŞ.

## ABSTRACT

Seismic reflection method has been very successfully used in exploration for oil, gas, mining and geothermal. Its theory and field procedures are well application in worldwide. This method makes use of seismic signal generated by source such as explosive and vibrators.

This method has been help to geothermal finding faults and bodies of graben. Therefore, Acquisition parameters are most important parameters for geothermal study.

## ÖZET

Sismik yansıma yöntemi çok başarılı bir şekilde petrol, gaz, madencilik ve jeotermal aramada kullanılmaktadır. Yöntemin teorisi ve saha prosedürleri dünya çapında yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu yöntemde, patlayıcı ve vibratör gibi kaynak tarafından üretilen sismik sinyaller kullanılır. Yöntem jeotermal için, fayların ve grabenin yapısını bulmada yardımcı olmuştur. Bu nedenle, veri toplama parametreleri jeotermal çalışması için en önemli parametrelerdir.

## GİRİŞ

Son yıllarda sismik yansıma yöntemi, Jeotermal sahalarda da yaygın olarak kullanılmaya başlanmıştır. Jeotermal sahaların yapısal durumunu ortaya çıkarmada sismik yöntem oldukça başarılıdır. Bu amaçla hedef derinlik ve beklenen yapıyı görüntüleyecek şekilde uygun saha parametreleri seçilmelidir. Jeotermal sistemin devamlılığı için fay sistemi ve şekillerinin bilinmesi gereklidir (Şekil-1). Bu fay sistemi ile soğuk suyun aşağı iniş yolları ve sıcak akışkanın çıkış yolları bulunur.

### Saha parametre seçimi

Saha parametrelerin seçiminde ilk dikkate alınması gereken atış ve alıcı aralığıdır. Daha sonra kaynak parametreleri gelir. Bu parametreler kadar önemli bir parametre ise hat uzunluğu ve maksimum ofsettir. Veri toplama çalışmalarına başlamadan önce kaynağın türüne göre test yapılmalı ve en uygun parametre seçilmelidir. Kaynak dinamit ise kuyu derinliği ve dinamit miktarı (Tablo-1) test edilmelidir. Vibro ise, sweep frekansı, sweep uzunluğu, sweep sayısı ve tipi (Tablo-2) test edilmeli ve uygun olan seçilmelidir. Sweep parametre seçiminde öncelikle sweep frekansı seçilir. Daha sonra sweep boyu, sweep sayısı seçilir. En son da sweep tipi seçilir (Şekil-2 ve 3). Jeotermal aramacılığında horst-graben oluşumu önemlidir (Şekil-4). Türkiye’de en çok jeotermal aramacılığı graben üzerindedir. Şekil-5’te graben üzerinde kayıt

edilmiş ve prosesi yapılmış bir sismik yansıma kesiti görülmektedir.

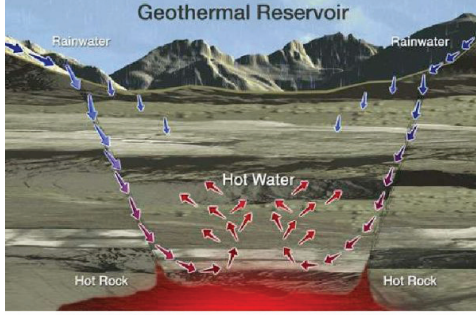
## SONUÇ

Jeotermal aramalarında önce jeofizik non-sismik yöntemleri kullanılmakta ve daha sonra sondaj yapılmaktadır. Jondajdaki başarılarla yada başarısızlığa göre sismik yapılmaktadır. Genelde non-sismik yöntemler, faylar tam olarak çıkarılamaz. Fayların konumu hakkında bilgi sismik yansıma yöntemiyle daha doğru bulunmaktadır. Jeofizik diğer yöntemleri (Gravite, Manyetik, Rezistivite, Csmat gibi) jeotermal saha hakkında genel bilgi verir. Bir grabenin genel görünümünü verirken derinlikle ilgili tam bir bilgi veremez. Sismik ise grabenin şeklini ve normal fayları diğer yöntemlere göre daha doğru verir. Bununla birlikte basen ile temeli oluşturan metamorfik sınır, sismik kesitlerde çok daha belirgin olur. Ayrıca metamorfik içindeki fayları ve seviyeleri sismikte görmek mümkündür. Bununla birlikte graben içinde oluşmuş fayların metamorfik içindeki devamlılığı takip edilebilir.

## KAYNAKLAR

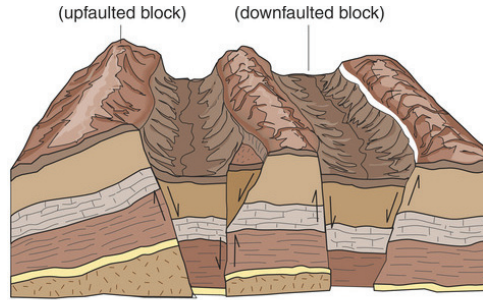
Batzle, M. L., and Wang, Z.-J., 1992, Seismic properties of pore fluids: Geophysics, 57, 1396-1408.  
Castagna, J. P., Batzle, M. L., and Eastwood, R. L., 1985, Relationship between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks: Geophysics, 50, 571-581.  
Gardner, G.H. F., Gardner, L.W., and Gregory, A. R., 1974, Formation velocity and density—The diagnostic basis for stratigraphic traps: Geophysics, 39, 770-780.  
Sayar, C.M., Boer, L.D.D., Nagy, Z.R., and Hooyman, P.J., 2006, Well-constrained seismic estimation of pore pressure with uncertainty, TLE. Gassmann, F., 1951, Über die elastizität poroser medien: Vierteljahrsschrift der Natur. Gessellschaft, 96, 1-23.  
Han, D.-H., and Batzle, M., 2000, Velocity, density and modulus of hydrocarbon fluids – data measurement, Extended Abstract, SEG Annual 2000 Meeting.

Şekil-1: Jeotermal oluşum şeması



When the rising hot water and steam is trapped in permeable and porous rocks under a layer of impermeable rock, it can form a geothermal reservoir.  
Slide 12 of 122, © 2000 Geothermal Education Office

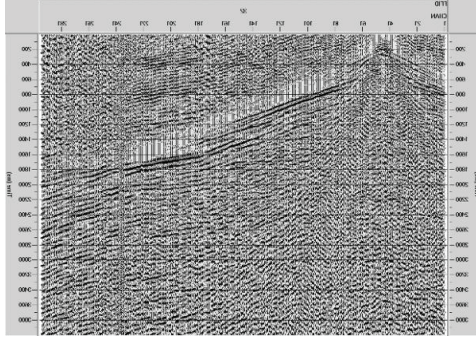
Şekil-4: Horst-Graben ilişkisi



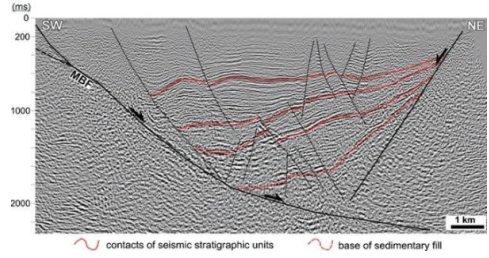
(a)

Copyright © 2006 Pearson Prentice Hall, Inc.

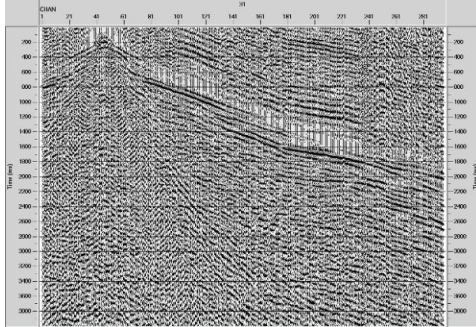
Şekil-2: 8-64 Hz'lik -3dB/Oct Non-linear sweep



Şekil-5: Yorumlanmış bir sismik kesitin görünüşü



Şekil-3: 8-64 Hz'lik +3dB/Oct Non-linear sweep kaviti



Tablo-1: Kuyu derinliği/Şarj miktarı test tablosu

TERMIN 2D TEST NOKTASI		
1135,5		
Dosya No	Derinlik (m)	Miktar (kg)
1	5m	0,5kg
2	3m	0,5kg
3	2m	0,5kg
4	1,5m	0,5kg
5	5m	1kg
6	3m	1kg
7	2m	1kg
8	1,5m	1kg
9	5m	2kg



Tablo-2: Sweep parametre test tablosu

A. Sweep Biliş Parametre Testi									
FFID	F1 (Hz)	F2 (Hz)	YERD. SAYSI	SWEPT SAYSI	SWEPT BOYUTLARI	SWEPT TIP	TARAF	DRIVE LEVEL	NOTLAR
20	5	10	4	4	2	LINEAR	0.15	20%	no
24	5	40	4	4	2	LINEAR	0.15	20%	no
28	5	50	4	4	2	LINEAR	0.15	20%	no
32	5	60	4	4	2	LINEAR	0.15	20%	no
B. Sweep Biliş Parametre Testi									
FFID	F1 (Hz)	F2 (Hz)	YERD. SAYSI	SWEPT SAYSI	SWEPT BOYUTLARI	SWEPT TIP	TARAF	DRIVE LEVEL	NOTLAR
37	5	F2	4	4	2	LINEAR	0.15	20%	no
40	5	F2	4	4	2	LINEAR	0.15	20%	no
44	10	F2	4	4	2	LINEAR	0.15	20%	no
48	12	F2	4	4	2	LINEAR	0.15	20%	no
C. Sweep Seyah Parametre Testi									
FFID	F1 (Hz)	F2 (Hz)	YERD. SAYSI	SWEPT SAYSI	SWEPT BOYUTLARI	SWEPT TIP	TARAF	DRIVE LEVEL	NOTLAR
41	F1	F2	4	2	2	LINEAR	0.15	20%	no
42	F1	F2	4	2	2	LINEAR	0.15	20%	no
43	F1	F2	4	2	2	LINEAR	0.15	20%	no
D. Sweep Seyah Parametre Testi									
FFID	F1 (Hz)	F2 (Hz)	YERD. SAYSI	SWEPT SAYSI	SWEPT BOYUTLARI	SWEPT TIP	TARAF	DRIVE LEVEL	NOTLAR
45	F1	F2	4	4	2	LINEAR	0.2	20%	no
46	F1	F2	4	4	10	LINEAR	0.2	20%	no
47	F1	F2	4	4	15	LINEAR	0.25	20%	no
48	F1	F2	4	4	20	LINEAR	0.25	20%	no
E. Sweep Tipi Parametre Testi									
FFID	F1 (Hz)	F2 (Hz)	YERD. SAYSI	SWEPT SAYSI	SWEPT BOYUTLARI	SWEPT TIP	TARAF	DRIVE LEVEL	NOTLAR
51	F1	F2	4	4	10	LINEAR	0.15	20%	no
52	F1	F2	4	4	10	LOG. SWP	0.15	20%	no
53	F1	F2	4	4	10	LOG. SWP	0.15	20%	no

# Thermal conductivities of major rock types located in western Turkey



Elif Balkan<sup>1</sup>, Kamil Erkan<sup>2</sup>, Müjgan Şalk<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Department of Geophysical Engineering, Dokuz Eylül University, Buca, İzmir, Turkey

<sup>2</sup>Department of Civil Engineering, Marmara University, Göztepe, İstanbul, Turkey

## ABSTRACT

Accurate thermal conductivity determinations are essential in crustal heat flow investigations. It is also important to know the thermal conductivity for determination geothermal potential of the region. The aim of this work is to evaluate thermal conductivity values of common rocks encountered in western Turkey where the most important geothermal areas are located. A total of 175 thermal conductivity measurements are classified according to their lithology. Volcanic, metamorphic and sedimentary rocks, especially various forms of limestone are the major types encountered in western Turkey. Mean thermal conductivities, for each lithology, are determined after correcting from dry condition to saturated condition. The results of this study are expected to provide new aspect to heat flow and geothermal resource determinations of Western Turkey.

## 1. INTRODUCTION

Although western Turkey has been center of attention latest geo-scientific researches, thermal structure of the area has not been developed for the reason of the existing lack of thermal conductivity data beside geothermal gradient. Thermal conductivity is one of the main input parameters in thermal modeling investigations since it controls the steady state temperature distribution in the subsurface (Blackwell and Steele, 1989). This study focuses on to provide thermal conductivity values for main rock types of western Turkey. The data set, we use in this study, are obtained from YDABÇAG-233/G and YDABÇAG-430/G projects. YDABÇAG-233/G and YDABÇAG-430/G (İlkişik et al., 1996a, 1996b) are the national projects carried out by TUBITAK (The Scientific and Technical Research Council of Turkey) dedicated to evaluation of the heat flow map of Aegean Region in Turkey. In that projects, a series of laboratory measurements are performed on several samples, collected from outcrops, on dry condition, using by QTM-500 in the laboratory of MTA (Mineral Research and Exploration General Directorate). Sampling locations are given in Figure 1. They reported the raw data without analyzing and correcting. In our study, using the data from that projects, dry condition thermal conductivities corrected to saturated conditions. Statistical analysis of thermal conductivities attributed to lithology is presented for both dry and saturated conditions.

## 2. DATA ANALYSIS

Thermal conductivity measurements of outcrops

were carried out in the laboratory of MTA, in dry condition, using by QTM 500 (H.M. Yenigün, personal communication, 2012). QTM-500 is based on ASTM C 1113-90 hot wire method. It is an effective and reliable technique for measuring thermal conductivity (Sass 1984). It has extensive usage area depending on advantages of rapid measuring time. In this study, the saturated thermal conductivities of the rocks are determined by using Geometric mean model (Fuchs et al., 2013). Relationship between dry ( $\lambda_d$ ) and saturated ( $\lambda_s$ ) thermal conductivity conditions can be written as;

$$\lambda_s = \lambda_d (\lambda_w / \lambda_a)^\phi \quad (1)$$

Where thermal conductivity of air  $\lambda_a = 0.025$  W/m/K and thermal conductivity of water  $\lambda_w = 0.59$  W/m/K, and  $\phi$  is the porosity. We analyzed values both in dry and saturated conditions for all major lithologic units.

## 3. RESULTS

In this study, eleven different common types of Western Anatolian rocks have been analyzed according to their thermal conductivities. Lithologic classifications were made based on the definitions in the geological map of Turkey (MTA, 2011). Mean thermal conductivity of rocks for both dry and saturated conditions with standard deviations are summarized in Table 1. The major rock types encountered in Western Turkey are volcanic, metamorphic, and sedimentary rocks, especially various forms of limestone. As expected, thermal conductivity increases considerably after correction to saturated conditions. The crystallized limestone has the highest mean thermal conductivity of  $4.20 \pm 1.44$  W/m/K among all lithologies. With respect to their origin, the neritic limestone has a higher mean thermal conductivity compared to the pelagic and lacustrine limestone. Among the metamorphic rocks, the quartzite has the highest thermal conductivity of  $4.40 \pm 1.15$  W/m/K. Other commonly found metamorphic rocks in Western Turkey are marble, schist, and peridotite; they have mean thermal conductivities of  $3.12 \pm 0.31$  W/m/K,  $2.82 \pm 0.76$  W/m/K, and  $2.93 \pm 0.38$  W/m/K, respectively. For the two commonly found volcanic rocks, andesite and tuff show mean thermal conductivities of  $1.81 \pm 0.60$  W/m/K and  $1.02 \pm 0.61$  W/m/K, respectively.

Thermal conductivity data reported in this study can be used for determination of regional heat flow and enhanced geothermal systems (EGS) estimations in western Turkey.

REFERENCES

Baeyens, B., Bradbury, D., 1994. Physico-Chemical Characterisation and Calculated In Situ Porewater Chemistries for a Low Permeability Palfris Marl Sample from Wellenberg, Technical Report 94-22, Notional Cooperative for the Disposal of Radioactive Waste, Wettingen.

Blackwell, D. D., Steele, J. L., 1989. Thermal conductivity of sedimentary rocks: Measurement and significance, in N. D. Naeser and T. H. McCulloh, eds., Thermal history of sedimentary basins: New York, Springer-Verlag, pp. 13– 36.

Fuchs, S., SchütX, F., Förster, H.J., Förster, A., 2013. Evaluation of common mixing models for calculating bulk thermal conductivity of sedimentary rocks: Correction charts and new conversion equations. Geothermics 47, 40– 52.

Heiken, Grant, ed. Tuffs: their properties, uses, hydrology, and resources. Vol. 408. Geological Society of America, 2006.

İlkişik, O.M., Yalçın, M.N., Sari, C., Okay, N., Bayrak, M., Öztürk, S., Sener, C., Yenigün, H.M., Yemen, H., Sözen, I., Karamanderesi, I.H., 1996a. Heat flow investigations in Aegean Region: TÜBITAK Project Number: YDABÇAG- 233/G, (Unpublished report, in Turkish).

İlkişik, O.M., Yalçın, M.N., Sari, C., Okay, N., Bayrak, M., Öztürk, S., Sener, C., Yenigün, H.M., Yemen, H., Sözen, I., Karamanderesi, I.H., 1996b. Geothermic investigations in Aegean Region: TÜBITAK Project Number: YDABÇAG- 430/G, (Unpublished report, in Turkish).

JICA, The pre-feasibility study on the Dikili-Bergama geothermal development project, Final Report. Japan Int. Coop. Agency, MPN 87-160, Tokyo, (1987).

Manger, G. E. (1963). Porosity and bulk density of sedimentary rocks. Geological Survey Bulletin 1144-E.

MTA, 2011. Geological Map of Turkey. Mineral Research and Exploration Institute of Turkey.

Sassy, J.H., Stone, C., Munroe, R.J., 1984. Thermal conductivity determinations on solid rock — a comparison between a steady-state divided-bar apparatus and a commercial transient line-source device. Journal of Volcanology and Geothermal Research 20, 145-153.

Yavuz, A.B., Türk, N., Koca, M.Y., 2005. Material properties of the Menderes Massif Marbles from SW Turkey. Engineering Geology 82, 91–106.

Fig. 1. Simplified geological map of study area modified from Ersoy et al. (2014) and location of rock samples. Note that more than one type of lithologic unit were collected at same locations.

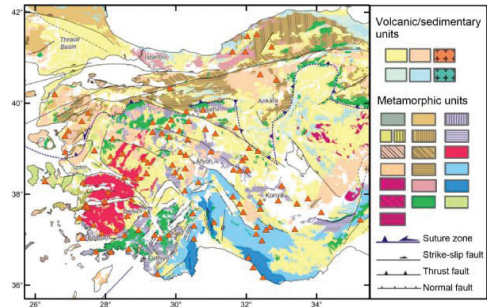


Table 1 Thermal conductivity values for dry and estimated saturated conditions and their propagated errors.

Lithology	N	$\phi$ (%)	$\sigma_\phi$	$\lambda_d$ (W/m/K)	$\sigma_{\lambda_d}$	$\lambda_s$ (W/m/K)	$\sigma_{\lambda_s}$
Clastic Rocks	15	20.0 <sup>a</sup>	5.00	1.39	1.05	3.07	2.53
Marl	11	1.5 <sup>b</sup>	0.50	1.45	0.40	1.52	0.43
Claystone	21	12.0 <sup>c</sup>	3.00	0.79	0.48	1.15	0.76
Crystallized Limestone	16	4.0 <sup>d</sup>	0.08	3.70	1.19	4.20	1.44
Limestone	66	4.0 <sup>e</sup>	0.08	2.67	0.70	3.03	0.86
Lacustrine	29	4.0 <sup>f</sup>	0.08	2.46	0.73	2.79	0.89
Neritic	28	4.0 <sup>g</sup>	0.08	2.94	0.47	3.34	0.60
Pelagic	6	4.0 <sup>h</sup>	0.08	2.46	0.89	2.79	1.07
Marble	9	0.2 <sup>i</sup>	0.03	3.10	0.31	3.12	0.31
Quartzite	3	4.0 <sup>j</sup>	0.08	3.88	0.92	4.40	1.15
Schist	9	4.0 <sup>k</sup>	0.08	2.48	0.61	2.82	0.76
Peridotite	3	4.0 <sup>l</sup>	0.08	2.58	0.28	2.93	0.38
Andesite	11	5.0 <sup>m</sup>	1.00	1.55	0.48	1.81	0.60
Tuff	11	6.0 <sup>n</sup>	1.20	0.84	0.47	1.02	0.61

<sup>a</sup>Fuchs et al. (2013); <sup>b</sup>Baeyens and Bradbury (1994); <sup>c</sup>Manger, (1963); <sup>d</sup>Yavuz et al. (2005); <sup>e</sup>JICA (1987); <sup>f</sup>Heiken, (2006); N: number of the data;  $\phi$ : estimated mean porosity;  $\sigma_\phi$ : standard deviation of porosity;  $\lambda_d$ : thermal conductivity of dry rocks;  $\sigma_{\lambda_d}$ : standard deviation of  $\lambda_d$ ;  $\lambda_s$ : thermal conductivity of saturated rocks;  $\sigma_{\lambda_s}$ : standard deviation of  $\lambda_s$ . Standard deviation for porosity is assumed to be 20% of the mean porosity if it is not included in the reference.

# Jeotermal Sahalarında 3D Euler Homojenik Eşitliği Kullanılarak Jeofizik (Gravite ve Manyetik) Verisiyle Temel Kayaç Derinliklerinin Hesaplanması, Kızıldere (Sarayköy/ Denizli) / Ayaş (Ankara)



**Seyfullah Tufan, Nusret Özen, Bekir Kocakaya, Tefvik Remzi Bilgin,**

**Serkan Özen, Abdullah Güngör**  
SNS Jeotermal Sondaj Arama, Ankara

## ÖZET

Bilgisayar donanım ve yazılımının gelişimi sonucunda "Hızlı Fourier Dönüşümü (FFT)" tekniğinin Euler'in homojenlik ilişkisi teorisine uygulanmasıyla, potansiyel alan verilerinin değerlendirilmesini olanaklı hale getirdi. 3D Euler homojenik eşitlik tekniği, özellikle jeolojik bilgilerin az olduğu veya alüvyonlarla örtülü alanlarda yeraltındaki gravite ve manyetik anomalilere neden olan kayaç ve jeolojik yapıların araştırılmasında başarıyla uygulanmaktadır (jeotermal enerji, petrol ve maden). 3D Euler homojenik eşitliği hızlı ve yarı otomatik derinlik tahmini yapan bir yöntemdir. Bu yöntem, temel kayaçlarla, sedimater kayaçlar arasındaki kantağın derinliklerinin ve lokasyonlarının belirlenebilmesinde başarıyla kullanılan yeni bir araçtır.

Bu çalışmada amaç; gravite anomalileri'yle belirlenebilen, jeotermal potansiyeli en yüksek, sondaj yapılacak hedef alanın temel derinliklerinin hesaplanmasıdır. İki ayrı jeotermal sahada gravite ve manyetik verilerle yapılan temel derinlik hesaplamalarında oldukça tatmin edici sonuçlar alınmıştır.

Anahtar Sözcükler: Kızıldere/Ayaş jeotermal sahaları, 3D Euler yöntemi, gravite, manyetik, temel kayaç derinlik tahmini

## GİRİŞ

Bu çalışmaya konu olan Euler yöntemi ilk olarak Hood (1965) tarafından manyetik veri için Euler homojenlik denklemini yazdı ve bir alanın mesafe ile değişim hızının bir ölçüsü olarak tanımlanan yapısal indeksi (SI) üretti.

Thomson (1982) 2D Euler yöntemini bir yapı ve gerçek manyetik verisine bir profil boyunca uygulamıştır. Reid ve diğ., (1990), grid manyetik verileriyle çalışan, eşdeğer hızlı ve yarı otomatik derinlik tahmini yapan (3D Euler) yöntemini geliştirdi. Daha sonra birçok araştırmacı, 3D Euler yöntemini potansiyel alan anomalilerine (çoğunlukla havadan manyetik ve bölgesel gravite) uygulayarak derinlikler dahil olmak üzere yeraltındaki çok çeşitli jeolojik oluşumları incelemek için, bir yorumlama aracı olarak kullanmıştır (Neil 1990; Neil ve diğ., 1991; Paterson ve diğ., 1991; Beasley ve Altın 1993; Hearst ve Morris 1993; Fairhead ve diğ., 1994; Ravat 1994; Rabeh T ve diğ., 2008; Ghosh ve Singh, 2011).

Gravite ve Manyetik yöntemleri aynı veriden, özellikle örtülü sahalarda, jeotermal, petrol ve maden araştırmalarında, temel derinlik, kontak ve/veya fay zonları, kesişen faylar, kütle sınırları, doğrultu ve eğimleri gibi yeraltından bilgi sağlayacak birden çok değerlendirme tekniklerine sahiptir. Bunlar; 3D Euler yöntemi, bölgesel ve yerel anomalileri ayırma, yatay gradient, analitik sinyal, tilt türevi, güç spektrumu vb. teknikler kullanılarak aynı veriden yorumlamada, yeraltından farklı bir çok bilgi alınabilmektedir (Spector and Grant, (1970); Nabighian, 1972; Thomson, 1982; Cordell and Grauch, 1982; 1985; Blakely and Simpson, 1986; Reid ve at al., 1990; Stravrev, Aydın, 1991; Tufan, 1995, Tufan ve diğ., 1999; Stravrev ve at al., 2003; Phillips, 2007; Salem ve diğ., 2007; Elebju, O. O., 2009; Oruç, 2010 ve birçok araştırmacı).

## TEMEL KAYAÇ DERİNLİKLERİNİN HESAPLANMASI 3D Euler Tekniği

3D Euler yöntemi ilk olarak Hood (1965) tarafından manyetik veri için Euler homojenlik denklemini yazdı ve bir alanın mesafe ile değişim hızının bir ölçüsü olarak tanımlanan yapısal indeksi (SI) üretti.

Daha sonra Thomson (1982) 2D Euler yöntemini bir sentetik ve gerçek manyetik datasına bir profil boyunca uygulamıştır. Ardından Reid ve diğ., (1990), grid manyetik verileriyle çalışan eşdeğer yöntemi (3D Euler homojenik eşitliği) geliştirdi. 3D Euler yöntemi hızlı ve otomatik derinlik tahmini yapan bir yöntemdir (Thomson, 1982).

Euler denklemi, teorik olarak gravite ve manyetik alanlarına neden olan basit 2D ve 3D kaynakları (küre, yatay/düşey silindir, ince levha, jeolojik kontak ve/veya faylar vb.), uygulamada 3D Euler homojenik eşitliğini oluşturan bazı geometrik şekiller tarafından yaratılan alanın, onu oluşturan bileşenleri, karışıklık (belirsizlik) yaratmadan çözme işlemidir (Thomson (1982; Reid ve diğ., 1990; Stravrev. P., 1997; Stravrev ve diğ., 2003; Beiki, 2011).

**TEORİ**

Euler homojenlik eşitliği aşağıdaki şekilde tanımlanmıştır:

$$xdx/dx+ydy/dy+zdT/dz=nf$$

n:Homojenlik derecesi

Euler homojenlik eşitliği, gravite/manyetik veri için aşağıdaki şekilde yazılabilir:

$$(x-x_0)dT/dx+(y-y_0)dy/dy+(z-z_0)dz/dz=N(B-T)$$

Burada

(x<sub>0</sub>,y<sub>0</sub>,z<sub>0</sub>): Gravite/manyetik kaynağın konumu,

N: Yapısal indeks

B:Yerçekimi/manyetik alanın rejyonal değeri,

T: (x,y,z)'de ölçülen gözlemsel yerçekimi/manyetik alanı

(Thomson (1982; Reid ve diğ., 1990; Stravrev. P.,1997; Stravrev ve diğ., 2003; A. Adepelumi ve diğ., 2005; Moritz, 2009; montaj Grav/Mag, 2010; Beiki, 2011;Ghosh ve Singh, 2013).

3D Euler yöntemi ile, gravite/manyetik anomalilere neden olan kaynak derinliğinin yanısıra kütle sınırları, fay hatları, kaynak tipinin tanımlaması da yapılabilir (Thomson, (1982); Reid ve diğ., 1990).

Yapısal indeks (SI) Euler homojenlik eşitliğinde, yapılan işin amacının tipini belirler ve çok çeşitli jeolojik durumlar için kullanılabilir. Yöntemin en kritik ve en önemli parametresi yapısal indeks seçimidir. Doğru bir çözüm için, doğru bir yapısal indeks seçmek gerekir. Doğru yapısal indeks (N) seçiminde, genellikle jeolojik yapı etrafında dar kümeleme çözümlenmeleri verir (Thomson, 1982;Reid ve diğ., 1990). Yanlış yapısal indeks seçiminde dengesiz ve dağınık Euler çözümleri elde edilecektir (Hsu, 2002; Keating ve Pilkinton, 2004). Euler homojenlik denkleminde kaynağın konumu, potansiyel alan ve onun gradient bileşenleri ile ilgilidir.

Bu yöntem anomali kaynak derinliklerini ve konumlarını hesaplamak için yatay, düşey türevleri ve ters çözüm en küçük kareler yöntemini kullanır. 3D Euler tekniği ilk olarak manyetik veriyi Geosoft programıyla (1993) uygulanmıştır. Yapısal indeksi ile gravite ve manyetik kaynak tiplerine yönelik çeşitli araştırmacılar tarafından yapılan çalışmalar Tablo 1'de verilmiştir.

Sill, kenarlar, dayk, veya düşük atımlı faylar için en uygun yapısal indeks 1.0, büyük atımlı faylar ve düzensiz kontaklar için en uygun yapısal indeks 0.0 ve 0.5 ara durumlar için uygundur (Thomson 1982; Reid ve diğ., 1990). Rejyonal değerlendirilmede kontak ve fay ile ilgili yapısal indeks'in 0-1 arasında kullanılmalıdır (0.5 yaygın kullanım), (montaj Grav/Mag Interpretation v7.1).

Yöntemin ikinci önemli parametresi pencere boyutunun (WS) seçimidir. Pencere boyutu, grid aralığına, anomalilerin dalga boyu analizine dayanmalıdır. Pencere boyutu, gridlenmiş potansiyel alanla ilgili çözümleri kapsayacak büyüklükte olmalıdır. Eğer pencere boyutu, anomali'lerin dalga boylarından çok büyük ya da çok kısa ise 3D Euler yönteminde iyi sonuçlar vermez (Phillips, 2007; Cooper, 2002).

Operasyon penceresi anomali grid verisi üzerinde bir lokasyon'dan diğerine kaydırarak (hareket ettirerek) aynı kaynak için birden fazla çözüm elde edilebilir (Ravat, 1996). 3D Euler yönteminde, her bir grid noktasında, eşitlik sisteminin 4 bilinmeyen (grid lokasyonu (x, y)'yi, derinliği (z) ve rejyonal değeri) verilen bir yapısal indeks için, yine verilen belirsizlik toleransı dikkate alınarak elde edilir. Verilen pencerenin merkezine belirli mesafedeki noktaların, hesaplanan lokasyon ve derinliklerinden sadece belirsizlik sınırının altındakiler kaydedilir (Whitehead ve Musselman, 2008).

Oasis montaj 20 grid hücresi birimine kadar pencere boyutuna olanak sağlar. Verilen pencerenin merkezine belirli mesafedeki noktaların, hesaplanan lokasyon ve derinliklerinden, sadece maksimum derinlik tolerans sınırının (MDT) altındakiler kaydedilir (Whitehead ve Musselman, 2008).

**UYGULAMA VE DEĞERLENDİRME****Jeolojik Bilgi**

İnceleme alanlarından Denizli Kızıldere sahası, Büyük Menderes Grabeni'nin doğu ucunda, Ankara Ayaş sahası, Ayaş ilçesinin batısında yer alır (Şekil 1a ve b).

**Denizli Kızıldere/Ayaş Ankara Jeotermal Sahaları**

Kızıldere Jeotermal Sahasında 1965 yılında MTA tarafından jeofizik ve jeolojik araştırmalar başlatılmış ve 1968 yılında sahadaki ilk kuyu olan KD-1 delinmiştir. Toplam derinlik 540 m, sıcaklık 198 °C olarak elde edilmiştir. 1973 yılına kadar derinlikleri 370 -1241 metre arasında değişen 16 kuyu daha delinmiştir. Günümüzde, Kızıldere Jeotermal Sahasından üretilen jeotermal akışkandan, elektrik enerjisi üretimi yanı sıra sera, konut ısıtım ve kuru buz üretiminde kullanılmaktadır.

İnceleme alanında yer alan kayaçlar Paleozoyik Menderes Metamorfik'leri ve Senozoyik karasal ve gölsel çökelleridir (Şekil 2-a). Pliyo-Kuvaternerde, bölgesel tektonik etkilerle grabenleşme başlamış, günümüzde devam etmektedir.

Pliyosen, Sazak formasyonu içindeki kireçtaşları birinci, Menderes metamorfik'lerinden İçdecik formasyonunun mermer-kuvarsitist ardalanması ikinci rezervuarı oluşturmaktadır. Pliyosen birimlerinden, Kızıllburun, Kolonkaya ve yerel olarak Sazak formasyonu örtü kayadır (Şimşek, 1981c).

Ankara-Ayaş inceleme alanında Paleozoyik yaşlı şistlerden başlayan ve Kuvaternere kadar uzanan birimler gözlenmektedir (Şekil 2-b). Neojen görsel çökellerinin yanı sıra Miyosen-Pilo-Kuvaterner aralığında değişik karakterlerde daha çok domsal çıkışa sahip volkanitlerle, Paleozoyik-Triyas arasında yaş verilen Plütonik kayalar yer almaktadır.

### Jeofizik Veri

Ankara Ayaş çevresinde termal kaplıca amaçlı profil aralığı 500 m. ve ölçü istasyon aralığı 250 m. olmak üzere toplam 250 adet gravite ve 250 adet manyetik ölçü alınmıştır. Gravite ölçüleri Scintrex CG5 Gravitmetresi ile manyetik ölçüler Proton Magnetometresi ile ölçülmüştür.

Hesaplamalarda ortalama bouguer yoğunluğu 2.67 gr/cm<sup>3</sup> ve topoğrafik düzeltme yoğunluğu ise 2.40 gr/cm<sup>3</sup> olarak kullanılmıştır. Topoğrafik düzeltme için SRTM-90, Nagy (1966), sayısal data'sından yararlanılmıştır. Topoğrafik düzeltmeler, iç zon 10 km, dış zon 50 km'ye kadar yapılmıştır. Tüm işlemler Geosoft firması'nın Oasis montaj programından yararlanılarak yapılmıştır. Ankara çevresi termal kaplıca amaçlı detay gravite ve manyetik verisi 250 m. grid aralığıyla grid'lenerek anomali görüntüleri oluşturulmuştur, sırasıyla (Şekil 3 ve Şekil 4)'de verilmiştir.

İkinci çalışma alanı MTA Genel Müdürlüğü Jeofizik Etüdları Dairesi'nin Kızıldere jeotermal sahasında, çok geniş bir alanda, çoğunlukla yollardan gidilerek ölçmüş olduğu gravite ölçülerinden hesaplanan gravite haritasının, bu çalışmada kullanılan parçası (Şekil 5 (a); Tezcan, 1967) sayısallaştırılarak bilgisayar ortamına aktarılmış ve yeniden gridlenerek 3D Euler yöntemiyle temel kayaç derinliklerinin tahmininde kullanılmıştır (Şekil 5 (b)).

### Uygulama ve 3D Euler Sonuçlarının Değerlendirilmesi

#### Ankara-Ayaş jeotermal Sahası

3D Euler yöntemi ilk olarak bu çalışmada, Ankara çevresindeki termal kaplıca amaçlı detay gravite ve manyetik anomalilerine (Şekil 3 ve Şekil 4) uygulandı.

Birkaç deneme çalışmasından sonra hesaplanan temel derinlik sonuçları, aynı sahadaki, elektrik resistivite DES temel giriş verileriyle karşılaştırılarak (Tablo 2), sadece sondaj yapılması planlanan DES çalışmalarının yapıldığı alanın, sırasıyla temel derinlik görüntüsü hazırlandı (Şekil 6 ve Şekil 7). Uygulamada yapısal indeks (SI) gravite ve manyetik anomalilerinde 1.0, pencere boyutu (WS) ise sırasıyla (10) ve (11) seçildi.

Gravite ve manyetik temel giriş derinlikleriyle, resistivite DES temel giriş derinliklerinin oldukça uyumlu oldukları tespit edilmiştir. Gravite ve Manyetik verilerden, 3D Euler yöntemiyle hesaplanan derinliklerin ortalaması, ilgi çekicidir. Sınırlı sayıda

farklı lokasyonlardaki DES derinlikleriyle, gravite ve manyetik'deki derinliklerinin, nispeten yüksek, yüzde farklılık oranlarının, gravite ve manyetik ortalama derinlik yüzde fark değerlerinde, genel olarak gerçek temel değerlerine daha fazla yaklaştığı gözlenmiştir.

DES temel derinlikleri yüzde farkı ortalaması gravite'de %10.44, manyetik verisinde % 8.7 iken, gravite ve manyetik ortalama temel derinlikleri, yüzde farkı ortalamasının % 6.5 olması dikkate değer bir özelliktir.

Gerçekte temel derinliklerindeki bu farklılıkları, değişik bir bakış açısıyla da değerlendirmek mümkündür. Temel derinlik seviyesindeki jeolojik ortamın (kayaçların) alterasyon vb. olaylar nedeniyle tam bir homojenlik göstermemesi, diğer bir deyişle kayaçların, öz direnç, yoğunluk ve süseptibiliti gibi fiziki parametrelerinin homojenite'lerinin de birebir eşit olmaması demektir. Bu yüzden yöntemlerin tam bir homojenite'ye göstermeyen temel derinlik jeolojik ortamını algılama farklılığı olacaktır. Bu sebepten yöntemlerin belirlediği temel derinliklerini bir farklılık olarak değerlendiren, bu farklılıkların, resistivite temel, gravimetrik temel ve manyetik temel diye düşünmek daha doğru bir yaklaşım olacağını düşünmekteyiz.

### Denizli-Kızıldere Jeotermal Sahası

3D Euler yöntemiyle yapılan ikinci çalışma MTA Genel Müdürlüğü Jeofizik Etüdları Dairesi'nin Kızıldere jeotermal sahasında yapılmış olduğu gravite haritası (Tezcan, 1967) sayısallaştırılarak bilgisayar ortamına aktarılmış ve yeniden gridlenerek 3D Euler yöntemiyle temel kayaç derinliklerinin tahmininde kullanılmıştır (Şekil 5 (b)).

Birkaç deneme çalışmasından sonra, Kızıldere jeotermal sahasında 3D Euler tekniğinden yararlanılarak gravite anomaliler'inden hesaplanan derinlikler (Şekil 8), yine aynı sahada MTA Genel Müdürlüğü'nün yapılmış olduğu sondajlardan 9 adet'inin temel derinlikleriyle bire bir karşılaştırılmış ve gravite verisinden elde edilen temel kayaç derinlik'lerinin oldukça tatmin edici olduğu görülmüştür (Tablo 3). Uygulamada yapısal indeks (SI) 1.0, pencere boyutu (WS) ise bu çalışmada (6) seçilmiştir.

Jeofizik yöntemlerinin yorumlanmasında, veri analizlerinin doğasındaki belirsizlikler ve her yorumlama yönteminin sahip olduğu avantaj, dezavantaj ve sınırlamaları vardır. Jeofizik verilerindeki güdültülerin varlığı, anomalilerin şeklini bozar, bu güdültülerin verilerden süzülmesi gerekir. Bu yapılmazsa elde edilen tüm derinlik tahminleri hatalı ve yanıltıcı olacaktır (Durheim ve Cooper, 1988). Bu nedenle bir jeofizik yöntemle, yapılan derinlik çözümlerleri, sondaj ve diğer jeofizik yöntemleri sonuçları ile entegre edilmelidir

Eğer hiçbir veri yoksa benimsenen ortak uygulama minimum, orta ve maksimum olası gravite ve manyetik

kaynağın derinliklerini tahmin etmek, daha sonra en iyi derinlik kümelerini bulmak için karşılaştırma yapmaktır. Bazı dezavantajlarına rağmen 3D Euler yöntemi, kompleks kütlelerin lokasyonlarına ve derinliklerine yaklaşımda yaygın olarak tatmin edici sonuçlar verir.

Bu çalışma, jeotermal sahalarda gravite ve manyetik verisinden, maliyeti ve riski çok yüksek jeotermal sondajlarının, lokasyonlarının ve temel derinliklerinin belirlenmesinde, riskleri en aza düşürmek amacıyla diğer jeofizik yöntemlerle birlikte yararlanılabileceğini göstermiştir.

## SONUÇLAR

1-Bu çalışmada, Ankara Ayaş civarındaki jeotermal alanın ve Denizli Kızıldere jeotermal alanının, özellikle gravite anomali'leriyle belirlenen ve elektrik rezistivite (DES) arazi çalışmalarının yapıldığı, jeotermal enerji potansiyelin en yüksek olduğu hedef alanı ve Kızıldere jeotermal enerji üretilen alanda yapılan, sondaj temel derinlikleri hedef alınarak, temel derinlik haritaları oluşturulmuştur.

2-Gravite ve manyetik verilerine uygulanan 3D Euler yöntemiyle, hesaplanan temel derinlik değerlerinin, diğer jeofizik yöntemler kadar, gerçek temel değerlerine yaklaştığı saptanmıştır.

3-Gravite ve manyetik verilerin avantajı, 3D Euler yöntemiyle temel kayaç derinlikleri, diğer jeofizik yöntemlere göre çok kısa bir süre içinde hesaplanabilmektedir.

4-Gravite ve manyetik verilerden, 3D Euler yöntemiyle hesaplanan temel derinliklerinin ortalaması oldukça dikkat çekicidir ve gerçek temel değerlerine daha fazla yaklaştığı gözlenmiştir. DES temel derinlikleri yüzde farkı ortalaması gravite'de %10.44, manyetik verisinde % 8.7 iken, gravite ve manyetik ortalama temel derinlikleri, yüzde farkı ortalamasının % 6.5 olması dikkate değer bir özelliktir.

5-3D Euler yönteminin en kritik parametresi ile ilgili olarak çeşitli araştırmacılar tarafından yapay ve gerçek bölgesel potansiyel verileriyle yapılan çalışmalara göre, kontak ve fay ile ilgili yapısal indeks hakkında, çeşitli öneriler yapılmıştır. Bu çalışma ve bunun dışında, detay gravite ve manyetik verileriyle yaptığımız araştırmalara göre, kontak ve/veya fay zonları'nda yapılan derinlik hesaplamalarında, çoğunlukla en uygun yapısal indeksin (SI) 1.0 olduğu gözlenmiştir.

6-Her jeotermal saha'sındaki farklı yeraltı jeolojisi, tektonik ve yapısal hatlar'ının farklılığı nedeniyle, gravite ve gerekse manyetikte, farklı anomali dalga boyları oluşturacaktır. Bu nedenle yöntemin diğer bir önemli parametresi olan pencere boyutu, veri grid aralığına bağlı olarak, farklı dalga boyu anomaliler nedeniyle, hesaplamalarda değişken olduğu belirlenmiştir.

7-Gravite ve manyetik yöntemler diğer jeofizik yöntem'lere göre jeotermal, petrol ve maden araştırma'larında daha az maliyetle, geniş alanlarda, daha fazla ayrıntı'da, daha az sürede uygulanan yöntemlerdir.

8-Bu yöntemlerle yapılan çalışmalarda, temel derinliklerinin hesaplanmalarının dışında, jeotermal enerji potansiyelinin en yüksek olduğu hedef alanlarının (tektonik ve yapısal) belirlenmesini sağlayan ve diğer jeofizik yöntemlerin uygulanmasında alan daraltarak, en yüksek verimin alınmasını da sağlayan yöntemlerdir.

9-Gravite ve manyetik yöntemlerde, aynı veriden, özellikle örtülü sahalarda, jeotermal, petrol ve maden araştırmalarında, temel derinlik, kontak ve/veya fay zonları, kesişen faylar, kütle sınırları, doğrultu ve eğimleri gibi yeraltından bilgi sağlayacak birden çok değerlendirme tekniklerine sahip olması yöntemlerin önemli bir özelliğidir. Bunlar; 3D Euler yöntemi, bölgesel ve yerel anomalileri ayırma, yatay gradient, analitik sinyal, tilt türevi, güç spektrumu vb. teknikler kullanılarak aynı veriden yorumlamada, yeraltından farklı bir çok bilgi alınabilmektedir.

Sonuç olarak jeofizik yöntemlerin yorumlanmasında, veri analizlerinin doğasındaki belirsizlikler ve her yorumlama yönteminin sahip olduğu avantaj ve dezavantajlar ve sınırlamaları vardır. Dünyada yapılan arama projeleri, hiçbir yeraltı araştırmasının bir ya da iki disipline dayandırılmayacağını göstermiştir. Maliyet ve risk faktörü oldukça yüksek jeotermal enerji araştırmalarında, bu riskleri en aza indirmek için, diğer araştırma yöntemlerin yanında, gravite ve manyetik yöntemlerin yer alması, jeotermal enerji araştırmalarına çok yönlü yarar sağlayacaktır.

## KAYNAKLAR

Aboud, E., Salem, A., and Ushijima, K., 2005, Subsurface structural mapping of Gebel El-Zeit area, Gulf of Suez, Egypt using aeromagnetic data, *Earth Planets Space*, 57, 755-760, 2005

Adepelumi, A. A., Flexor, J. M. and Fontes, S. L., 2005, An appraisal of the Serra da Cangalha impact structure using the Euler deconvolution method, *Meteoritics & Planetary Science* 40, Nr 8, 1149-1157 (2005)

Adepelumi, A. A., 2004, Integrated geophysical studies of Serra da Cangalha Impact Crater, state of Tocantins, Brazil.

Adepelumi A. A., Fontes S. L., Schnegg P. A., and Flexor J. M. 2005, An integrated magnetotelluric and aeromagnetic investigation of the structures beneath the Serra da Cangalha impact crater, Brazil. *Physics of Earth and Planetary Science* 150:159-181.

Aydın, İ., 1991, Manyetik Verilerin Hızlı ve Otomatik Yorumda Werner Tekniği ve Yatay Türevleri, *Jeofizik* 5, 111-125

- Beiki M., 2010, Analytic signals of gravity gradient tensor and their application to estimate source location. *Geophysics*, 76, 159-174.
- Beasley C. W. and Golden H. C. 1993, Application of Euler deconvolution to magnetic data from the Ashanti belt, southern Ghana; Presented at 63rd Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys.; Expanded Abstr. pp. 417–420.
- Blakely, R. J., and Simpson, R. W., 1986, Approximating edges of source bodies from magnetic or gravity anomalies. *Geophysics* 51, 1494–1498.
- Cooper G. R. J. 2002, An improved algorithm for the Euler deconvolution of potential field data. *The Leading Edge* 21: 1197–1198.
- Durrheim R. J. and Cooper G. R. J. 1998, Euldep, a program for the Euler deconvolution of magnetic and gravity data. *Computers and Geosciences* 24:545–550.
- Fairhead J. D., Bennett K. J., Gordon D. R. H. and Huang D. 1994, Euler: Beyond the 'black box'; Presented at the 64th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys. Expanded Abstr. pp. 422–424.
- Geosoft, (2007), Oasis Montaj, Mapping and filtering software. Toronto, Canada, Geosoft incorporated.
- Ghosh G. K. and Singh C. L. 2011, Shallow crustal configuration of the Narmada–Son lineament transition zone near the Sahdol–Katni area of central India using simultaneous gravity and magnetic observations; *Pure Appl. Geophys.* 168(5) 845–860.
- Hearst R. B. and Morris W. A. 1993, Interpretation of the Sudbury structure through Euler deconvolution; SEG Annual Meeting, Washington DC, Extended Abstr. GM1.7, pp. 421–424.
- Hood, P. J., (1963), Gradient measurement in aeromagnetic surveying. *Geophysics*, 30, 891 – 902 p.
- Hsu, S. K., J. C. Sibunet, and C. T. 1996, Shyu, High-resolution detection of geologic boundaries from potential field anomalies. An enhanced analytic signal technique, *Geophysics*, 61, 373–386,
- HSU, S.K. (2002), Imaging magnetic sources using Euler's equation, *Geophys. Prospect.*, 50, 15-25.
- Keating, P. and M. Pilkington, 2004, Euler deconvolution of the analytic signal and its application to magnetic interpretation. *Geophysical Prospecting*, 52, 165-182.
- Mehrdad Bastani ve Leif Kero, 2004, Forsmark site investigation Test of the analytical signal technique and Euler deconvolution on Forsmark data, Geological Survey of Sweden
- Majid Beiki, 2011, New techniques for estimation of Source parameters, Applications to Airborne gravity and pseudo-Gravity, Gradient Tensor, Digital Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations from the faculty of Science an technology 800
- Mohamed M. Gobashy and Mansour A. Al-Garni 2007, High Resolution Ground Magnetic Survey (HRGM) for Determining the Optimum Location of Subsurface Dam in Wadi Nu'man, Makkah Al Mukarammah, KSA, JKAU: Earth Sci., Vol.19, pp: 57-83 (2008 A.D. / 1429 A.H.)
- montaj Grav/Mag Interpretation v7.1
- Moritz Muller, 2009, Magnetic Anomaly Interpretation of the North German Basin: Results from Depth Estimation and 2D-Modeling Bachelor of Science Thesis
- Nabighian, M. N., 1972, The analytical signal of two dimensional magnetic bodies with polygonal cross-section: its properties and use for automated anomaly interpretation; *Geophysics*, 37, 507-517
- Neil C 1990 A computer program to interpret automatically potential field data using Euler's equation of homogeneity; Unpublished M.Sc. thesis, University of Leeds, 72p.
- Neil C, Whaler K A and Reid A B 1991 Extensions to Euler's method for three-dimensional potential field interpretation; (Abstract) Presented at EAEG, Florence.
- Elebiju, O. O., 2009, Integrated Geophysical Investigations of Linkages Between Precambrian Basement and Sedimentary Structures in The Ucayalı Basin, Peru; Fort Worth Basin, Texas; and Osage County, Oklahoma, Degree of Doctor of Philosophy
- Oruç, B., 2010, Edge Detection and Depth Estimation Using a Tilt Angle Map from Gravity Gradient Data of the Kozaklı-Central Anatolia Region, Turkey, *Pure Appl. Geophys.* 2010 Springer Basel AG DOI 10.1007/s00024-010-0211-0
- Paterson N. R., Kwan K. C. H. and Reford S. W. 1991, Use of Euler deconvolution in recognizing magnetic anomalies of pipe like bodies; Extended Abstract G/M2.6, SEG Annual Meeting, Houston, pp. 642–645.
- Pilkington, M. and Thomas, M.D., 2001, Magnetic and Gravity Maps with Interpreted Precambrian Basement, Manitoba, Scale 1:1500000, GSC Open file 3739.
- Phillips, J. D., 2000, Locating magnetic contacts: a comparison of the horizontal gradient, analytic signal, and local wavenumber Methods: Society of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, 2000 Technical Program, 1, 402–405. Online:
- Rabeh, T., 2003, Structural set-up of Southern Sinai and Gulf of Suez areas indicated by geophysical data, *Annals of Geophysics*, vol. 46, n. 6, december 2003
- Rabeh T. and Abdallatif T., Mekkawi M, Khalil A. and El-emam A, 2008, Magnetic Data Interpretation and Depth Estimation Constraints: A Correlative Study on Magnetometer and Gradiometer Data, NRIAG Journal of Geophysics Special Issue, PP. 185 –209, (2008)
- Ravat D. 1994, Use of fractal dimension to determine the applicability of Euler's homogeneity equation for finding source locations of gravity and magnetic anomalies; In: Proc. of the Symposium on the Application of Geophysics to Engineering and Environmental Problems, Boston, March 1994, Environmental and Engineering Geophysical Society,



Englewood, CO, pp. 41–53.

Ravat, D., Analysis 1996, of the Euler method and its applicability in environmental magnetic investigations, *Journal of Environmental Engineering Geophysics*, 1, 229–238,

Reid A. B., Allsop J. M., Granser H., Millet A. J., Somerton I. W., 1990, Magnetic interpretation in three dimensions using Euler Deconvolution. *Geophysics* Vol. 55. pp 80–91.

Salem A., Williams S., Fairhead J.D., Ravat D., Smith R. (2007), Tilt-depth Method: A simple depth estimation method using first-order magnetic derivatives. *The Leading Edge* 26: 150

Spector, A., and F. S. Grant, 1970, Statistical models for interpreting aeromagnetic data. *Geophysics*, 35, 293-302.2-1505. Stavrev, P.Y., 1997, Euler deconvolution using differential similarity transformations of gravity or magnetic anomalies, *Geophysical Prospecting*, v 45, 207-246.

Stavrev, P., and A. Reid, 2007, Degrees of homogeneity of potential fields and structural indices of Euler deconvolution. *Geophysics*, 72, L1-L12.

Stavrev, P., and A. Reid, 2010, Euler deconvolution of gravity anomalies from thick contact/fault structures with extended negative structural index. *Geophysics*, 75, I51-I58.

Şakir, Ş., 1981, The Denizli-Kızıldere Geothermal Field, MTA Enstitüsü Petrol ve Jeotermal Enerji dairesi Arşivi (yayımlanmamış),

Tezcan, A. K., 1967, Denizli-Sarayköy jeotermik enerji araştırmaları gravite ve rezistivite etüdleri, MTA rapor No: 3896.

Thompson D. T., 1982, EULDPH: A new technique for making computer-assisted depth estimates from magnetic data. *Geophysics* Vol. 47. pp 31-37.

Tufan, S., 1995, Sivas-Divriği Demir yatakları'nın Potansiyel Alan Verisi kullanılarak İncelenmesi, Yüksek Lisans Tezi (yayımlanmamış)

Tufan, S., Şen, M., Kadioğlu, K.Y., Türeli, K., Genç, T., Özkar, N., Navruz, M. Ve Karat, H.İ., 1999, Yergerçekleri, Havadanmanyetik, Uydu Görüntü Verilerinin Entegre Kullanımı ile Divriği ve Çevresinin Demir Madeni Araştırılması ve Klasik Demir Arama Yöntemleri ile Karşılaştırma Pilot Projesi (TÜBİTAK-YDABÇAG-292, 196Y007)

Whitehead, N. and Musselman, C., 2008, montaj Grav/Mag Interpretation: Processing, Analysis and Visualization System for 3D Inversion of Potential Field Data for Oasis montaj v6.3, Geosoft Incorporated, 85 Richmond St. W., Toronto, Ontario, M5H 2C9, Canada,

**Şekil 1. İnceleme alanları yer bulduru haritaları**

**a) Denizli (Kızıldere), b) Ankara (Ayaş)**



(a)

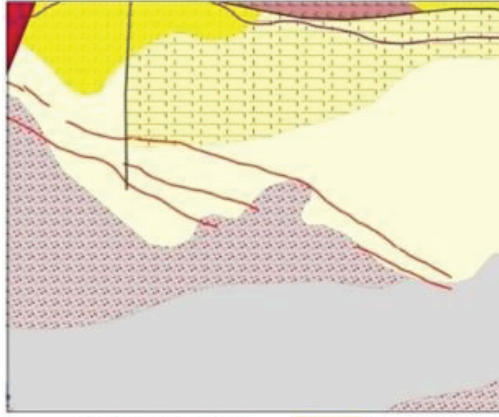


(b)

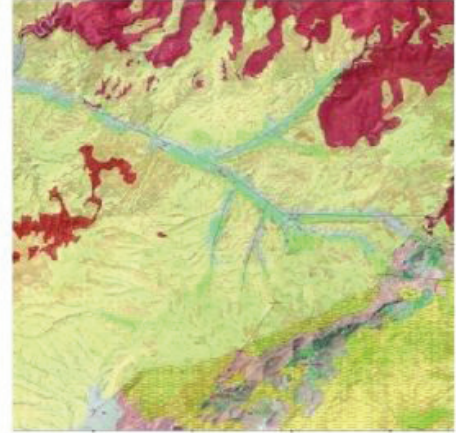
*UYGULAMA VE DEĞERLENDİRME Jeolojik Bilgi (başlığı altında)*

**Şekil 2. İnceleme alanlarının bölgesel jeoloji haritası**

**a) Denizli (Kızıldere (1/500,000 MTA), b) Ankara Ayaş (1/100,000 MTA)**



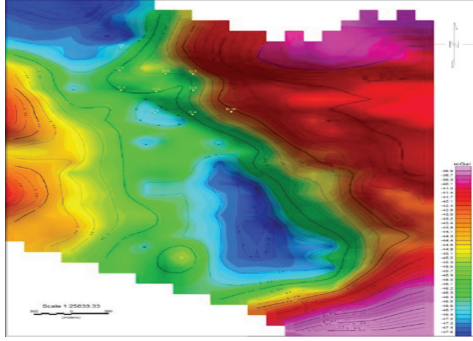
(a)



(b)

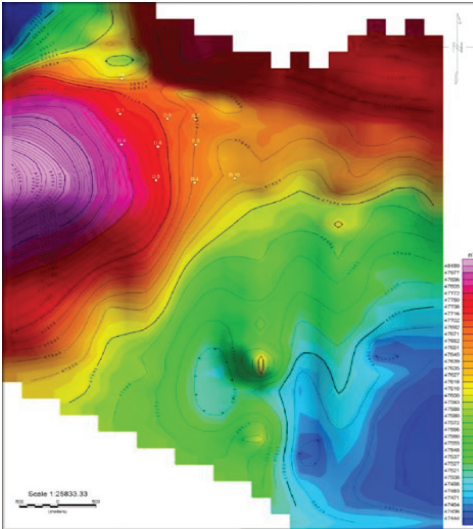
*Denizli Kızıldere/Ayaş Ankara Jeotermal Sahaları (başlığı altında)*

**Şekil 3.** Ankara Ayaş çevresinde jeotermal amaçlı detay gravite anomalileri görüntüsü ve DES noktalarının dağılımı



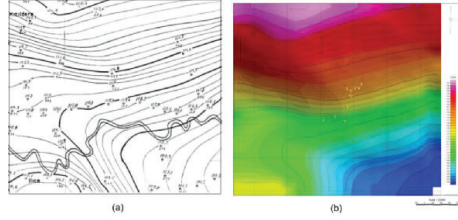
*Jeofizik Veri (başlığı altında)*

**Şekil 4.** Ankara Ayaş çevresinde jeotermal amaçlı detay manyetik anomalileri görüntüsü ve DES noktalarının dağılımı



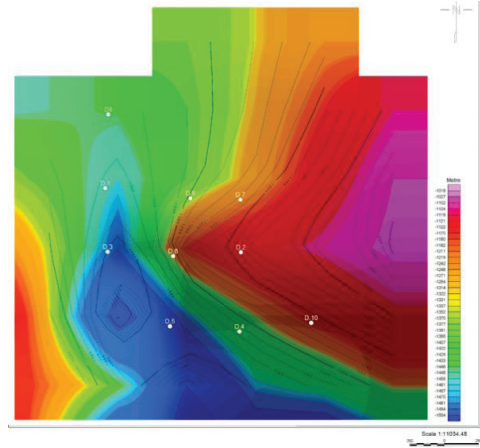
*Jeofizik Veri (başlığı altında)*

**Şekil 5.** a) Denizli Kızıldere jeotermal sahası bilgisayar ortamına aktarılan gravite anomalileri kontur haritası (Kontur aralığı 1 mGal; Tezcan, 1967), b) Bilgisayar ortamına aktarılan Kızıldere jeotermal sahası gravite anomalileri görüntüsü (Kontur



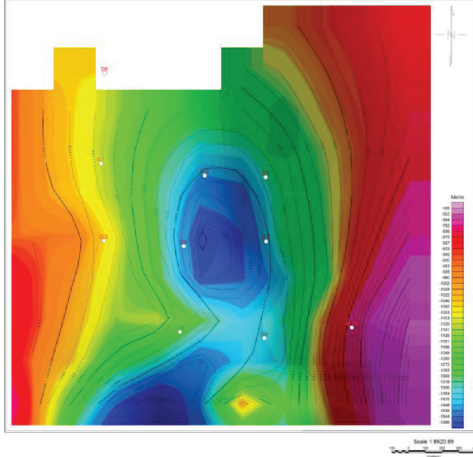
*Jeofizik Veri (başlığı altında)*

**Şekil 6.** Ankara Ayaş çevresinde jeotermal amaçlı detay gravite anomalilerinden hesaplanan temel derinlik görüntüsü (kontur aralığı 20 m) ve DES noktalarının dağılımı görüntüsü



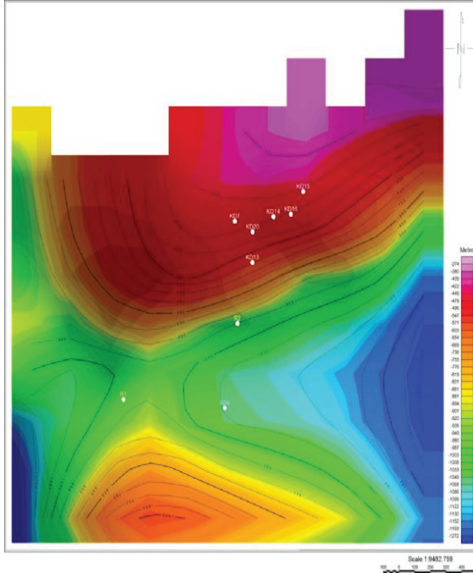
*Ankara-Ayaş jeotermal Sahası (başlığı altında)*

**Şekil 7.** Ankara Ayas çevresinde jeotermal amaçlı detay manyetik anomalilerinden hesaplanan temel derinlik görüntüsü (kontur aralığı 50 m) ve DES noktalarının dağılımı görüntüsü



Jeofizik Veri (başlığı altında)

**Şekil 8.** Denizli Kızıldere jeotermal sahası gravite anomalilerinden hesaplanan temel derinlik görüntüsü (kontur aralığı 50 m) ve sondaj lokasyon'larının dağılımı



Jeofizik Veri (başlığı altında)

**Tablo 1.** Çeşitli araştırmacılara göre manyetik/gravite kaynak kütlelerine ait yayınlanan yapısal indeks (SI) değerleri (Thomson 1982; Reid ve diğ., 1990; Yaghoobian ve diğ., 1992; Stravrev, 1997; Taha Rabeih, 2003; Adepelumi ve diğ., 2005)

Kaynak kütle tipi	Boyutları	Manyetik için yapısal indeks	Gravite için yapısal indeks
Küre	0	3	2
Düşey boru veya silindir	1	2	1
Yatay boru veya silindir	1	2	1
Levha	2	1	0
Dyke	2	1	0
Sill	2	1	0
Kontak/fay	3	0	-1

TEORİ (içinde)

**Tablo 2.** Ankara Ayas çevresinde termal kaphıca, jeofizik araştırması (elektrik rezistivite yöntemi (DES)) temel giriş derinlikleriyle, gravite ve manyetik anomalilerinden 3D Euler yöntemi ile hesaplanan temel giriş derinlikleri

DES No	DES Temel Giriş (m)	Gravite Temel Giriş (m)	Yüzde Fark %	Manyetik Temel Giriş (m)	Yüzde Fark %	Gravite ve Manyetik Ortalama Temel Giriş (m)	Yüzde Fark %
1	1350	1380	2	1120	17	1250	7
2	1300	1135	12	1415	7	1275	2
3	1300	1410	7	1075	17	1243	4
4	1300	1300	0	1385	6	1343	3
5	1200	1495	19	1285	6	1390	13
6	1400	1275	8	1455	3	1365	2
7	1300	1235	5	1335	2	1285	1
8	1100	-	-	1095	1	1095	1
9	1100	1245	12	1420	22	1333	17
10	800	1140	29	748	6	944	15

Uygulama ve 3D Euler Sonuçlarının Değerlendirilmesi Ankara-Ayas jeotermal Sahası (başlığı altında)

**Tablo 3. Denizli Kızıldere jeotermal enerji arama amaçlı yapılan sondaj temel giriş derinlikleriyle (MTA), jeofizik (gravite) anomalilerinden (MTA) 3D Euler yöntemi ile hesaplanan temel giriş derinlikleri**

Sondaj No	Sondaj Temel Giriş (m)	Gravite Temel Giriş (m)	Yüzde Fark %
R1	1048	975	7
KD9	1105	1049	5
R2	750	950	21
KD13	560	650	14
KD20	490	510	4
KD7	530	485	8
KD14	450	495	9
KD16	490	505	3
KD15	440	460	4

*Denizli-Kızıldere Jeotermal Sahası (başlığı altında)*

**Tablo 4. Denizli yöresinde bir firmaya ait jeotermal enerji arama amaçlı yapılan sondaj temel giriş derinlikleriyle, jeofizik (detay gravite) anomalilerinden 3D Euler tekniği ile hesaplanan temel giriş derinlikleri arasındaki yüzde fark.**

Sondaj No	Sondaj ve Gravite Temel Giriş Derinlikleri Arasındaki Yüzde Fark %
1	3
2	2
3	1
4	5
5	8
6	16
7	8
8	9
9	7
10	30
11	8

*Denizli-Kızıldere Jeotermal Sahası (Başlığı altında)*

# An Overview on Geothermal Drilling and Projects in Turkey, 2015 and Schlumberger Geothermal Services



**Tevfik Kaya**  
Schlumberger

Turkey, a net oil and gas importer, has recently attracted considerable private investment in renewable energy including hydro, wind and geothermal in recent years. Geothermal exploration in Turkey started in the early 1960s. The first use of geothermal energy resource for heating purpose in Turkey dates back to the central heating system of Gönen Park Hotel in 1964. The first geothermal well, which has a depth of 540 meters and a temperature of 198 °C, was drilled on high enthalpy fields for potential power production in 1968. Taking into account of Turkey's potential, the current usage is still far below from the expected level. Turkey has enough reserves to fulfill the heat requirements of 1.2 million homes by means of geothermal heat power. Analysts set forth the potential of Turkey as more than 1000 MWe to 2000 MWe commercially viable megawatts of geothermal, an efficient source with minimal environmental impact. However, considerably promising and progressing increase of geothermal usage in Turkey has been remarked from last two decades in heating and after 2007 in power.

Number of geothermal wells drilled between 1963 and 2007 is around 550-600, most of them low enthalpy and shallow wells. Between 2007-2014, number of the wells drilled for power generation is almost 400 which are deep and mid-high enthalpy wells.

The Turkish government has recently regulated the law of renewable energy, including geothermal energy, and has provided several incentives to encourage the market.

Turkey issued a geothermal energy resources law finally in June 2007, and the law was enacted a year. The Geothermal Energy Law in Turkey regulates geothermal resources along with natural mineral water resources and geothermal-related gases in terms of the procedures of ownership rights, licenses and their assignment or transfer.

After the effective date of code for geothermal law (2007), the number of geothermal power exploration and drilling projects has started to increase. However, significant increase in deep and high enthalpy well drilling in Turkey has been observed after renewable Energy Law No. 6094 (the Amending Law) came into effect on 8 January 2011. The Amending Law introduced further USD Fixed Price incentives to encourage investments within; geothermal power - 10.5 US ¢/kWh for the first 10 years after the commencing of plants, purchase guaranty for the electricity generated.

Turkey has a unique geographic position at the crossroads between Europe and Asia. It is located on

an active tectonic, orogenic belt, the Alpine-Himalaya Orogen with young faults and active volcanism. The exact reason of Turkey's substantial geothermal resource potential is the perfect location of Turkey (on the ring of fire). Many earthquakes occur each year in different parts of Turkey. It should be noted that 90% of the world's earthquakes and 89% of the world's largest earthquakes occur along the Ring of Fire. In Turkey, studies show that more than 186 geothermal fields may be of commercial scale and about 1500 hot and mineral water resources (spring discharge and reservoir temperature) with temperatures ranging from 20 to 287.3°C. (Figure 1) Figure 1 Main neotectonic lines and hot spring distribution of Turkey (Şimşek, 2009)

## 2 GEOTHERMAL DRILLING COSTS FOR POWER PROJECTS

As the case with world geothermal power projects, geothermal power plant production and injection well installation costs are major parts of investment in Turkey. Exploration, production and injection well installation costs can be 25-30% for a high-grade to 50-60% or more for the investment which have a low-grade/low permeability geothermal fields.

Turkey's current geothermal drilling operations are being executed under drilling service contract structures which are predominantly "unit time rate" like in New Zealand, Kenya and Indonesia. In contrast with the contract environments currently adopted in recent geothermal drilling operations which are predominantly "meter-rate and 'turnkey'" in Iceland. Meter-rate and turnkey are used for direct use drilling in Turkey.

In this part of study, major effects for the geothermal well construction in Turkey are examined. Thus, the need to update information on two well construction cost drivers which are rig rate and fuel is considered. Indices show that how costs have changed with time.

The current daily rate cost of 750-900HP rig is 14.000-16.000, 1350-2000HP rigs is \$18.000.

Table 1 Rig Count in Geothermal Drilling in Turkey,

Rig rate and fuel cost are just one part of well construction costs. Besides the drilling rig rate and fuel cost, other major costs of well construction include steel, cement, rental items cementing, mud services, and labor.

Number of active rigs for geothermal power projects is around 30 now for geothermal power projects which are located mainly Aegean Region of Turkey (December 2014).

Dealing with high temperatures and deviation as well as unexpected problems are the main reasons that increase the cost. High temperature and deviation can also affect drill string, wellhead and surface equipment's performance. However, shallow depth geothermal drilling cost (around 1000-1200 m) is cheaper than oil drilling in Turkey. Because of availability of more suitable rigs for low pressure and temperature material, cost saving in shallow drilling is possible.

The approximate cost and cost parameters of a 30, 45, and 60-days well from spud to release date are shown in Table 2. Rig rental cost including mobilization and demobilization and fuel cost is more than 50 % of well cost. It may be 55-60% for some wells. Table 2 Cost of a Planned 1500-2500-3500 MD Geothermal Well in Aegean Region

**4 WHY ARE SOME WELLS UNSUCCESS-FUL DRILLED IN GEOTHERMAL?**

In geothermal fields, a “dry hole” is a rarity; all geothermal wells flow to some extent. However, a geothermal well may be deemed unsuccessful for one or more reasons discussed/observed by operator in main geothermal grabens which are Menderes and Alaşehir at below table 3. Almost 200 well's result has been listed;

Table 3 Reasons for Unsuccessful Geothermal Well Drilling in Turkey

It is expected that well drilling becomes more successful with more wells drilled in a field. Each drilled well helps to refine knowledge of the size and location of the resource, current cases experiences support this theory. Cumulative percentage of successful wells increase with the number of drilled wells in the field. (Figure 2)

Success on the first well appears to be about 50:50, on average cumulative success rate rises rapidly in the first few wells. The cumulative success rate continues to rise as later wells are consistently more successful.

Figure 2 Evidence for the “learning curve” effect for geothermal drilling in Turkey (Kaya, 2014)

**5 GEOTHERMAL DEVELOPMENT STAGES AND TIME IN TURKEY CASES;**

If all goes well, geothermal development will take at least 4 years to commissioning from the time of securing resource rights.

Figure 3 Geothermal Development Period for proven

and non proven fields in Turkey (Kaya,2014)

A typical geothermal project can be divided into five different stages. Because of having plenty of several condition, a concrete time estimate for each stage is not easy as it is strongly dependent on local condition and national legal requirements and availability of services and supplies e.g. well head, drilling turbine. Geothermal site development period has been predicated on current local condition, permission, legislation, rig availability, drilling period, material procurement in Turkey. As for that current and completed implementing projects, it is common for geothermal power projects in Turkey to take four to five years. Figure 3 shows a typical project time line and activity at different development stage of a geothermal power project in Turkey.

It takes four full years to get power on line for small power plant while it takes minimum 5-6 full years from decision till one sells power from a large plant. We would then have the same 20 MW on line in three years.

**7 CURRENT AND PROJECTED GEOTHERMAL POWER PLANT**

Although the utilization of geothermal energy has increased dramatically in Turkey since then, taking into account of Turkey's potential, the current usage is still far behind from the expected level. The total installed capacity in Turkey geothermal power plant with the number of drilled wells is given in Figure 4 and Table 4. For reaching the forecasting of 2019, based on an accurate accounting of all the existing projects which has been observing by Schlumberger at an executive stage, a clear change is observed after 2013.

Figure 4 Geothermal Power capacity 1984-2014 in Installed Turkey projection (tkaya 2014) ( 2015-2019 Estimated)

There are nine geothermal power plants which are under operation and eight power plant is under construction in Turkey. (Table 4) Table 4 Name of geothermal power under operation and construction (Dec. 2014),

**8 LEGISLATION OF THE GEOTHERMAL LAW**

The legislation of geothermal law in Turkey does not have a long history. The market based policies for renewable energy sources had been first introduced in 1984. It is replaced by the Electricity Market Law (Law No. 4628) with financial incentives in 2001. Another existing law with relevance to the use of renewable energy sources is the Law on Utilization of Renewable Energy Resources for the purpose of Generating Electrical Energy (Law No. 5346, dated May 10, 2005). The main objective of this law is to promote the use of renewable energy sources for generating electricity. An alteration has been made with this law on the 29th of

December, 2010. According to the alteration, the price of electricity produced in geothermal changed from 5.5 € ¢/kWh to 10.5 US ¢/kWh for the production facilities based on geothermal energy.

Today, the importance of electricity generation from renewable energy sources has been understood and an awareness of its importance has been gained in Turkey. Accordingly, some long-term plans were made by the government and the main objectives were declared as: According to current progressing in geothermal project development in Turkey, expected total install capacity is over 1000 MWe for year 2023

### 9. SCHLUMBERGER GEOTHERMAL SERVICES

Schlumberger is the world's leading supplier of technology, integrated project management and information solutions to customers working in the oil and gas industry worldwide. Employing approximately 120,000 people representing over 140 nationalities and working in more than 85 countries, has been associated with hundreds of projects in 53 countries for geothermal projects. Schlumberger provides the industry's widest range of products and services from exploration through production. Schlumberger has extensive experience with all types of geothermal resources (low-enthalpy, single-phase water, two-phase water, single-phase steam and hypersaline brine) throughout the world. The projects listed below represent nearly 7,000 MW of geothermal generation, using dry steam, flash-steam and binary cycle technology.

The company has been involved in the development of all the producing geothermal fields in the United States, with a total installed power capacity of nearly 3,000 megawatts. Schlumberger GeothermEx as integrated project management has carried out with detailed geothermal exploration, drilling, field development and/or assessment projects for government agencies or private companies in more than 20 countries; for example: Chile, Argentina, Canada, China, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Indonesia, Iran (work conducted for the former Imperial Government of Iran), Italy, Japan, Macedonia, Mexico, New Zealand, Nicaragua, Papua New Guinea, Peru, Philippines, Portugal (the Azores), Taiwan and Turkey. GeothermEx has worked extensively in Turkey, mainly in the region of the Menderes and Gediz grabens in western Anatolia. Schlumberger geothermal experience and expertise covers all phases of project development and operation. This experience helps to developer in there main stage of the projects development;

- Improved Well Targeting Higher Success Rate with reservoir and exploration team
- Increased Drilling Efficiency, with high technology tools and materials
- Maximum Revenue Optimized Operation with reservoir management and production tools, Political, economic, cultural, regulatory, infrastructural,

and geographic factors all influence the pace of geothermal development—there is no «one size fits all» strategy. Schlumberger has the worldwide footprint and experience to evaluate and mitigate the factors that may impact your geothermal goals, providing customized geothermal development strategies in any environment. Decades of experience in geothermal planning and an acute awareness of the global energy sector places Schlumberger in a unique position to support geothermal developers, utility companies, and government agencies. In any country or geographic region, Schlumberger experts can help you achieve a measurable difference in their energy portfolio. Geothermal developers face extraordinary challenges in drilling, logging, stimulation, and resource management. With a wide selection of service and technology offerings for high-temperature environments, Schlumberger delivers fit-for-purpose, field-proven services and products for geothermal projects. Our experts prepare for hostile conditions using proven risk assessment and mitigation processes and execute the job using real-time feedback to optimize results. Schlumberger has long been the industry investment leader in research and development. Its comprehensive range of services and technologies increases the efficiency and production of your geothermal wells, enabling cost-effective geothermal development.

Technology and expertise are a powerful combination for geothermal success. Schlumberger covers all technical services for geothermal project development. These are;

1. Financial and Business Solutions
  - Independent and accurate analysis to inform investment decisions.
  - i. Reducing Geothermal Risk
  - ii. Geothermal Asset Valuation
  - iii. Geothermal Due Diligence
  - iv. Geothermal Strategic Planning
2. Technical Consulting
  - Integrated, multidisciplinary strategies to minimize risk and maximize success through the life cycle of your geothermal project.
  - i. Geothermal Exploration
  - ii. Geothermal Drilling
  - iii. Geothermal Resource Evaluation
  - iv. Geothermal Reservoir Modeling and Simulation
  - v. Geothermal Project Optimization and Expansion
  - vi. Enhanced Geothermal Systems
3. Geothermal Products and Services
  - Schlumberger has long been the industry investment leader in research and development. Its comprehensive range of services and technologies increases the efficiency and production of your geothermal wells, enabling cost-effective geothermal development.
  - i. Drill Bits, Proven increased performance and on-bottom time.
  - ii. Drilling Fluids, Engineered for demanding drilling



conditions.

- iii. Cementing, High temperature products and services.
- iv. Directional Drilling. Reach your target reliably and accurately.
- v. Mud Logging, Complete flowline analysis and identification of penetrated lithologies.
- vi. Well Logging, High-temperature reservoir characterization services from the industry leader.
- vii. Core analysis, Petrophysical and petrological analyses by Schlumberger TerraTek.
- viii. Coiled Tubing Services, Well remediation and scale inhibition implementation.
- ix. Submersible Pumps, High-temperature, long-life pumping solutions.
- x. Stimulation Services, Fracturing and geothermal acidizing.
- xi. Geophysical Surveys, Potential field and seismic methods specialized for geothermal application.

**REFERENCES**

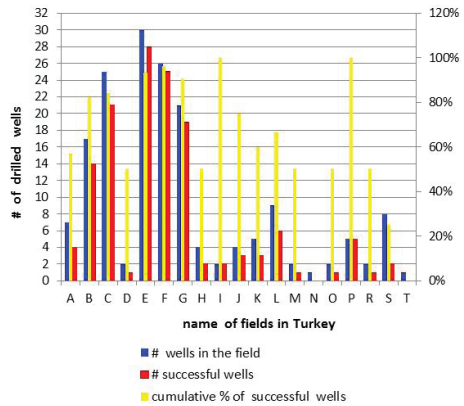
Kaya T, "Geothermal Project Development in Turkey - An Overview With Emphasis on Drilling" Proceeding of 2012 GRC Annual Meeting, Reno, NV, p. 159-164  
 Kaya T. and et al, 2011 "Experiences in Geothermal Deep Well Drilling of TPIC in Turkey, "GRC 2011" Proceeding of 2011 GRC Annual Meeting, San Diego CA, p. 173,181  
 Thomas Miyora Ong'au, 2011 "Controlled Directional Drilling in Kenya and Iceland (Time Analysis)" 2011 GRC Annual Meeting, San Diego CA, p. 207,214  
 Simsek, S., New Wide Development of Geothermal Power Production in Turkey, International Geothermal Days Slovakia 2009, CastaPapiernicka, Slovakia.  
 Schlumberger, web information system. www.slb.com

**Figure 1 Main neotectonic lines and hot spring distribution of Turkey (Şimşek, 2009)**



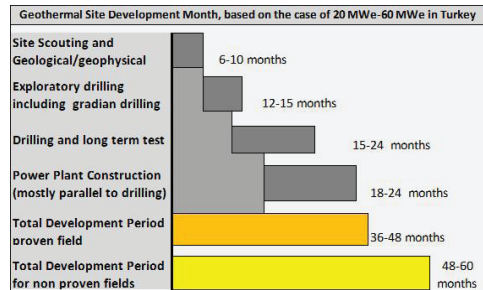
Yeri metin içinde belirtilmiş

**Figure 2 Evidence for the "learning curve" effect for geothermal drilling in Turkey (Kaya, 2014)**



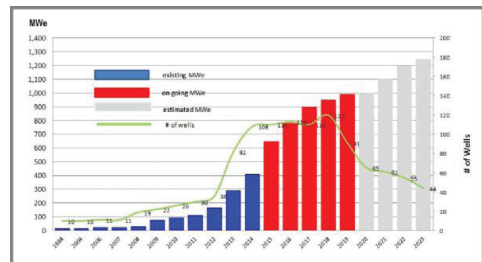
Metin içinde yeri gösterilmiş

**Figure 3 Geothermal Development Period for proven and non proven fields in Turkey (Kaya,2014)**



Metin içinde yeri gösterilmiş

**Figure 4 Geothermal Power capacity 1984-2014 in Installed Turkey projection (tkaya)**



Metin içinde yeri gösterilmiş

**Table 1 Rig Count in Geothermal Drilling in Turkey,**

Rig Count in Geothermal Power Projects in Turkey (2014) tkaya				
#	Rig	Place	Capacity (w/ 4 1/2" DP)	Contractor
1	F-320/5	Denizli	6210 m/2000 HP	TPIC
2	F 200/11	Aydin	4000 m/1350 HP	TPIC
3	F200/10	Manisa	4000 m/1350 HP	TPIC
4	IRI 100/1	Aydin	425 HP/W.OWER	TPIC
5	MR8000	Manisa	4300 m/1080 HP	BORDRILL
6	MR8000	Manisa	4300 m/1080 HP	BORDRILL
7	Not Specified	Manisa	3000 m/1080 HP	BORDRILL
8	MR8000	Manisa	4300 m/1080 HP	BORDRILL
9	MR8001	Manisa	4301 m/1080 HP	BORDRILL
9	MR8000	Aydin	4300 m/1080 HP	MAREN
10	MR8000	Aydin	4300 m/1080 HP	MAREN
11	IDECO H44	Aydin	3000 m / 750 HP	POLMAK
12	F. Cooper LTO-750	Aydin	2500m/750 HP	GYP (AME)
13	Wilson 75	Aydin	2500m/900 HP	GYP (AME)
14	NAT 80 B	Aydin	3500 m/1000 HP	GYP (AME)
15	F200	Aydin	4000 m/1350 HP	GYP (AME)
16	Nat.32	Aydin	2500 m	GYP (AME)
17	BD125	Denizli	1600 HP	DEĞİRMENCI
18	Gefco 185 K	Konya	2000m/600 HP	GM Müh
19	MR6000	Turkey	2000 m/540 HP	MTA
20	MR6001	Turkey	2000 m/540 HP	MTA
21	Transmark	Turkey	3500 m/1000 HP	Transmark
22	IDECO H 44	Ankara	2700/912 HP	ARAR
23	Not Specified	Manisa	2000m/600 HP	Merty
24	Not Specified	Manisa	2000m/600 HP	Petrogaz
25	Not Specified	Simav	2000m/600 HP	Orya
26	Not Specified	Aydin	2500 m/1000 HP	Viking
27	Not Specified	Alasehir	1500 m/400 HP	Sonsuzluk
28	Not Specified	Aydin	2500 m/1000 HP	Pars
29	Not Specified	Aydin	2700 m/1080	KARIZMA
30	Not Specified	Aydin	4000 m/1500	KARIZMA
31	Not Specified	Alasehir	4001 m/1500	Enerji A

..+6 Domestic manufactured rigs

metin içinde yeri gösterilmiştir

**Table 2 Cost of a Planned 1500-2500-3500 MD Geothermal Well in Aegean Region**

November 2014- tkaya	1500 m (30 days)	2500 (45 days)	3500 m (60 days)
Services	Price (USD)	Price (USD)	Price (USD)
Land Acquisition and permission	40,000	50,000	50,000
Pre-Spud Services, waste handling	80,000	120,400	120,400
Material Purchase (casing, bit, wellhead etc.)	350,000	607,440	850,000
Fuel	228,000	352,000	460,000
Mob & De-mob	200,000	300,000	300,000
Total Operating Cost (18.500\$/day)	555,000	832,500	1,110,000
Mud Service	90,000	120,282	160,000
Cementing Service	120,000	160,000	220,000
Wireline logging	40,000	150,000	150,000
Acidizing	40,000	70,000	70,000
Well tests	35,000	40,000	40,000
Drilling and Geolog. Supv.	40,000	40,000	40,000
Miscellaneous	40,000	60,000	60,000
Total Budget (%10 contingency)	<b>1,858,000</b>	<b>2,902,622</b>	<b>3,630,400</b>

metin içinde yeri gösterilmiştir

**Table 3 Reasons for Unsuccessful Geothermal Well Drilling in Turkey**

Reason drilled wells in Alasehir, Menderes and other Graben (201 wells, March 2013) (Kaya, 2013)	Alasehir	Menderes	Other Fields	Total
encounters unexpected mechanical problems during drilling and is partly filled or bridged by drill cutting and/or casing collapse;	3	4	3	10
in adequate temperature;	0	8	4	12
too low a static pressure;	1	1		2
reservoir that is too "tight" (the productivity index is low) but high temperature	9	5	3	17
unacceptable chemical problems (such as, gassy, corrosive or scaling-prone fluids).	0	0		0
uncontrolled well, well head, casing cementing problem,	1	0		1
Total	14	18	10	42

metin içinde yeri gösterilmiştir

**Table 4 Name of geothermal power under operation and construction (Dec. 2014),**

Name of PP	Owner	Place	Installed Capacity (MWe)	Technology Provider
<b>Under Operation</b>				
Kızıldere 1	Zorlu	Denizli-Saraykoy	15.00	Ansaldo
Dora-1	Mege	Aydin-Salavatlı	7.50	Ormat
Bereket	BJE	Denizli-Saraykoy	6.50	Ormat
Germencik 1	Gurmat	Aydin-Germencik	47.50	Mitsubishi
Tuzla	Enda	Çanakkale Tuzla	7.50	Ormat
Dora-2	Mege	Aydin-Salavatlı	12.00	Ormat
Kızıldere 2	Zorlu	Denizli-Saraykoy	60.00	Full
			20.00	TAS
Irem	Maren	Aydin-Germencik	20.00	Ormat
Pamukoren 1+2	Celikler	Aydin-Pamokoren	44.00	Atlas Copco
Gumusko 1	BM	Aydin-Germencik	6.60	
Gumusko 2	BM	Aydin-Germencik	6.60	
Sinem	Maren	Aydin-Germencik	22.50	Ormat
Deniz	Maren	Aydin-Germencik	22.50	Ormat
Dora 3U1	Mege	Aydin-Salavatlı	21.00	Ormat
TR1	Turkerler	Manisa-Alasehir	24.00	Ormat
Dora 3U2	Mege	Aydin-Salavatlı	20.00	Ormat
Germencik 3	Gurmat	Aydin-Germencik	25.00	Ormat
Kerem	Maren	Aydin-Germencik	22.50	Ormat
<b>Total</b>			<b>410.70</b>	
<b>Under Construction</b>				
Germencik 2	Gurmat	Aydin-Germencik	47.5	Mitsubishi
Ken	Maren	Aydin-Germencik	22.5	Ormat
Germencik 4	Gurmat	Aydin-Germencik	25	Ormat
Germencik 5	Gurmat	Aydin-Germencik	25	Ormat
Zorlu Alasehir	Zorlu	Denizli-Saraykoy	50	Toshiba
Tosunlar	Akca	Denizli-Saraykoy	10	TAS
			3	Exergy
Sultanhisar	Celikler	Aydin Sultanhisar	44	Atlas Copco
Pamukoren 3	Celikler	Aydin-Pamokoren	44	Atlas Copco
Umurlu	Karadeniz	Aydin Umurlu x2	24	Exergy
TR2	Turkerler	Manisa-Alasehir	24	Ormat
Tuzla	MTN	Canakkale - Tuzla	8	Exergy
Dora 4	Mege	Aydin-Salavatlı	21	Ormat
DST1	Greeneco	Denizli-Saraykoy x2	22	Exergy

*metin içinde yeri gösterilmiş*

# Manisa-Kemaliye jeotermal sahasının manyetotellürik yöntemle üç Boyutlu modellenmesi ve yorumu



**Erhan Erdoğan<sup>1</sup>, Ahmet Tuğrul Başokur<sup>2</sup>, Erdin Bozkurt<sup>3</sup>, Celal Boran Demir<sup>1</sup>, Orhan Aydoğan<sup>1</sup>, Kürşat Doruk Erdağı<sup>1</sup>, Egemen Erkanlı<sup>1</sup>, Hakan Can<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Enerjeo Kemaliye Enerji Üretim A.Ş., İstanbul

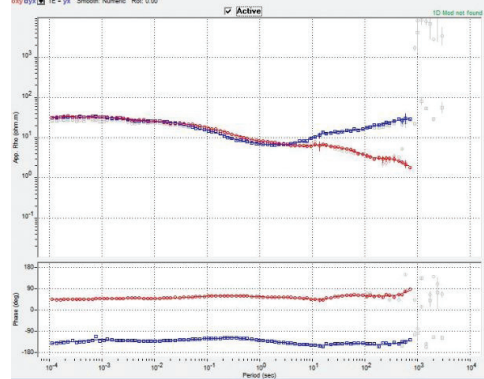
<sup>2</sup>Ankara Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü, Ankara

<sup>3</sup>Ortaoğu Teknik Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Ankara

## ÖZ

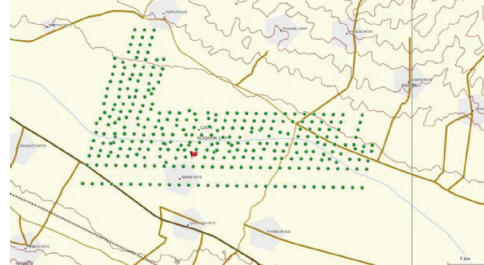
Çalışma alanı, Alaşehir'e bağlı Kemaliye kasabasının güneyinde ve Gediz Grabeni'nin kuzey bölümünde yer almaktadır. Sahada jeotermal üretim ve re-enjeksiyon kuyularının açılması amacı ile ayrıntılı bir araştırma gerçekleştirilmiştir. Enerjeo A.Ş. ye ait ruhsat sahası içerisinde ve çevresinde oldukça sık aralıklarla (250 m) toplam 350 istasyonda manyetotellürik (MT) ölçüleri alınmıştır. Ölçü noktalarının konumu Şekil-1'de yer alan haritada görülmektedir. Çalışma alanına yaklaşık olarak 6 km uzaklıkta seçilen sabit istasyonda sürekli olarak MT verisi kaydedilerek, uzak-nokta veri işlem tekniği (remote reference process) ile 10 KHz-0.001 Hz aralığında empedans tensörü ve düşey manyetik alan hesaplanmıştır. Sabit kayma etkisini ortadan kaldırmak amacı ile MT ölçüsü alınan her istasyonda, zaman bölgesi elektromanyetik (TDEM) verisi ölçülmüştür. Şekil 1'deki haritada kırmızı bayrak ile gösterilen MT istasyonuna ait görünür özdirenç ve faz eğrisi Şekil-2'de görülmektedir. MT verilerine üç boyutlu (3B / 3-D) ters çözüm uygulanarak elde edilen kat haritaları, xz ve yz düşey kesitleri bölgenin jeolojisi göz önünde bulundurularak değerlendirilmiş, jeotermal alterasyon ve fay zonları belirlenerek ruhsat sahası içerisindeki en uygun sondaj noktaları seçilmiştir. Çalışmanın bir sonraki aşamasında MT kesitlerinden elde edilen bilgiler kapsamında sondaj programı belirlenerek üretim ve re-enjeksiyon kuyuları açılmaya başlanmıştır. 3-B MT kesitlerinden elde edilen muhtemel formasyon sınırları ile sondaj sonucunda elde edilen formasyon sınırlarının oldukça uyumludur. Şekil-3'de gerçekleşen kuyu logu ile 3-B MT ters çözüm sonucu elde edilen xz kesiti birlikte görüntülenmiştir.

## Haritada kırmızı bayrakla gösterilen istasyon için MT Görünür Özdirenç-Faz Eğrisi



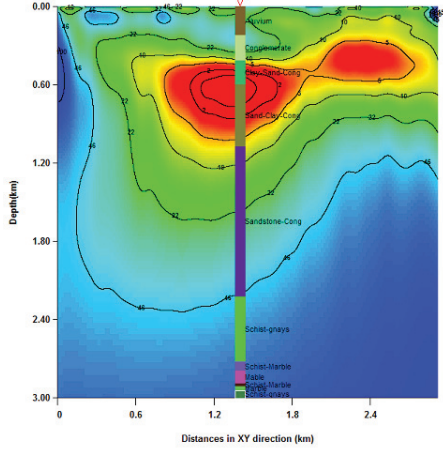
Haritada kırmızı bayrakla gösterilen istasyon için MT Görünür Özdirenç-Faz Eğrisi

## MT istasyon konumlarını gösteren harita



MT istasyon konumlarını gösteren harita

**MT Verilerinin 3-B Ters Çözümü sonucu elde edilen  
xz kesiti ve gerçekleşen kuyu logu**



*MT Verilerinin 3-B Ters Çözümü sonucu elde edilen xz kesiti ve gerçekleşen kuyu logu*

# Nemrut volkanı jeotermal potansiyeline yaklaşım, Tatvan, Bitlis - Türkiye



**Hasan Emiroğlu, Ethem Atasoy**  
Zorlu Enerji Arama Birimi

## ABSTRACT

In our country, there is growing interest in exploration of geothermal resources and use these resources for a variety of purposes. Today, exploration and production activities are concentrated in Büyük Menderes-Gediz grabens, Canakkale and Kütahya province, the geothermal exploration license applications and exploration activities are carried out in various parts of the country. New license applications and exploration activities, particularly focused on young volcanic fields. Exploration licenses are concentrated especially at Erciyes and Hasan mountains in Central Anatolia, Kula volcanic field in Western Anatolia, Nemrut and Suphan volcanoes in Eastern Anatolia region.

As Zorlu Energy, working to reveal the geothermal potential in Nemrut volcano has started in 2013. Initially, the previous studies were evaluated and MT, TEM, gravity and magnetic data acquisition was performed at 250 points and correlated with known geological data and interpreted.

In Nemrut volcano caldera, hot springs with the temperature of 55-60 0C in Iliğ Lake and fumaroles from the cracks of rhyolites around Göltepe region are observed. According to the results of geothermometric studies with hot fluid samples from Nemrut volcano caldera and in the west, around Germav dome, the temperature of the geothermal fluid is expected to be in the range of 190-220 0C.

Location of the magma chamber at shallow depth determined by the volcanological studies, and it is accepted as the heat source of geothermal system. In this volcanic area, marble, schists and quartzite levels in Bitlis metamorphic rocks, are considered to have good reservoir parameters and these levels are the target zones. Another target level is limestone unit in allocton and sedimentary deposits on Bitlis metamorphic rocks.

## ÖZ

Ülkemizde jeotermal kaynakların aranmasına ve çeşitli amaçlarla kullanımına ilgi artmaktadır. Günümüzde arama ve üretim faaliyetleri, Büyük Menderes-Gediz grabenlerinde, Çanakkale ve Kütahya il sınırları içerisinde yoğunlaşmış olup, jeotermal potansiyeli olan çeşitli bölgelerde de arama ruhsat başvuruları ve arama çalışmaları yapılmaktadır. Yeni ruhsat başvuruları ve arama faaliyetleri, özellikle genç volkanik alanlarda da yoğunlaşmıştır. İç Anadolu'da Erciyes ve Hasan dağları, Batı Anadolu'da Kula volkanizma alanı, Doğu Anadolu Bölgesinde, Nemrut ve Süphan volkanları, arama ruhsatlarının yoğunlaştığı alanlardır.

Zorlu Enerji olarak, Nemrut Volkanının jeotermal potansiyelini ortaya koymak için çalışmalara 2013 yılı içerisinde başlanılmıştır. İlk etapta önceki çalışmalar

değerlendirilmiş ve 250 noktada MT, TEM, gravite ve manyetik veri alımı gerçekleştirilmiş ve bilinen jeolojik verilerle denştirilerek yorumlanmıştır. Nemrut Volkanı kalderasında, Iliğ Göl'de yaklaşık 55-60 0C lik akışkan çıkışları yanında Göltepe mevkiinde riyolitlerin çatlaklarından fumerol çıkışları gözlenmektedir. Nemrut Volkanı kalderasındaki ve batıdaki Germav domu civarındaki sıcak akışkan örnekleriyle yapılan jeotermometre çalışmaları sonucunda bölgede, sıcaklığı 190-220 0C aralığında olabilecek jeotermal akışkan beklenmektedir. Sığ derinliklere yerleşmiş olduğu yapılan çalışmalarla belirlenen magma odasının, jeotermal sistemin ısıtıcı kaynağı olduğu kabul edilmektedir. Bu volkanik alanda, Bitlis Metamorfitt'lerinin mermer, kalkışit ve kuvarsit seviyelerinin iyi rezervuar parametrelerine sahip olduğu düşünülmekte ve hedeflenmektedir. Hedeflenen diğer bir seviye de Bitlis Metamorfitt'lerini üzerleyen allocton ve tortul birimler içerisindeki kireçtaşı seviyeleridir.

## GİRİŞ

Dünya'da aktif volkanlara bağlı jeotermal kaynaklardan, İzlanda, Japonya, İtalya, Amerika... gibi ülkelerde yararlanılmaktadır. Ülkemizde bilinen ve işletilen jeotermal sahaların özellikle, Gediz ve Büyük Menderes gibi grabenlere bağlı geliştiği, arama ve üretim faaliyetlerinin de bu tip sahalarda yoğunlaştığı bilinmektedir.

Genç volkanizma ile ilişkili jeotermal kaynak arama çalışmaları, ilk olarak 1980 li yıllarda MTA ve TPAO tarafından, kalderasında sıcak akışkan ve gaz çıkışları gözlenen, Bitlis ili Tatvan ilçesi sınırları içerisinde yeralan Nemrut Volkanında gerçekleştirilmiştir (Şekil-1). Arama çalışmalarında MT, TDEM gibi elektriksel yöntemlerden ve gravite, manyetik verilerden yararlanılmıştır.

Şekil-1. Nemrut Volkanı Bulduru Haritası

Nemrut Volkanı kalderasındaki Iliğöl'de 55-60 0C lik sıcaklıkta akışkan, Göltepe mevkiindeki riyolitlerin içerisindeki çatlak zonlarından gaz ve buhar çıkışlarının olması ve Nemrut Krater Gölü su sıcaklığının 16-17 0C lere ulaşması, bölgede bir jeotermal sistemin varlığını doğrulamaktadır. Nemrut jeotermal sistemini belirlemek amacıyla ilk sondajlı arama çalışmaları, MTA-1 (343 m) ve MTA-2 (215 m) kuyuları ile, 1980 li yıllarda MTA tarafından başlatılmıştır. Kaldera içerisinde kuzey-güney doğrultulu çatlak sistemini hedefleyen bu kuyulardan, jeotermal anlamda akışkan alınamamıştır. Türkiye Petrolleri A.O bünyesinde kurulan jeotermal birim, 1987 yılında Nemrut Volkanı kalderasında ve çevresindeki sıcak - soğuk su çıkışlarından alınan akışkan örnekleri üzerindeki jeokimyasal

çalışmalarla, jeotermal sistemi ve rezervuar sıcaklığını tanımlanmaya çalışılmıştır. Akışkan analizlerine paralel olarak MT, TDEM, gravite ve magnetik veri alımları gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalar sonrası en derini 1467 m olan gradyan kuyuları kazılmıştır (Şekil-2). Bu kuyulardan kaldera içerisinde kazılan ve derinliği 1467 m olan 8 nolu kuyuda 1400 m ler civarında 110 0C'lik sıcaklık ölçülmüştür. Kuyu bitiminde alınan son sıcaklık logunda, aynı derinlikte 66 0C lik okuma, etkin soğuk su girişiyle açıklanmıştır.

Uzun süre ilgi gösterilmeyen Nemrut Volkanı ve çevresinde farklı yatırımcılarla jeotermal kaynak arama ruhsatları alınmış, sınırlı da olsa arama faaliyetleri gerçekleştirilmiştir. Van Gölü kıyısında, bir fay zonunda kazılan 58,5 m derinlikteki ilk kuyudan 41 0C lik akışkan alınmış, yeni kuyular kazılarak, turizm amaçlı bir tesis kurulmuştur. Zorlu Enerji tarafından, kendi ruhsatlarını kapsayacak şekilde 250 noktada MT, gravite, magnetik ve TEM veri alımı gerçekleştirilmiştir. Verilerin yorumuyla jeotermal sisteme yaklaşım sağlanmaya çalışılmış ve Tatvan-1 adıyla 600 m derinliğinde bir adet gradyan kuyusu kazılmıştır. Çalışmalara yerli ve yabancı danışmanlarla birlikte devam edilmektedir.

Şekil-2. Nemrut Volkanı ve çevresinde kazılan jeotermal amaçlı kuyular

## GENEL JEOLÖJİ

Bitlis ili Tatvan ilçesi kuzeyinde yeralan Nemrut Volkanı, Doğu Anadolu'da Kuvaterner'de etkin olan volkan dizisinin önemli aktif üyelerinden biridir. Tarihi kayıtlara göre Nemrut Kalderası'nın kuzeyindeki Nemrut Sirtında, son olarak M.S. 1441 yılında, aktivite meydana gelmiştir. Arap plakasının, Anadolu plakasının altına dalmasıyla, Doğu Anadolu Bölgesi, kuzey-güney doğrultulu sıkışma hareketlerine maruz kalmıştır. Bu hareketlerin büyük bir kısmı doğrultu atımlı faylar ve bindirmelerle karşılanmıştır. Bu hareketlerin sonucu olarak Anadolu plakasındaki yükselilerin yanında, güney kenarı kuzeybatı-güneydoğu doğrultulu olan Muş Baseni oluşmuştur. Muş baseninde, Nemrut volkanının 35- 65 km kuzeyinde kazılan hidrokarbon arama amaçlı kuyu verilerine göre (Şekil-3), Tersiyer çökellerinin 3000 m. nin üzerinde kalınlık oluşturduğu ifade edilmektedir. Bu tortul istif, Bitlis Kenet Zonu'na doğru incele ve sıfırlansa da, özellikle Nemrut Volkanı'nın kuzey kesimlerinde önemli kalınlıklara ulaşması olasıdır ve Nemrut volkanitleri tarafından örtülmüştür.

Şekil-3. Nemrut Volkanı Kuzey kesiminde kazılan hidrokarbon amaçlı kuyular

Muş Baseni'nde, Türkiye Petrolleri A.O. tarafından kazılan bu kuyularda, yoğun volkanizmanın Pliyo-Kuvaterner yaşlı olan yüzeydeki birimlerde daha etkin olduğu tanımlanmaktadır. Bu durum Nemrut ve yakın volkanların Pliyosen ve sonrasında aktifleştiği kanaati oluşturmaktadır. Bölge, son olarak Orta Miyosen'den beri kuzey-

güneydoğrultulu sıkışma hareketlerinin etkisi altındadır. Bu hareketlerin etkisiyle doğrultu atımlı faylar ve bindirmeler oluşmuştur.

Muş, dağlar arası çöküntü havzasının doğusunda yer alan Nemrut Volkanı, Muş çöküntü alanını kuzeyden sınırlayan batı-doğu doğrultulu ters fay ile, kuzey-güney doğrultulu açılma çatlağının kesim noktasına yakın bir yerde oluşmuştur. Kalderasındaki sıcak akışkan, gaz ve buhar çıkışlarıyla, Nemrut Volkanı aktivitesini korumaktadır.

## JEOTERMAL SİSTEM ve SICAKLIK BİLGİLERİ

Bölgede jeotermal sistemi oluşturan, akışkan ve buhar-gaz çıkışlarının olması bir ısı kaynağının da varlığını gerektirmektedir. Günümüze kadar, bölgede jeotermal kaynak aramaya yönelik açılan kuyularda görüldüğü kadarıyla, Nemrut volkanitlerinin rijit ve çatlaklı birimleri rezervuar seviyeleri oluştursa da, volkanitlerin içerisinde örtü oluşturacak tuf veya alterasyon zonlarıyla karşılaşılmamıştır. Kuyuların sığ olması ve son derinliklerinde Nemrut volkanitlerinin içerisinde kalınması nedeniyle, volkanitlerin üzerlediği birimler de bilinmemektedir.

Yapılan ölçümler ve jeokimyasal çalışmaların sonuçlarına göre;

Kaldera içerisinde sıcaklıkları 30-60 oC arasında değişen ve Germav-Mazik Tepe civarında 36 oC lik akışkan çıkışlar mevcuttur.

Sıcak çıkışlardan alınan akışkan örnekleri üzerinde, SiO<sub>2</sub> ve Na-K-Ca jeotermometreleri kullanılarak yapılan hesaplamalarda 190 – 220 oC lik akışkan sıcaklıkları elde edilmiştir.

Nemrut Gölü'nün sıcaklığı yaz mevsiminde 16 – 22 oC dir. Bu değer kaldera gölü için oldukça yüksektir. Van Gölü kıyısında, Kıyı Düzü mevkiinde, özel sektör tarafından kazılan 180 metre derinlikteki kuyudan 38- 43 oC sıcaklığında akışkan alınmıştır. Nemrut sahasındaki ılık suların PH değerleri 6.1- 8 arasında olup, çoğunlukla alkali, HCO<sub>3</sub> 'lü ve yer yer CaHCO<sub>3</sub>' lıdır.

Germav sahasında çıkan sıcak suyun içerdiği bol miktardaki CO<sub>2</sub> gazı ayrıştığına kaynak etrafında karbonat çökeliği görülmektedir. Ilıg Göl civarında az miktarda demir oksit ve silika sinterleri bulunmaktadır. Ayrıca HCO<sub>3</sub> miktarının yüksek olması, sistemdeki CO<sub>2</sub> gazının fazlalığı metamorfik temelden kaynaklanmaktadır.

Kazılan gradyan kuyularında (NG-1,2MTA, ve Nemrut-3,4,5,7,8,10TPAO), sıcaklıkların düşük olmasının nedeni, sığ derinliklere ısı ve akışkan transferinin olmayışı ve yüzeyden etkin soğuk su karışımı ile ilgilidir.

## JEOTERMAL KAYNAK ARAMA ÇALIŞMALARI

Nemrut jeotermal ruhsat alanlarında, ilk etapta 1000 ve 500 m aralıklarla, aynı noktalarda,yaklaşık

250 noktada manyeto tellürik, gravite ve magnetik veri alımı gerçekleştirilmiştir (Şekil-4). Bu veri alımıyla, Nemrut volkanitlerinin yaklaşık kalınlığının belirlenmesi ve örttüğü birimlere yaklaşım sağlanması, özellikle gravite ve manyetik verilerle de, örtülü sokulumların belirlenmesi amaçlanmıştır. Alınan MT verisinin üç boyutlu yorumu sonrası, jeolojik modelin oluşturulmasına çalışılmıştır. MT yorum sonucuna ait kuzey-güney ve doğu-batı doğrultulu profiller incelendiğinde, Nemrut volkanitlerinin yüksek rezistivite gösterdiği, volkanitlerin altında önemli kalınlık gösteren düşük rezistiviteli bir zon olduğu ve tekrar rezistivitenin yükseldiği bir zona girildiği görülmektedir.

Şekil-4. Nemrut Ruhsatları ve MT, Gravite, Manyetik veri profil lokasyon haritası

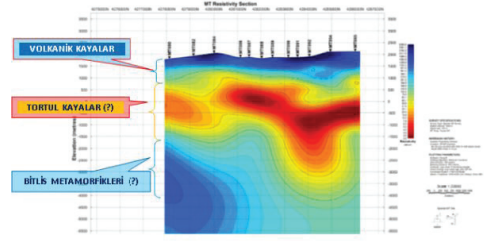
Şekil-5. Nemrut MT, N-G doğrultulu profil (PROFİL-1)

Şekil-6. Nemrut MT, D-B doğrultulu profil (PROFİL-2) Yukarıdaki MT profillerinde (Şekil-5,6) görülen farklı öz dirence sahip zonlar aşağıda açıklandığı gibi yorumlanmıştır. MT verilerine göre yüzeydeki rezistivitesi yüksek mavi zon tatlı sulu volkanitlerdir. Sarı - kırmızı düşük rezistiviteli zon klastik + volkano klastikler olabilir. Yüksek derecede jeotermal alterasyon zonu olasılığı da vardır. Kırmızı zon altında yer alan yüksek rezistiviteli mavi zonun Bitlis Metamorfitleri olabileceği düşünülmekte olup, iyi rezervuarlar olabilecek mermer, kuvarsit ve benzer litolojilerin bu zonda olması beklenmektedir.

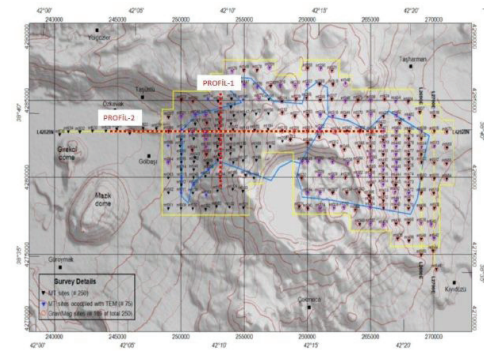
## SONUÇLAR

Nemrut Volkanitleri içerisinde, MTA ve TPAO tarafından kazılan gradient kuyularından örtü niteliğindeki birimler olmadığı bilindiği için, volkanik birimler içerisinde kalacak kuyularda rezervuar seviyer olsa bile, etkin örtükaya beklenmediğinden soğuma kaçınılmaz görünmektedir. MT verilerinde kırmızı-sarı renkle belirtilen düşük rezistiviteli zonun, büyük olasılıkla Tersiyer yaşlı sedimanter-volcano sedimanter birimlere karşılık geldiği ve iyi örtü olabileceği tahmin edilmektedir. Bu örtü birimleri, üstteki volkanitlerle Bitlis Metamorfitleri ve üzerindeki olası Melanj arasında geçirimsizlik sağlayacaklardır. Dolayısıyla yüksek sıcaklıklı jeotermal akışkan Tersiyer birimlerinin altındaki rezervuar seviyelerde korunacaktır. Üretken ve yüksek ısılı jeotermal kaynağa ulaşmak için, soğuk su girişi etkisinden korunan özellikle Bitlis Metamorfitleri hedefli kuyular kazılmalıdır.

## Nemrut MT, N-G doğrultulu profil (PROFİL-1)



## Nemrut Ruhsatları ve MT, Gravite, Manyetik veri profil lokasyon haritası



## Nemrut Volkanı Bulduru Haritası

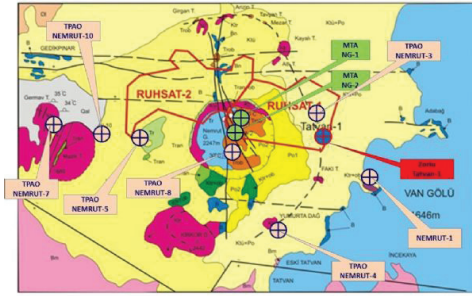




**Nemrut Volkanı Kuzey kesiminde kazılan hidrokarbon amaçlı kuyular**



**Nemrut Volkanı ve çevresinde kazılan jeotermal amaçlı kuyular**



# 2023 Vizyonu'nda Türkiye'de Jeotermal Enerji ve Jeofizik Çalışmalar



## Orkun Teke

Hatay Büyükşehir Belediyesi HATSU Genel Müdürlüğü, Hatay; İzmir Yüksek Teknoloji Enstitüsü Fen Bilimleri Enstitüsü, Enerji Mühendisliği Bölümü, İzmir

### ÖZ

Büyük ölçekte dünyamızın, küçük ölçekte ise ülkemizin karşı karşıya olduğu küresel ısınma probleminin karşı yeşil enerji kaynakları olarak adlandırılan çevreci yani yenilenebilir enerji kaynaklarının önemi bir kez daha ortaya çıkmıştır. Bu bağlamda “Jeotermal Enerji” ülkemiz için çok önemli bir kaynak olmakla birlikte gelecek senaryolarında baş aktör olmaktadır. Jeotermal çalışmaları için ise jeofizik çalışmalara ihtiyaç duyulmakta ve jeofizige verilmesi gereken önem ulusal ve uluslar arası çapta ortaya konmaya çalışılmaktadır. Bu çalışmanın amacı Türkiye'nin 2023 Vizyonu'nda Jeotermal enerji ve bu vizyonda jeofizik çalışmaların önemini anlatılması olup, çalışmanın giriş bölümünün ardından Jeotermal sistem ve aramacılık hakkında bilgi verilirken, ardından gelen bölümde Dünya ve Türkiye'de ki önemli uygulamalar aktarılmıştır. Daha sonra Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın Jeotermal için 2023 hedefi aktarılmış ve bu hedeflerin mevcut şartlarla ulaşılmasının mümkünlüğü tartışılmıştır. Son bölümde ise bu hedeflerde jeofizik çalışmaların yeri ve kullanımının önemi aktarılmıştır. Sonuçlar bölümünde çalışma sonucu elde edilen çıktılar irdelenmiş ve bazı öneriler sunulmuştur.

### ABSTRACT

Against the global warming that is problem for world in high scale and for Turkey in little scale. Importance of the renewable energy sources that is called green energy has been displayed. In this regard, Geothermal energy is really important for Turkey and one of the main part of future scenarios about energy. Geothermal Explorations are needed to geophysics studies and the importance should be given is tried to be determined nationally and internationally. The main purpose of this study is to explain 2023 Geothermal Vision of Turkey and importance of using geophysical explorations. Following entrance part, geothermal system and exploration process is explained. Next part includes some significant applications which performed nationally and internationally. After this section, Ministry of Energy and Natural Source's 2023 Energy Vision is explained and discussed to possibility of reaching this target in current conditions. Finally, Integration an using geophysics in this vision and target of Ministry. To conclusion part includes outputs of this study and some suggestions are presented.

### 1- GİRİŞ

Bilinen kayıtlar insanlığın çok eski çağlardan beri jeotermal ısınma, pişirme ve benzeri birçok durum için kullandıklarını göstermektedir. İnsanlık için bu kadar

önemli ve doğal bir kaynak olan jeotermal günümüzde popülaritesini kaybetmemiş ve gündemde kalmaya devam etmektedir. Enerji ihtiyacının tüm dünyada büyük bir hızla arttığı günümüzde ülkelerin kalkınmasında enerji kullanımı büyük önem taşımaktadır. Enerji, gerek firmalar gerekse ülkeler için stratejik bir kaynak konumundadır. Ülkeler rekabet gücünü artırmak üzere ekonomiyi büyütecek ve yaşam standartlarını yükseltecek yeterli sürekli ve temiz enerjiye ihtiyaç duymaktadırlar. Bu çerçevede Türkiye'de ki enerji durumuna genel olarak bakıldığında Türkiye'nin enerji tüketimi ve ithalatı, hızlı bir artış içerisinde. Ülkemizin enerjide dışa bağımlılığının azaltılması için yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını artırmamız ve arz güvenliği için enerjide çeşitlilik yaratmamız gerekmektedir. Yenilenebilir enerji türleri içerisinde de ülkemiz için büyük potansiyel ihtiva eden jeotermal enerji, mutlaka değerlendirilmesi gereken doğal bir kaynaktır.

Türkiye'nin yenilenebilir enerji potansiyeli;

Rüzgar; 400 GWh/yıl

Jeotermal; 16 GWh/yıl

Biokütle; 1,58 GWh/yıl

Güneş; 365 GWh/yıl

Hidroelektrik; 430- 450 GWh/yıl

Şeklinde belirtilmektedir (Görez ve Alkan, 2010).

### 2. JEOTERMAL ARAMACILIK

Jeotermal aramacılığında yer bilimleri ile uğraşan kişilerin sorumluluğu çok büyüktür. Temel jeoloji çalışmalarının yanında hidrojeoloji, petroloji ve petrografi, jeokimya ve hidrotermal alterasyon incelemeleri de bu görevler içinde öncelikli ve önemli olanlardır. Jeofizik çalışmalar ise son yıllarda çeşitlenen ve gelişen farklı jeofizik ölçü ve veri işleme teknik ve yöntemleri ile jeotermal kaynak arama geliştirme işletmelerinin her aşamasında çok başarılı sonuçlar verebilmektedir. Üç boyutlu sismik modelleme, mikro deprem izleme ve değerlendirme, mikro gravite, manyeto tellürik, vb teknikler jeotermal çalışmalarının vazgeçilmez araçları olmuştur (Öngür, 2008).

Jeotermal Aramacılığın Sistematiği;

1. Önceki Çalışmaların Değerlendirilmesi
2. Uzaktan Algılama Çalışmaları
3. Jeolojik Çalışmalar

- 3.1. Saha Jeolojisi ve Haritalama
- 3.2. Jeokimyasal Çalışmalar
- 3.3. Hidrojeolojik Çalışmalar
4. Jeofizik Çalışmalar
  - 4.1. Gravite Yöntemi ile Veri Toplanması ve Yorumlanması
  - 4.2. Manyetik Yöntemi ile Veri Toplanması ve Yorumlanması
  - 4.3. Elektrik Özdirenç Yöntemi ile Veri Toplanması ve Yorumlanması
  - 4.4. Doğal Gerilim (SP) Yöntemi ile Veri Toplanması ve Yorumlanması
  - 4.5. Etkisel Kutuplaştırma (IP) Yöntemi ile Veri Toplanması ve Yorumlanması
  - 4.6. Elektromanyetik (EM) Yöntem ile Veri Toplanması ve Yorumlanması
  - 4.7. Sismik Yöntemle Verilerin Toplanması, İşlenmesi ve Yorumlanması
  - 4.8. Kuyu Jeofiziği
5. Coğrafi Bilgi Sistemi (CBS) ve Durum Değerlendirmesi
6. Sondaj Çalışması
  - 7.1. Elektrik enerjisi üretimi
  - 7.2. Isı enerjisi üretimi (Sındırgı, 2011)

### 3- JEOTERMAL JEOFİZİĞİ VE UYGULAMA ÖRNEKLERİ

Jeotermal sistemler yer kabuğunun içinde geliştikleri kesimlerinin fiziksel koşullarında, çevreye göre çok ileri ve çarpıcı değişiklikler oluşturmaktadır. Bu yolla, sistemin sıcaklığı, yoğunluğu, elektrik iletkenliği, manyetik ve elastik özellikleri, çarpıcı biçimde değişir bundan etkilenen yerler ile çevresinin arasında bu özellikler açısından belirgin karşıtlıklar ortaya çıkar. Bu nedenle, jeotermal sistemlerin ve rezervuarların varlık ve konularının belirlenmesi, özelliklerinin incelenmesi, geometrisinin tanımlanması, zaman içindeki değişkenliğinin izlenmesinde jeofizik teknikler tartışılmaz biçimde yararlı olmaktadır. Bu alanda kullanılan ölçüm ve veri işleme teknikleri, yazılım olanakları ve jeotermal sistemlerde biriken deneyim son birkaç on yılda çok hızlı gelişmiştir. Ülkemizde bugüne değin baskın olarak elektriksiz özdirenç, kısıtlı olarak gravite ve sıcaklık ölçümleri ile yetinilmiştir. Buna son yıllarda manyeto- tellürik (MT) ve denetimli kaynaklı audio manyeto- tellürik (CSAMT) teknikleri ile yürütülen çalışmalar da eklenmeye ve çok etkili sonuçlar alınmaya başlanmıştır (Petrophysics Consultants Agency, 2005). Bunların yanında sismik gürültülerin, mikro depremlerin izlenmesi ile sismik tomografisinin çıkarılması da denemektedir. Böylelikle, rezervuarlardaki çatlak gelişiminin neden olduğu sürekli gürültüler Kamçatka

Mutnovski sahasında olduğu gibi yararlı bir araştırma aracına dönüştürülmektedir (Kugaenko vd 2005). Çalışma Kapasamında İncelenen Yabancı Kaynaklı Araştırma Örnekleri;

- Kenya Olkaria Jeotermal Alanı Araştırmaları (Elektrik-Elektromanyeti Yöntemler, Sismolojik Gözlemler, Gravite- Mikro Gravite Yöntemi) (Mariita, 2010)

-Hindistan- Himalaya Uygulamaları (Elektrik Özdirenç Yöntemi ve TEM) (Tezkan vd. 2011)

-Endonezya Hidrostatik Denge Modeli Uygulaması (Gravite ve Üretim- Reenjekte Korelasyonu) (Sofyan, 2012)

- Kaliforniya- Coso Jeotermal Alanı Uygulamaları (Havadan Manyetik- Elektrik Özdirenç Yöntemi) (Hulen, 1978)

Çalışma Kapasamında İncelenen Yerli Araştırma Örnekleri;

- Uşak- Banaz Jeotermal Alanı Uygulamaları (SP- Özdirenç- Faz Farkı- IP Ölçüm Çalışmaları) (Türker vd. 1991)

- Seferihisar- Cumalı Çalışmaları (VLF ve SP Çalışmaları) (Sındırgı ve Timur, 2006)

- Denizli- Kızıldere Jeotermal Alanı (Elektrik Özdirenç- MT Rezistivite) (Bayrak vd. 2011)

### 4- TÜRKİYE’DE JEOTERMAL ENERJİ’NİN MEVCUT DURUMU VE 2023 VİZYONU

Türkiye’de devletin girişimleriyle arama ve araştırma ile 1960’larda başlayan jeotermal enerji çalışmaları, son sekiz yıl içinde özel sektörün jeotermal elektrik ve doğrudan kullanımdaki ticari etkinlikleriyle hız kazandı. Tahmini max. 2000 MWe lik bir potansiyele sahip olduğu tahmin edilen jeotermal güç üretiminde 2011 yılındaki 114 MWe’ lik kapasitenin birkaç yıl içinde 300-400 MWe’ a çıkması, tahmini max. 50 GWt’lik bir değerdeki jeotermal ısıl potansiyelin ise mevcut sahalarla tanımlanmış kapasitesi 6000 MWt olup, 2011 yılı itibariyle bunun yaklaşık 2100 MWt’ lik kısmı (bölge ısıtma, termal turizm ve sera ısıtma uygulamalarıyla) jeotermal enerji doğrudan kullanımı olarak devrededir. Türkiye’de jeotermal enerji arama-araştırma ve kullanımındaki hızlı gelişmeler sürerken, teknolojik, ekonomik çevresel ve yasal sorunlar ve konular gündeme girmekte, çözüm yolları araştırılmakta ve geliştirilmektedir. Önümüzdeki dönemde sektörün büyürken olgunlaşacağı, arama-araştırmadan üretim-geliştirmeye yönelik hareketlerin izleneceği bir süreç beklenmektedir (Satman, 2013).

MTA Genel Müdürlüğü tarafından 1962 yılında başlanan jeotermal enerji arama çalışmalarında bu güne kadar 292. 500 m sondajlı arama yapılarak 222 adet saha keşfedilmiş ve doğal çıkışlarla beraber 4809 MWt ısı enerjisi ve mevcutta 114 MW kurulu güç sahibi olduğumuz elektrik üretim rezervi hesaplanmıştır. 2011 yılına kadar toplam 548 kuyu delinmiştir (Dağıstan, 2012).

## 5- TÜRKİYE' NİN 2023 VİZYONU VE BU VİZYON' DA JEOTERMAL ENERJİ

Ülkemizdeki enerji talebi artışı ile birlikte dünya enerji talebi de her ülkede farklı oranlarda olmakla birlikte küresel ölçekte sürekli artmaktadır. Bu talebi karşılamak için küresel enerji yatırımları her yıl artış göstermektedir. Uluslararası Enerji Ajansı verilerine göre enerji sektörüne 2011-2035 yılları arasında küresel ölçekte toplam 37,9 trilyon dolar yatırım yapılacağı tahmin edilmektedir. Yatırımların;

-16,9 trilyon dolarının elektrik sektörü (% 58 üretim, % 11 iletim ve % 31 dağıtım),

-10 trilyon dolarının petrol sektörü (% 87 arama ve üretim, % 3 taşıma ve % 10 rafinaj),

-9,5 trilyon dolarının gaz sektörü ( % 71 arama ve üretim, % 23 iletim ve dağıtım ve % 6 sıvılaştırılmış doğal gaz),

-1,2 trilyon dolarının kömür sektörüne (% 94 madencilik ve % 6 taşıma) yapılması planlanmaktadır (ETKB, 2012).

Türkiye, dünya ülkeleri arasında;

-Birincil enerji tüketiminde 21.

-Petrol tüketiminde 26.

-Doğal gaz tüketiminde 20.

-Kömür tüketiminde 14.

-Elektrik tüketiminde 20.

-En fazla kömür rezervine sahip 17.

-En fazla kömür üreten 13.

-Elektrik üretiminde 20.

-Jeotermal enerji kapasitesinde 12.

-Güneş enerjisi kapasitesinde 27.

-Rüzgar enerjisi kapasitesinde 16.

ülke konumundadır (ETKB, 2012).

Ülkemiz birincil enerji talebi 2011 yılında yaklaşık 115 milyon TEP olarak gerçekleşmiştir. Birincil enerji talebi içerisinde kömürün payı % 31 doğal gazın payı % 32, petrolün payı % 27, hidrolik enerjinin payı % 4 ve yenilenebilir ve diğer enerji kaynaklarının payı % 6'dır. 2023 yılında birincil enerji talebimizin yüzde 90 oranında artarak 218 milyon TEP'e ulaşması beklenmektedir. Kömürün payının % 37, doğal gazın % 23 petrolün % 26, hidrolik enerjinin payı % 4, nükleer enerjinin yüzde 4 ve yenilenebilir ve diğer enerji kaynaklarının % 6 olması öngörülmektedir (ETKB 2012).

2002 yılında 12.277 MW olan yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücümüz yüzde 65 oranında artarak 2012 yılı Ekim ayı sonu itibarı ile 21.114 MW'a ulaşmıştır. 2002 yılında yenilenebilir kaynaklardan elektrik üretimimiz 34 milyar kWh iken, 2011 yılında yüzde 71 artışla 58,2 milyar kWh'a çıkmıştır (ETKB, 2012). 2023 Hedefimiz Jeotermal konusunda toplam potansiyelimiz olan 600 MW 'ın tamamının üretime katılmasıdır (ETKB, 2012).

## 6- 2023 VİZYONU' NDA JEOFİZİK BİLİMİ' NİN ROLÜ

Bilindiği gibi jeotermal araştırmalar için jeofizik bilimi hiçbir zaman göz ardı edilemez. Dünya da jeofizik çalışmalar yaygın olarak kullanılmasına rağmen ülkemiz bünyesinde bu farkındalık tamamen oturamamıştır. Jeotermal enerji ile ilgili olarak ülkemiz büyük potansiyel teşkil etmektedir, fakat ülkemiz bu potansiyelinin sadece %6,3 civarını etkin kullanabilmektedir (Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu, 2012). Jeotermal açıdan ülkemizin en potansiyel teşkil eden bölgesi Ege Bölgesi olarak karşımıza çıkmaktadır. Ülke potansiyelinin üçte ikisi bu bölgededir. Özellikle; İzmir Aydın, Denizli civarı büyük potansiyel teşkil etmektedir. Potansiyel jeotermal alanların daha detaylı incelenmesi ve saptanabilmesi için jeofizik yöntemlere ihtiyaç duyulmaktadır, fakat ülkemizde bu farkındalık henüz tam olarak oluşmadığından potansiyel tam olarak ortaya çıkarılıp kullanılamamaktadır (Teke, 2013).

Son zamanlarda ülkemizde özellikle MT aram yöntemi ile jeotermal jeofiziği çalışmaları, yoğun olarak yapılmaktadır. Fakat MT aletlerinin, diğer jeofizik aletlerde olduğu gibi pahalı ücretele temin edilmesi yatırımcının gözünü korkutmakta ve nispeten daha ucuz yöntemlere şirketleri yönlendirmektedir. Son zamanlarda MT aletlerine yatırım yapan şirketlerin piyasaya girme çabaları göze çarpmakla birlikte, bu şirketlerin yapacağı çalışmaların sonuçları ilerleyen zamanlarda görülecek ve sektör açısından önemli bir kilometre taşı olacaktır.

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı açtığı kuyuların hepsinde yer altı suları ve bunların sıcaklıkları ile ilgili veriler toplamaktadır. Fakat bu veriler hiçbir şekilde paylaşılmamaktadır. TPAO' nun bu verileri paylaşması ve bu bölgelerde de mevcut kuyu verileri ile haritalamanın yapılması, bu bölgelerin jeotermal potansiyeli açısından önemli veriler oluşturacaktır, bu konu Dünya Enerji Konseyi bünyesinde yapılan "Gençlik ve Enerji Çalıştayı" kapsamında dile getirilmiştir.

Jeotermal alanların incelenmesinde yer bilimcilerin önemli sorumlulukları vardır. Temel jeoloji çalışmalarının yanında hidrojeoloji, petroloji ve petrografi jeokimya ve hidrotermal alterasyon incelemeleri de bu görevler içinde öncelikli ve önemli olanlardır. Jeofizik çalışmalar ise son yıllarda çeşitlenen ve gelişen farklı jeofizik ölçü ve veri işleme teknik ve yöntemleri ile jeotermal kaynak arama geliştirme işletmelerinin her aşamasında çok başarılı sonuçlar verebilmektedir. Üç boyutlu sismik modelleme, mikro deprem izleme ve değerlendirme, mikro gravite manyeto tellürik, vb teknikler jeotermal çalışmalarının vazgeçilmez araçları olmuştur (Öngür, 2008).

Ülkemizde bu güne değin bilinçsiz olarak kendiliğinden gelişen bir strateji uygulanmıştır. Her sıcak su kaynağının çevresinde bir kaç gez jeoloji haritalaması

yapılmış ve buralarda jeofizik öz direnç ölçümleri alınmış, su kimyası verilerinden olası rezervuar sıcaklığı hesaplanmış, başarılı ya da başarısız bir iki sondaj yapılmış ve saha on yıllarca terk edilmiş ve bir yatırım yapılmamıştır. Ya da yeterli arama çalışmaları yapılmadan ısıtma projeleri hazırlanıp uygulanmış ve aşırı çekimle sahalar zarar verilmiştir (Öngür, 2008).

Şimdi, jeotermal kaynaklara olan ilgi de, tehlikeler de artmıştır. Bu nedenle doğru ve verimli bir stratejinin tasarlanıp ilgili bütün taraflara benimsenmesinin zamanıdır. Bu stratejinin ilk adımı, öncelik ve kullanım alanlarına verilecek ağırlıkların seçilmesi olmalıdır. Menderes Masifi, elektrik üretimini hedef alan projeler için ayrılmalı ve sahalar çağdaş teknik ve yöntemlerle aranıp geliştirilmeli ve kaynak güvenliğini, sürdürülebilirliğini gözeterek işletilmelidir. Orta ve Doğu Anadolu'daki en genç volkanları besleyen magma odaları da kızgın kuru kaya hedef alınarak yine çağdaş teknik ve yöntemlerle aranıp geliştirilmelidir. Ülkenin öteki jeotermal alanları, Orta ve Doğu Anadolu'daki yerleşimlere yönelik olanları kamu eli ile özendirilerek doğrudan kullanım projelerine elverişlidir (Öngür, 2008).

Bu anlamda bakanlık tarafından yapılan açıklamalarda da "Jeofizik ve "Jeoloji" bilimlerinin 2023 hedefleri için çok kritik olduğu ve bu alanlarda teknolojik ve aletsel gelişimlerin mümkün olduğunca destekleneceği açıklanmaktadır. Jeofizik konusunda bilgili personelin yetiştirilmesi adına üniversiteler ile iş birliği kurulması hedeflenmektedir. Böylece üniversite- özel sektör iş birliğinin sağlanması çok hayati önem taşımaktadır.

Bir diğer hedef olarak ise jeotermal aramacılığa sismik yansıma yönteminin yaygın olarak kullanılması hedefidir. Karada veya denizde jeotermal alanların saptanması amacıyla bu tür çalışmalar yaygın olmasa da yapılmaya başlanmış durumdadır. Net sonuçlar için şu an erken olmasına rağmen yapılan ilk çalışmaların açıklamaları, gelecek için umut vaat etmektedir. Özellikle özel sektör bu konuyu yakından incelemekte olup, bazı şirketler denemelere devam etmektedir. Bu yöntemin reenjeksiyon kuyuları ve normal üretim kuyularının yerlerinin belirtilmesi adına önemli sonuçlar vereceğine inanılmaktadır. Çünkü gözenek içindeki sıvılar kayaların sismik özelliklerini çok güçlü bir şekilde etkiler. Boşluk sıvılarının yoğunlukları, bulk modülü, hızları ve viskoziteleri jeofizikte genellikle çok basitleştirilir. Aslında kayacın fiziksel özellikleri çok karmaşıktır. Ampirik bağıntılar ile sismik ara hızlardan boşluk içindeki sıvının basıncı elde edilebilir. Sismik hızlar kullanılarak da düşük ve yüksek sıcaklıklı ve basınçlı yerler elde edilebilir (Gürel, 2013).

2023 Hedefi içerisinde bir diğer vurgu yapılan nokta ise "Çevresel Etkiler" olmakla birlikte, jeotermal içerdiği potansiyel zehirli kimyasallar nedeniyle bir çevresel felakete yol açabilecek bir kaynaktır. Fakat ülkemizde jeotermal açısından yeterli çevre güvenliği sağlanamamaktadır. Ayrıca bilinçsiz açılan

kuyular ile çevreye büyük zararlar verilmekte, çevre ile birlikte işe yarar rezervuarlar, işleyemez hale getirilmektedir. Bu aşamada yine jeofizik çalışmalar, Rezervuar jeofiziği ile rezervuarın mevcut durumu ve üretim aşamasında ki durumu incelemek için kullanılmaktadır ve kullanılacaktır. Ayrıca termal suyun çevresinde ki kayaçlarla veya su kaynakları ile olan ilişkisi detaylı olarak incelebilmektedir. Ege Bölgesi için özellikle büyük problem olan "Tuzlanma" probleminin tanımlanmasında da jeofizik çalışmalar sayesinde kestirim yapılabilmektedir. Bakanlığın ileride yasal düzenlemeler yapacağı anlaşılabilir olup, bu düzenlemelerin içerisinde mutlaka jeofizik çalışmalarda hak ettiği yeri alacaktır.

## 7- SONUÇ VE TARTIŞMA

Sonuç olarak ülkemiz ve dünyamız için artık enerji çok önemli bir konu olmakla birlikte ülkemizin dış ticaret açığının da en büyük nedenidir. 2023 hedefimiz olan "Enerji arz güvenliğini mümkün olduğu kadar arttırmak ve Türkiye'nin enerjide köprü ülke değil terminal ülke olma hedefinin sağlanması" yolunda atılması gereken daha çok adımımız olduğu gerçeğini unutmamak ve çıktığımız yolda kararlılığımızı sürdürmemiz gerekmektedir. Bu kararlılığı sürdürürken enerji çeşitliliği yaratmak adına birincil enerji talebimize yenilenebilir kaynakların alınmasını sağlamak bir ihtiyaç değil, zorunluluktur. Bu aşamada devreye giren jeotermal enerji, hem karbon salınımı bakımından en olumlu göstergelere sahip olması hem bir çok alanda farklı kullanım olanakları sunmasıyla çok önemli bir enerji kaynağı olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu kaynak bakımından ülkemizin içerdiği yüksek potansiyel göz ardı edilmemeli ve kullanımı sağlanmalı, teşvik edilmelidir.

Jeotermal çalışmalar atılması gereken en önemli adım Jeoloji ve Jeofizik arası dayanışmanın sağlanması ve çalışmaların ortak bir ekip ruhu halinde sürdürülebilmesinin sağlanmasıdır. Yani yer bilimciler sorumluluklarının ve görevlerinin farkında olarak çalışmalıdır. Jeotermal aramacılığın felsefesinin dayandığı temel de budur. Küreselleşen dünyada mesleklerin de birbirine olan ihtiyacı günden güne artmakta olduğundan, bütün kapris ve diğer kötü huyların ortadan kaldırılıp, ülkemizin bekası için aramacılık çalışmalarının yapılması ve devamlılığının sağlanması gerekmektedir.

Jeotermal jeofiziği konusunda ülkemizde geçmiş dönemlerde yoğunlukla Elektrik öz direnç çalışmaları yapılırken, artık ülkemizde de Elektromanyetik araştırma yöntemleri başarılı şekilde uygulanmaktadır. Fakat maliyetlerin fazlalığı ve yetersiz farkındalık bu çalışmaların yaygınlaşmasını zorlaştırmaktadır. Jeotermal jeofiziği çalışmaları, alanın rezervuar modelinin ortaya konması, sıcaklık değerlerinin ve rezervuar yapısının ortaya konması açısından çok önemlidir. Özellikle alanda muhtemel üretim ve reenjeksiyon kuyularının lokasyonlarının

belirlenmesinde hayati bir rol oynayan jeofizik çalışmalar, ülkemizin 2023 hedefi olan tüm jeotermal potansiyelin kullanılmasını ereği içerisinde önemli rol oynamaktadır ve oynamaya devam edecektir. Jeotermal sistemler yer kabuğunun içinde geliştikleri kesimlerinin fiziksel koşullarında, çevreye göre çok ileri ve çarpıcı değişiklikler oluşturmaktadır. Bu yolla, sistemin sıcaklığı, yoğunluğu, elektrik iletkenliği, manyetik ve elastik özellikleri, çarpıcı biçimde değişir bundan etkilenen yerler ile çevresinin arasında bu özellikler açısından belirgin karşıtlıklar ortaya çıkar. Bu nedenle, jeotermal sistemlerin ve rezervuarların varlık ve konularının belirlenmesi özelliklerinin incelenmesi, geometrisinin tanımlanması, zaman içindeki değişkenliğinin izlenmesinde jeofizik teknikler tartışılmaz biçimde yararlı olmaktadır. Sismik çalışmalar son yıllarda kendini bu yarışta biraz daha ön plana çıkarma fırsatı yakalamış ve ülkemizde henüz tam anlamıyla uygulanmıyor olsa bile İtalya ve benzeri jeotermal açıdan yüksek potansiyel ihtiva eden bazı ülkeler çalışmalarda başarılı sonuçlar aldıklarını bildirmektedirler.

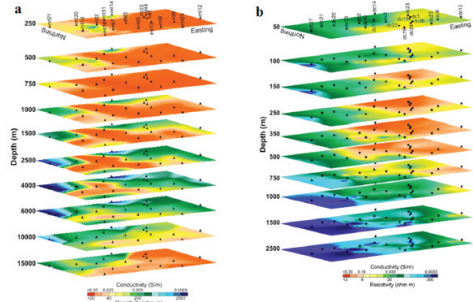
Çevresel etkiler açısından jeofizik göz ardı edilmemeli ve bakanlık bu konuyu mutlaka dile getirerek jeofizik yöntemlerin kullanımını teşvik etmelidir.

Yetkin personel yetiştirilmesi konusunda üniversitelere çok büyük rol düşmektedir. Bu rolü üniversiteler bütün benlikleri ile üstlenmeli ve yerine getirmelidir. Yetiştirdiği kişilerin yapacağı işin piyasada beğenilmesi üniversitenin de popülaritesini arttıracaktır. Yurtdışı üniversitelerle ortaklıklar işbirlikleri ve proje çalışmaları yapılmalıdır. Bu özel sektör içinde geçerli olmakla birlikte, hayati önem taşımaktadır. Yetkin personel ile potansiyel kaynakların, potansiyel enerji üretim sahalarının keşfedilmesini kolaylaştıracak ve kuyu açımında var olan bilinçsizlikleri ve var olan potansiyelin tehlikeye girmesini engelleyecektir. Mevcut sahalarından da daha fazla verim elde etme adına üretim- reenjeksiyon ilişkisini daha iyi anlayarak maksimum verime ulaşma adına fayda sağlanacaktır.

Gelişmekte olan ülkemiz enerji alanında da yatırımlarını arttırmak için gayret göstermektedir. Bu bağlamda hem devlete hem özel sektöre çok önemli görev düşmektedir. Devlet gerekli teşvikleri çıkarmak, özel sektörde gerekli yatırımları yapmakla mükelleftir. 2023 yılı için enerji alanında hedeflenen veriler, ulaşılmaması durumunda ülkemizi bir enerji terminali yapma, enerji çeşitliliğini artırma ve enerji arz güvenliğini artırma konularında bizi dünya ülkeleri arasında önemli bir konuma getirecektir. Bu gelişmelerde de jeotermal enerji dikkatle izlenmeli ve takip edilmelidir. Yer bilimciler aralarında ki tartışmalara bir son vermeli ve birlikte çalışmayı öğrenmek zorundadır.

Ayrıca jeotermalın diğer kullanım alanları konusunda da ülkemiz mevcut politikalarını geliştirerek devam ettirmelidir.

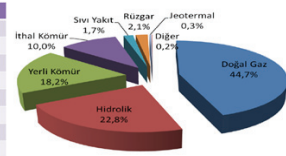
**a-) 2B MT Rezistivite Değerlerinin Yığılma İşlemi İle 3B Olarak Görüntüsü b-) 2B Elektrik Özdirenci Değerlerinin İşlemi İle 3B Olarak Görüntüsü (Bayrak vd, 2011)**



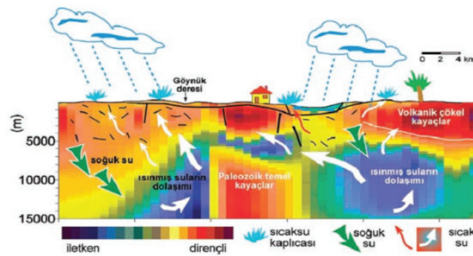
**Dünya ve Türkiye’den Uygulama Örnekleri Kısmında Yer almaktadır.**

**Elektrik Üretimi’ nin Kaynaklara Göre Dağılımı (ETKB, 2011)**

Kaynak	GWh	%
Doğal Gaz	102.130,71	44,71
Hidrolik	52.078,04	22,80
Yerli Kömür	41.651,97	18,23
İthal Kömür	22.922,02	10,03
Sıvı Yakıt	3.804,01	1,67
Rüzgar	4.726,02	2,07
Jeotermal	668,00	0,29
Diğer	450,23	0,20
Toplamı	228.431,02	100,00

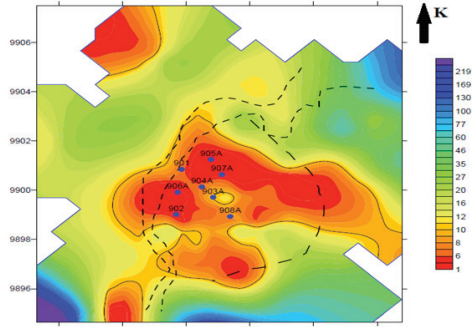


**Jeotermal Sistem Örnek Jeofizik Kesiti (www.yerbilimleri.com)**



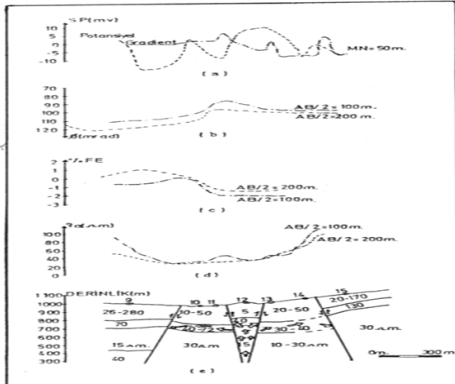
**Jeotermal Sistem ve Aramacılık Başlığı altında yer almaktadır.**

**Kenya- OIkaria Çalışma Alanının 1000 m Deniz Seviye Altı İçin MT Rezistivite Dağılımı (Mariita, 2010)**



**Dünya ve Türkiye’den Uygulama Örnekleri Kısımında Yer almaktadır.**

**Uşak-Banaz Hamamboğazına Ait (a) SP, (b) Faz farkı, (c) IP, (d) Yanal Görünür Özdirenç ve (e) Jeoelektrik Ölçülerinden Elde Edilen Jeolojik Kesit (Türker vd, 1991)**



**Dünya ve Türkiye’den Uygulama Örnekleri Kısımında Yer almaktadır.**

**Türkiye’ nin Jeotermal Enerji Doğrudan Kullanımı (ETKB, 2011)**

Uygulama	Toplam Kurulu Kapasite (MW)	Dünya Kurulu Kapasite (MW)
Bölge Isıtması*	792	5 391
Banyo-Havuz-Kaplıca	552	6 689
Sera Isıtması	483	1 544
Isı Pompaları	38	35 236
Diğerleri	219	1 273
<b>Toplam</b>	<b>2 084</b>	<b>50 583</b>

“\*” ETKB 2011’ e göre 81 bin konut eşdeğeri

**Türkiye’de Jeotermal Enerji: Kapasite Ve Potansiyel (Başel, 2010)**

Doğrudan Kullanım Kapasitesi	2. 084 MWt
Elektrik Kurulu Kapasite	114 MWe (Yaklaşık 1100 MWt)
Kullanılan Toplam Jeotermal Kapasite	Yaklaşık 3200 MWt
Tanımlanmış Kapasite	5. 944 MWt
Elektrik Potansiyeli	Min: 1 055 MWe Max: 2 105 MWe
Toplam Isıl Potansiyel	Min: 28,5 GW Max: 52,7 GW
Elektrik Üretimine Uygun Sahaların Entegre Kullanımı Durumunda Türkiye Elektrik ve Doğrudan Kullanım (Isıl) Potansiyeli (122 Saha)	Min: 1 055 MWe 18 910 MWt

# Kütahya Gediz Grabeninde Yapılan Jeotermal Sondajlarda Kuyu Stabilitesi Probleminin Sondaj Sıvısı Yönünden İncelenmesi



Volkan Aslanoğlu<sup>1</sup>, Murat Özsoy<sup>1</sup>, Mustafa Seçgin<sup>1</sup>, Fatih Erdal<sup>1</sup>,  
Cağrı Erbek<sup>1</sup>, Ahmet Sönmez<sup>1</sup>, Osman Gündüz<sup>1</sup>, Mahmut Döngör<sup>3</sup>, Recep Sarı<sup>2</sup>

<sup>1</sup>GEOS Enerji A.Ş., Ankara

<sup>2</sup>Gürsum Enerji Üretim Sanayi A.Ş., Ankara

<sup>3</sup>MMD Danışmanlık, Ankara

## ÖZ

Bu sunum, Ege bölgesi Kütahya ili Gediz grabeninde yapılan jeotermal sondajlarda karşılaşılan serpantin formasyonunun geçilmesi sırasında yaşanan kuyu stabilitesi problemlerini çözmek amacıyla yapılan saha ve laboratuvar çalışmalarını kapsamaktadır. Volkanik bir kayaç olan serpantin, sondajı sırasında kuyu stabilitesinde büyük sıkıntılar yaratmaktadır. Yıkılma ve dağılma problemleri kuyu içindeki stabiliteyi bozmakta, yıkılan malzemelerin taşınması ve temizliği konusunda problemler yaşanmaktadır. Bu problemler sondaj dizisinin tork almasını, basınç yükselmelerine, takım sıkışması ve kuyu kaybına kadar giden ciddi sıkıntılara yol açmaktadır.

Bu problemleri minimuma indirmek amacıyla geliştirilen STIFF-DRILL D sondaj sıvısı, serpantinli kısımda başarı ile kullanılmış, koruma borusu bu formasyonun bitimine sıkıntısız indirilmiştir. Yüksek performanslı sondaj sıvısı kategorisinde değerlendirilen STIFF-DRILL D sondaj sıvısı; içeriğindeki formasyon güçlendirici özel kimyasallar sayesinde, sıkıntı yaşanan serpantin formasyonunun stabil tutulmasına katkı sağlamaktadır. İçeriğindeki özel polimerler sistemin su kaybını, kek kalitesini ve polimer kaplama inhibisyonunu etkin bir şekilde kontrol ederek formasyonun şişme, dağılma ve yıkılma potansiyelini minimuma indirmektedir. Bu uygulamada, sondaj dizisi ve koruma borusu ile formasyon arasındaki sürtünmelerden dolayı oluşan tork değerlerini ve ağırlık almaları en aza indirmek amacıyla özel katı ve sıvı kayganlaştırıcılar kullanılmıştır. Geliştirilen sıvı sisteminde kesinti taşıma kapasitesini optimum seviyede tutmak için reolojik özellikleri düzenleyen ve kesintileri enkapsüle ederek yüzeye dağılmadan orjinal boyutlarında taşınmasını sağlayan polimerler de kullanılmıştır. Bu sunumda sondaj sırasında yaşanan problemler, çözüm yöntemleri, formasyon güçlendirme, tork ve ağırlık almaları azaltan tapa tasarımları ayrıntılı olarak anlatılacaktır.

## ABSTRACT

This study includes the field and laboratory works to find a solution for the well stability problems during drilling serpentine formation in Kütahya Gediz graben. Serpentine, a volcanic rock, creates serious problems in wellbore stability during drilling. Dispersion and pack-off problems harms the stability, creates difficulties in carrying cuttings and wellbore cleaning. These problems cause torque and pressure increase,

pipe stuck and also may end up with losing the well. To minimize these problems, modified stress-cage system; STIFF DRILL D is improved and achieved in the serpentine section. Casing is set at the end of this formation successfully. STIFF DRILL D is a high performance water-based drilling fluid, that adds value to stabilize the serpentine formation with special wellbore strengthening chemicals involving in it. Systems fluid loss, mud cake quality and encapsulating inhibition are controlled by the special polymers and so minimize swelling, dispersing, pack-off potential of the formation. Solid and liquid lubricants are used in this application to minimize the friction between the drill string and casing / formation. Also, special polymers are used to control the rheology to keep the cutting carrying capacity in optimum levels and encapsulate the cuttings to carry to the surface undamaged. In this study; problems during drilling, solution mechanisms, formation strengthening pill designs to decrease the torque and overpulls are explained in detail.

## GİRİŞ

Serpantin; ofiyolit grubuna ait serpantize olmuş oluşumlardır. Ofiyolitler ise, mafik ve ultramafik kayaçların oluşturduğu birliğin adıdır. Serpantin oluşumu uzun süren bir süreçtir [1]. Yavaş ve çok yavaş yayılan sırtların magmatik ve tektonik etkileri litosferik heterojenitenin en temel sonucudur. Bu heterojeniteyi yüksek miktarda peridotit ve olivince zengin gabroik kayalar oluştururken; bu heterojen yapı tektoniklerden magmatik yapılardan ve akışkanlardan etkilenirler. Bu akışkanlardaki farklı çeşitliliklerdeki, pH'lardaki sıvılar ve silika bazlı akışkanların etkileşimleri sayesinde bu yapının zamanla kimyasal olarak bozulması ve gerekli fiziksel deformasyona uğramasının ardından; içinde farklı oranlarda magnezyum, demir, silika ve hidroksil barındıran (MgxFey)(Si<sub>2</sub>O<sub>5</sub>)(OH)<sub>4</sub> formülizasyonuna sahip serpantin hidrolize olmuş magnezyum demir filosilikat grubuna ait kayalar oluşur [2]. Serpantin gibi suya duyarlı formasyonlarda su kaybı; polimer ilavesi ile tutulması gerekmektedir. Su kaybı HPHT testlerde 30cc'nin altında tutulduğu ve kuyu stabilitesini sağlayan gerekli kimyasallar eklendiği sürece sondajın başarılı olma ihtimali artmaktadır [3]. Türkiye'de ise serpantin büyük potansiyeliyle bilinmektedir. Birçok firma serpantin sondajını denemiş olsa da birçoğu takım sıkışması vb. sebeplerle rezervuara ulaşmadan kuyuyu terketmek zorunda kalmıştır. Bu zorlu formasyonu geçebilmek için özel



sondaj tekniklerine ve sondaj sıvısı sistemlerine ihtiyaç duyulmaktadır.

### SONDAJ SIVISI SİSTEMİ – STIFF-DRILL D

Serpantin sondajı sırasında yaşanan problemleri en aza indirmek için yüksek performanslı su bazlı sondaj sıvısı sistemi olan STIFF-DRILL D sistemi kullanılmıştır. Maksimum kuyu stabilitesi, etkin su kaybı kontrolü, yüksek kesinti taşıma kapasitesi ve yüksek kayganlaştırma potansiyeli sağlayan STIFF-DRILL D sondaj sıvısı sistemi; yüksek basınç ve yüksek sıcaklıklarda üst düzey dayanım sağlamaktadır. STIFF-DRILL D sondaj sıvısı katkı maddeleri, işlevleri ve önerilen konsantrasyonlar Tablo 1’de gösterilmiştir.

Tablo 1. STIFF-DRILL D Sondaj Sıvısı Sistemi

### PROBLEMLER & ÇÖZÜMLER

Serpantin formasyonu sondajı sırasında yaşanan problemler ve uygulanan çözüm yolları detaylı olarak bu bölümde incelenmiştir.

#### PROBLEM: KUYU STABİLİTESİ

Vulkanik bir kayaç olan serpantin, sondajı sırasında kuyu stabilitesinde büyük sıkıntılar yaratmaktadır. Yıkılma ve dağılma problemleri kuyu içindeki stabiliteyi bozmakta; yıkılan malzemeler, sondaj dizisinin tork almasına, basınç yükselmelerine, takım sıkışması ve kuyu kaybına kadar giden ciddi sıkıntılara yol açmaktadır.

#### ÇÖZÜM-1: Formasyon Güçlendirme / Kayganlaştırma Kimyasalları Kullanımı

Serpantin formasyonunu stabil tutmak için, kayaç içindeki basınç iletiminin kesilmesinin sağlanması, sürtünme ve buru problemlerinin minimuma indirilmesi gerekmektedir. Bu amaçla aşağıdaki kimyasallar kullanılmıştır; BORESTIFF G: Suda dağılılabilen boyutlandırılmış toz asfalt. Su bazlı sondaj sıvılarında kullanıldığında mekanik olarak zayıf ya da çatlaklı formasyonlarının stabilitesini sağlamak amacıyla sisteme ilave edilir. BORETAB N: Sülfonize asfalt. İnhibisyon ve yüksek sıcaklıkta filtrasyon kontrolü sağlayıcı olarak kullanılır. Ayrıca su bazlı sondaj sıvılarında buru ve sürtünme düşürücü olarak etki eder. FIBROCEL: Lifli, açılı ve ince tabakalı tanelerin karışımından oluşur, çatlaklarda ve konsolide olmamış zonlarda güçlü köprü oluşturulmasını sağlar. SLIDE G: Yüksek performanslı katı kayganlaştırıcı malzeme olup, özel boyutu ve formülasyonu ile su bazlı çamurlar için yağlama özelliği kazandırmaktadır. SLIDE L: Çoğu su bazlı sondaj sıvılarında kullanılan yüksek verimli, çevreye duyarlı, ester bazlı sıvı yağlayıcıdır.

Bu kimyasallar; sistem çamuruna gereken oranlarda eklenmesinin yanı sıra, dizi çıkışı ve koruma borusu operasyonları öncesi, tapa olarak hazırlanarak da kuyuya bırakılmıştır.

Formasyon Güçlendirme Tapası olarak 6 ppb BORESTIFF G, 6 ppb BORETAB N, 10 ppb SLIDE G, 5 ppb FIBROCEL C kullanılmıştır. Bu tapaya % 2 oranında SLIDE L ekleyerek Lubrikasyon Tapası olarak 7 inç koruma borusu inişi öncesi kuyu tabanına bırakılmış ve başarı ile operasyon tamamlanmıştır.

#### Şekil 1. Kullanılan Kimyasalların Ağırlıkça Dağılımı

#### ÇÖZÜM-2: Hidrostatik Basınç Kontrolü

Yıkılma ve dağılma eğilimli serpantin formasyonunun stabilize dengesi için formasyon güçlendirici materyaller ile birlikte hidrostatik basıncı artırarak denge sağlayan ağırlaştırıcı kimyasal GEOBAR (barit) kullanılmıştır. Kullanılan kimyasalların ağırlık dağılımının gösterildiği Şekil 1’de en büyük payın GEOBAR tarafından oluşturulduğu görülebilir. 7 inç koruma borusu inişi öncesi 14.1 ppg ağırlığına kadar GEOBAR kullanılarak çıkılmış, formasyon stabilitesine katkıda bulunulmuştur. Şekil 2’de serpantin sondajı sırasında kullanılan çamur ağırlıkları ve derinlikleri gösterilmektedir.

#### Şekil 2 Derinlik - Çamur Ağırlığı

#### ÇÖZÜM-3: Etkin Su Kaybı Kontrolü

Şişme eğilimi yüksek olan kil barındıran formasyonları stabil tutmak amacı ile su kaybını mini-muma indirecek, aşağıda tanımlanan özel polimerler kullanılmıştır. Böylece su ile temas azalan killerin, şişme ve dağılma potansiyeli düşürülmüş, kuyu stabilitesine katkıda bulunulmuştur. REOPAC LV: Yüksek kaliteli düşük moleküler ağırlıklı polianyonik selüloz. Su hassasiyeti fazla formasyonların hidrasyonunun ve dağılmasının engellenmesine yardımcı olur. HOTTROL NP: HTHP koşullarda etkin filtrasyon kontrolü yapan sentetik bir polimerdir. LIGTROL RL: Katkılı lignit. Yüksek sıcaklık, yüksek basınçlı formasyonlarda filtrasyon kontrol malzemesi olarak kullanılır. Ayrıca bu kimyasalların katkısı ile oluşan ince ve geçirimsiz çamur keki ile; formasyon ile sondaj dizisi arasında sağlam bir bariyer oluşturularak kuyu stabilitesine katkıda bulunulmuştur. Sondaj sırasındaki API sıvı kaybı değerlerini gösteren veriler Şekil 3’ten görülebilir.

#### Şekil 3. Derinlik - API Sıvı Kaybı

#### PROBLEM: KAÇAK

Kuyu stabilitesinin yeterince sağlanamadığı durumlarda yaşanan dağılma ve yıkılma problemlerinin yarattığı takım sıkışmaları sırasında yükselen sirkülasyon basıncı ile çamur, formasyonu çatlatıp kaçmaktadır. Kaçan çamur zaman zaman geri gelmektedir. Bu şekilde formasyonu çatlatıp kaçan ve geri gelen çamur, basınç dengesizlikleri yaratmakta, kuyuda

kalıcı stabilite problemlerine neden olmaktadır.

**ÇÖZÜM:** Kaçak Önleyici / Formasyon Güçlendirici Tapa

Bu kaçak problemi önlemek amacıyla; 5 ppb FIBROCEL C, 22 ppb GEOCARB F, 22 ppb GEOCARB M, 22 ppb GEOCARB C, 6 ppb BORESEAL G, 6 ppb BORESTAB N, 10 ppb SLIDE G içeren sondaj sıvısı tapası hazırlanıp kuyuya bırakılmış ve başarılı sonuçlar elde edilmiştir.

### PROBLEM: VİSKOZİTE ARTIŞI

Kuyuda uzun süre sirkülasyonun kesildiği short trip ve tam dizi çıkışı zamanlarında kuyuda bekleyen çamur, sıcaklığın etkisi ile viskozite artışlarına sebep olmaktadır. Ayrıca zaman zaman kesilen, şişme ve dağılma potansiyeli yüksek olan serpantin bantları ani viskozite artışlarına sebep olmaktadır.

**ÇÖZÜM:** Sıvı İnceltici Takviyesi

Dizi çıkışı öncesi 50 bbl sistem çamuru; %2 oranında sıvı inceltici (GEOTHIN HT) eklenerek kuyu tabanına ötelenmiştir. Ayrıca ani viskozite artışlarına karşı sisteme sıvı inceltici (GEOTHIN HT) ve kromsuz lignosülfonat takviyesi (GEOTHIN) yapılarak reolojik özellikler kontrol altına alınmıştır. Serpantin sondajı sırasındaki reolojik özelliklerdeki değişimler (PV, YP, HV) Şekil 4'te görülebilir.

Şekil 4. Derinlik vs FV-PV-YP

### ÖNERİLER / SONUÇLAR

- Sık Short Trip

Tablo 2'de görüldüğü üzere, serpantin öncesi ve sondajı süresince yapılan karşılaştırmada, serpantin süresince harcanan toplam zaman, serpantin öncesi zamanın neredeyse iki katıdır. Bu süre farkının bu denli yüksek olması; short trip (ST), wiper trip (WT) ve reaming zamanları arasındaki farktan kaynaklanmaktadır. Serpantin süresince yeterince ve zamanında short trip yapılmadığı için, serpantin formasyonu yaşanmış ve yapılan short trip'lerde ağırlık almalar ve takım sıkışmaları meydana gelmiştir.

Tablo 2. Serpantin Öncesi / Süresince Karşılaştırma

Bu sebeple yapılan uzun reaming'ler büyük zaman kaybına ve kuyu problemlerine yol açmıştır. Serpantin sondajı sırasında en az her 100 m'de bir defa veya günlük metrajdan bağımsız olarak her gün short trip yapılması önerilmektedir.

- Etkin Katı Madde Kontrolü

Çamurun %10-%14'ün kesintilerden dengelen katı maddeler

oluşturmaktadır. Bu katı maddeler çamur sisteminin özelliklerini bozmakta, polimerlerin çalışmasını etkilemektedir. Bu yüzden zorunlu olarak yoğun seyreltme operasyonları yapılmıştır. (Ort. 70 bbl/gün) Bu problemleri en aza indirmek için yüksek performanslı elek ve mud cleaner kullanımı önerilmektedir. Daha ince elek telleri kullanımı, sistemin istenmeyen katı madde içeriğini ve seyreltme hacimlerini azaltacaktır.

- Yüksek Yedek Çamur Tankı Kapasitesi

Yüksek çamur ağırlıkları ile çalışılan ve özel kimyasalların kullanıldığı sistemlerde, özellikle kaçak ve stabilite problemlerinin olduğu kuyularda; çamur karıştırma zamanları önem kazanmaktadır. Şekil 5'ten görülebileceği üzere; 100 bbl 12.8 ppg ağırlığında STIFF-DRILL D çamurunu hazırlamak 5 saat sürmektedir. Bu sebeple yaşanabilecek problemleri en aza indirmek amacıyla yedek çamur tankları hacimlerinin yüksek olması kuyu sağlığı açısından fayda sağlayacaktır.

Şekil 5. Çamur Ağırlığı - Hazırlama Zamanı

- Koruma Borusu Tasarımı

Operasyonel sebeplerden dolayı 9%-inç koruma borusu serpantin formasyonunun içine indirilmiş, ancak 7-inç koruma borusu serpantin bitimine indirilebilmiştir. Problemliserpantin formasyonunu arkasına alacak şekilde formasyon kalınlığına bağlı olarak bir veya iki farklı çapta koruma borusu tasarımı yapılması önerilmektedir. Kuyu geometrisi göz önüne alınarak, uygun centralizer kullanım gerekliliğinin saptanması kuyu sağlığı açısından olumlu olacaktır. Ayrıca; çamur değişimini serpantin formasyonu sondajı öncesi koruma borusu içinde yapmak, kuyu ve çamur stabilitesi açısından faydalı olacaktır.

- Top Drive Kullanımı

Bilindiği üzere kelly ile yapılan sondaj ve reaming süreleri top drive'a göre çok uzun sürmektedir. Ayrıca, serpantin gibi problemlis formasyonlarda kelly ile mümkün olmayan backreaming; zaman kazanımı ve kuyu stabilitesi açısından büyük önem arz etmektedir.

- PDC Matkap ve Mud Motor Kullanımı

PDC matkap ile mud motor kullanımı problemlis serpantin formasyonunda sondaj süresini kısaltacak, stabilite problemlerini ve çamur maliyetlerini minimuma indirecektir.

- Lubrikant Kullanımı

STIFF-DRILL D sondaj çamur sistemini geliştirmek amacı ile ana çamur kompozisyonu veya kuyu tabanına bırakılabilecek tapa kompozisyonları içinde; ester bazlı yüksek kayganlaştırma performansı olan sıvı lubrikant

(SLIDE L) kullanımının kuyu stabilitesini sağlama konusunda ekstra katkı sağlayacağı düşünülmektedir.

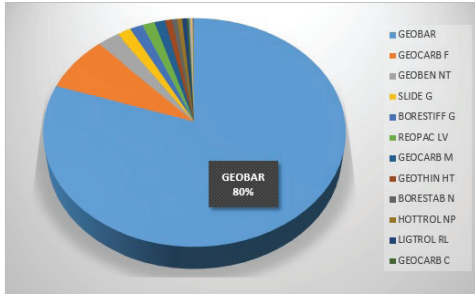
### TEŞEKKÜR

Bu sunumun yapılmasına izin veren ve değerli katkılarını esirgemeyen GÜRSUMENERJİ ÜRETİM SANAYİ A.Ş. ve GEOS ENERJİ A.Ş. yönetimlerine teşekkür ederiz.

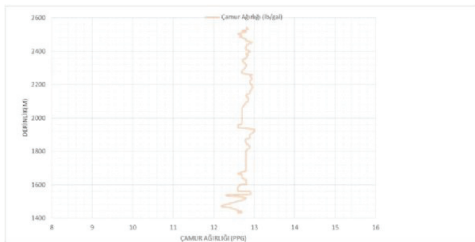
### KAYNAKÇA

1. Falk E.S., "Carbonation of Peridotite in The Oman Ophiolite", 2014
2. Alt. J., B. Wolfgang Bach, B. James, E. Katrina, F. Ron, F.G. Gretchen, G. Marguerite, I. Benoit, J. Niels Jöns, K. Frieder, M. Andrew Mc Caig, "Drilling in Serpentine Sea", 2009
3. Pye D.S., Hamblin G.M., "Drilling Geothermal Wells At the Geysers Field", 1991

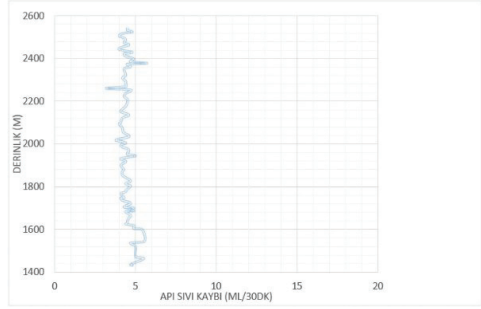
**Şekil 1. Kullanılan Kimyasalların Ağırlıkça Dağılımı**



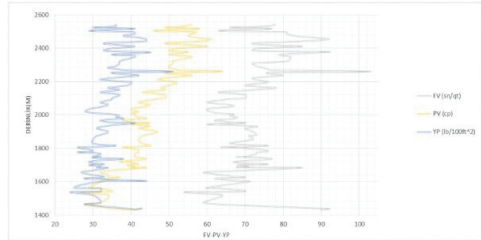
**Şekil 2. Derinlik - Çamur Ağırlığı**



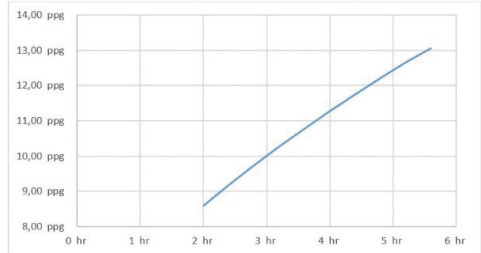
**Şekil 3. Derinlik - API Sıvı Kaybı**



**Şekil 4. Derinlik vs FV-PV-YP**



**Şekil 5. Çamur Ağırlığı - Hazırlama Zamanı**



**Tablo 1. STIFF-DRILL D Sondaj Sıvısı Sistemi**

Katkı Maddesi	İşlevi	Konsantrasyon (ppb)
GEOBEN NT	Viskozite yapıcı, Su kaybı kontrolü	10.0-20.0
REOPAC LV	Su kaybı kontrolü	2.0-6.
BORESTAB N	Kuyu stabilitesi, Su kaybı kontrolü	2.0-6.0
BORESTIFF G	Kuyu stabilitesi	2.0-6.0
REOZAN D	Viskozite yapıcı	0.25-1.0
GEOTHIN HT	Yüksek sıcaklık incelticisi	0.5-1.5
SLIDE G	Kuyu stabilitesi, yağlayıcı	2.0-6.0
HOTTROL NP	Yüksek sıcaklık su kaybı kontrolü	0.5-1.5
GEOCARB M	Kek köprü malzemesi	10.0-20.0
GEOBAR	Ağırlaştırıcı materyal	147-245
KOSTİK SODA	pH kontrolü	0.5
SODA KÜLÜ	Kalsiyum giderici	0.25

**Tablo 2. Serpantin Öncesi / Süresince Karşılaştırma**

	Serpantin Öncesi	Süresince Karşılaştırma
Metraj	~1350 m	~1300 m
Toplam	37 gün	70 gün
Sondaj	28 gün	41 gün
ST + WT + Reaming	2 gün	9 gün
Koruma borusu + Çimento	7 gün	6 gün
Takım sıkışması	-	4 gün

# Türkiye’de Jeotermal Enerji ve Geleceği

Abdurrahman Satman

İstanbul Teknik Üniversitesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, İstanbul



## ÖZ

Gelişmesini sürdürmek isteyen Türkiye için enerji gerekmektedir. Tükettiği enerjisinin %73’ünü ithal eden, yıllık enerji talebi %4-5 ve yıllık elektrik talebi %6-8 oranında artarken, Türkiye’de enerjinin arz-talep dengesinin kurulması en önemli konulardan ve dolayısıyla sorunlardan birisi olarak hükümetin ve doğal olarak hükümetin enerji politikalarından etkilenen vatandaşın gündemini işgal etmektedir.

Enerji arz-talep dengesinin kurulmasında geçerli politikanın temeli ise basit olarak; Türkiye’de enerji arz güvenliğini sağlamak ve bir başka deyişle enerji arzını artırırken talebi azaltmak olarak tanımlanabilir. Talebi azaltmanın yolu enerjinin verimli kullanılmasından ve tasarrufundan geçmektedir. Arzda dışa bağımlılığı bir gerçek olan ve bununla yaşamayı öğrenmesi gereken Türkiye için, arzın sağlanması yönünde yapabileceği yurtiçine yönelik en akılcı yaklaşım ise ülke enerji kaynaklarının mümkün olduğunca değerlendirilmesi olmalıdır.

Son yıllarda sektörün özel girişimcilere açılması sonrasında özellikle güneş, rüzgar ve jeotermal gibi yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelinin kapasite olarak devreye alınmasında oldukça önemli atılımlar ve gelişmeler gerçekleştirilmiştir.

Türkiye’nin jeotermal enerji kaynaklarının varlığı hakkında şüphe yoktur ve son yıllarda özellikle elektrik üretiminde kullanılan jeotermal santrallerin kapasite artışları da bunun en önemli kanıtıdır. Dünyada son 10 yıl içinde özellikle jeotermal elektrik kurulu güç kapasitesinin yıllık artışı ve yıllık sektör büyümesi söz konusu olduğunda, tüm dünya ülkeleri sıralamasında Türkiye başlarda gelmektedir. Mevcut kullanılan kapasitenin, Türkiye’de tahmini jeotermal potansiyelin küçük bir oranı olduğu ve sektörün büyümeye açık olduğu görülmektedir. Her ne kadar jeotermal enerjinin Türkiye’nin enerji arzında küçük bir orana sahip olacağı bilinmekle beraber, jeotermal sektörün büyümesi enerji kaynağının yerli katma değerle geliştirilmesinden ve enerjide dışa bağımlılığı azaltacağından dolayı önem taşımaktadır.

Bu bildiriye Türkiye’nin mevcut enerji durumu ve enerjide jeotermalin yeri değerlendirilmekte, dünya ve Türkiye’de kullanıma yönelik veriler ve bilgiler sunulmakta ve geleceğe yönelik öngörüler irdelenmektedir.

## ABSTRACT

As a developing country, Turkey needs energy. Energy and electricity demands in Turkey grow at rates of about 4-5% and 6-8% per year, respectively, while nearly 73% of energy demand is met by the imported fuels. The supply and demand balance has been an important issue and of concern for the government and thus for the citizen affected by the energy policy.

Basic principle for maintaining the balance between supply and demand simply is; to set the energy security as a first priority and then try to decrease the demand and increase the supply as possible. Energy efficiency and conservation are the main approaches to reduce the demand. In order to reduce dependence on imported energy the country needs energy diversification. This diversification could be obtained by adding renewable resources to energy supply portfolio. Moreover, in order to reduce the dependence the contribution of the domestic sources should be increased in the energy portfolio.

Due to the privatization moves in recent years, the growth of the installed capacities of the renewable domestic resources such as solar, wind and geothermal have been impressive.

Turkey is known to be rich in geothermal energy resource potential and this fact has been verified by the recent growth of installed capacities of geothermal power plants in Turkey. Turkey is one of the leading countries in the world as far as the growth of installed geothermal energy capacity in the last decade is concerned. The available capacity is still a small portion of the potential and the sector is open to further developments. Although geothermal energy remains as a small contributor to the power generation capacity of Turkey, Turkey needs to include geothermal resources in its energy supply portfolio.

In this study, the current state of energy and geothermal energy in particular in Turkey is discussed, and the relevant statistical data and developments are presented. The current issues of concern are outlined and finally future projections are given.

## 1. GİRİŞ

Hızla gelişmekte olan Türkiye için enerji gerekmektedir. Enerjisinin %73’ünü ithal etmekte olan ve enerjiye ödediği ve yaklaşık Türkiye dış ticaret açığının yarısına karşın gelen enerji ithalat faturasıyla Türkiye bir yığın enerji sorunlarıyla boğuşmaktadır ve haklı olarak enerji gündemdeki en önemli konulardan birisidir. Yıllık enerji

talebi %4-5, yıllık elektrik talebi ise % 7-8 oranında artmaktadır [1]- [4].

Dünyadaki endüstrileşmiş tüm ülkelerde olduğu gibi Türkiye de enerji ile yaşamakta ve gelişmektedir. Bizim için sorun çok basittir: Türkiye'yi dış kaynaklardan bağımsız kılabilecek yeterli yerli enerjimiz yoktur.

Enerji politikasının temeli, Türkiye'yi enerji güvenliği konusunda yeterli hale getirmek ve bu amaçla enerji arzını artırırken talebi azaltmak olarak basitçe tanımlanabilir. Talebi azaltmanın yolu enerjinin verimli kullanılmasından ve tasarruftan geçmektedir.

Türkiye tükettiği petrolün %93'ünü, doğalgazın %99'unu ve taşkömürünün %94'ünü ithal etmektedir. Son yıllarda en çok tüketilen enerji kaynakları arasında doğalgaz başı çekmektedir. Özellikle doğalgazın ikamesinde, Ukrayna'dan ve İran'dan gelen doğalgazın iletilmesinden kaynaklanan yaşadığımız geçtiğimiz yıllardaki sorunlar, Rusya'ya olan bağımlılık ve yeraltı doğal gaz depolama kapasitesindeki kısıtlar nedeniyle, sorun yaşanmaktadır. Elektrik açığını kapatmak, enerjide çeşitlilik yaratmak ve teknolojiye sahip olmak gibi nedenlerle ülkemizde nükleer santraller yapılmaktadır.

Enerji politikasının birincil amacı enerji arzını arttırmak ve enerji tasarrufunu teşvik etmek (ve dolayısıyla talebi kısmak) olmalıdır. Arzda sorun yaratan enerji kaynaklarına ve bu kaynakları sağlayan ülkelere daha az bağımlı olmak hedeflenmelidir.

Türkiye'nin enerji kaynaklarının arzını artırma iki ana grupta değerlendirilebilir: 1) birincil enerji tüketiminde %85-90 paya sahip ve fakat ithalata bağımlı petrol, doğalgaz ve kömür arzının artırılması, ve 2) arz edilebilecek yeni kaynakların geliştirilmesi. Arz kapsamında değerlendirilen ikinci grupta, arz artışı hedeflenen yeni enerji kaynakları bulunmaktadır. Hidroelektrik enerji, rüzgar-jeotermal-güneş-biyokütle gibi yenilenebilir enerji ve nükleer enerji kaynaklarının arzını arttırmak enerji politikasının hedefi olmak durumundadır.

Gelecekte enerji arzının güvenle sağlanabilmesinin en önemli gerekli koşullarından birisi de yatırımlardır. Yenilenebilir enerji projelerinin devreye alınması için yatırım gereklidir. Sözkonusu yatırımın kamudan karşılanması yerine, hükümetin söylemlerinden ve uygulamalarından anlaşıldığı gibi, özel sektörün devreye girmesi beklenmektedir. Özel sektör yatırımı için, şeffaf, rekabetçi ve liberal bir piyasa düzenine geçiş, özel sektörün önünü görebileceği bir karlı ve garantili ortamın oluşturulması gerekmektedir. Türkiye'nin yerli yatırımcıyı olduğu kadar yabancı yatırımcıyı da gözetken bir enerji ekonomisi sürdürmesi yadsınamaz bir gereksinimdir. Enerji sektörü riskli olduğu kadar büyük bütçeli olmak zorundadır. Finans sıkıntıları olan Türkiye için yabancı yatırımcılar ve

finans kaynakları enerji ekonomisinin ihmal edilmemesi gereken bileşenleridir.

## 2. TÜRKİYE'DE ENERJİ VE JEOTERMAL ENERJİ

Türkiye'de enerji durumunu değerlendirirken dünyadaki enerji durumundan bağımsız olarak düşünmek olası değildir. Bu bölümde önce dünyadaki durum ve daha sonra Türkiye'deki durum değerlendirilecektir.

### 2.1. Dünyada Enerji, Gerçekler ve Beklentiler

Dünya'da tüketilen enerji kaynaklarının dağılımı incelendiğinde Türkiye'dekine benzer bir görüntü vardır. 2012 yılında birincil enerji tüketimi, enerji tüketiminde yıllık artış ve fosil kaynaklara (petrol, doğalgaz ve kömür) bağımlılık dünyada 12.5 milyar ton toe (ton petrol enerjisi eşdeğeri), %2 ve %87 iken Türkiye'de 121 milyon ton toe, %5 ve %86 olarak gerçekleşmiştir.

Dünya enerji sektöründeki görünüm incelendiğinde aşağıda sıralanan gerçekler gündeme gelmektedir [5]- [7]:

v Sürdürülebilir enerji; güvenilir, yeterli, ucuz ve çevre dostu özellikleri taşıyan enerji olarak tanımlanır. v Özelliklerin tümü fosil yakıtlara bağlı mevcut enerji sistemimiz tarafından sağlanamamaktadır. v Gelişmekte olan ülkelerin daha fazla enerji gereksinimini ve gelişmiş ülkelerin sürdürülebilirlik hedeflerini sağlayan bir enerji sisteminin yaratılması gerekmektedir.

v Ülkeler için enerji artık "kendi kendine yeterli" tanımının dışındadır. Ülkelerarası ticaret esasır ve bu ticaretin güvenle yapılması gerekmektedir.

Dünya enerji politikası ve geleceğe yönelik beklentiler incelendiğinde 21. Yüzyılın ortalarına kadar petrol ve doğal gazın temel birincil enerji kaynakları olarak kalacakları belirdir. Fosil enerji kaynaklarından yenilenebilir (karbonsuz) enerji kaynaklarına geçiş süreci yaşanmaktadır. Sektöre büyük yatırımlar gerekmektedir. 2012-2035 döneminde birincil enerji talebi yıllık %1.5 artışla toplam %41 artacaktır. En hızlı büyüme tüm kaynaklar arasında yenilenebilirde, fosil yakıtlar arasında gazda (yıllık %1.9) görülecektir. Tüm gaz türleri arasında en hızlı yıllık büyüme, %6.5, şeyl gazda öngörülmektedir [5-7].

### 2.2. Türkiye'de Enerji

Türkiye'de birincil enerji tüketimi 2013 yılı içinde 120 milyon ton toe olarak gerçekleşmiştir. Şekil 1'de verilen yıllar içinde değişime bakıldığında 1970-2013 döneminde yıllık artışın %4.5 olduğu görülmektedir. Aynı eğilimin gelecekte de gerçekleşmesi durumunda 2030 yılında birincil enerji tüketiminin 2013'e göre 1.2 kat artışla 265 milyon ton toe'ye ulaşması beklenmektedir.

Türkiye’de enerji talebinin artmasının nedenleri:

v Nüfus artışı

v Hayatı kolaylaştıran fakat ek enerji talep eden yeni teknolojiler ve tüketici ürünlerinin artması (hayat standartını yükseltme çabaları)

v Şehirleşme

v Sanayileşme olarak sıralanabilir.

Birincil enerji tüketiminde en yüksek payı olan fosil enerji kaynakları söz konusu olduğunda Türkiye rezerv itibariyle fakir, kişi başına üretim ve tüketim itibariyle dünya ortalamasına yakın değerlere sahiptir. Son yıllarda enerji tüketiminin yaklaşık %73 oranında ithalata bağımlı olduğu bir gerçektir. 2013 yılında tüketilen petrolün %93’ü, doğalgazın %99’u ve taşkömürünün %94’ü ithal edilmiştir.

Yerli enerji üretimi 2013 yılında 31.9 milyon ton toe olarak gerçekleşmiştir. Yerli üretimin kaynaklara göre dağılımı Çizelge 1’de gösterilmektedir. Yerli enerji üretiminde jeotermal (elektrik ve ısı olarak) payı son yıllarda artmaktadır ve 2013 yılında yerli kaynaklar arasında sıralamada dördüncüdür. Jeotermal, rüzgar, güneş ve biyoyakıt olarak yenilenebilir enerjinin yerli üretimde payı %13 olarak gerçekleşmiştir.

### 2.3. Türkiye’de Jeotermal Enerji

Dünya ve Türkiye için yenilenebilir enerjide ve jeotermalde kurulu güçlerin karşılaştırılması Çizelge 2’de gösterilmektedir. Çizelge 3’te ise Türkiye’nin dünya jeotermal kurulu gücündeki payı yıllar itibariyle verilmektedir. Tüm yenilenebilir enerji kaynakları içinde jeotermalin yeri yadsınmaz şekilde büyük olduğu kadar son yıllarda gittikçe artmaktadır. Her iki çizelgedeki rakamlar ve karşılaştırma Türkiye’de jeotermal sektöründe gelişmeleri istatistiksel olarak kanıtlamaktadır.

Jeotermal enerji doğrudan ısı olarak mekan ısıtmada, termal turizmde, sera ısıtmada ve ısı pompası sektöründe kullanılırken, dolaylı olarak elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Şekil 2’de doğrudan kullanım ve güç kapasitelerinin yıllar içinde değişimi karşılaştırmalı olarak gösterilmektedir. Dikkat edilirse, güç kurulu kapasitesindeki gelişme doğrudan kullanım kapasitesindeki gelişmeye göre özellikle 2005-2014 döneminde çok daha hızlı ve daha yüksek oranda gerçekleşmiştir.

2000-2013 döneminde jeotermal doğrudan kullanım kurulu kapasitesi %230 artmıştır. Mevcut kurulu kapasitenin (2705 MWt) %44’ü mekan ısıtmada, %32’si termal turizmde, %23’ü sera ısıtmasında ve %1’i ise ısı pompası kullanımındadır [8].

Türkiye’de jeotermal elektrik üretim (güç) kurulu kapasitesi 2005-2014 döneminde 22 kat artmış ve 2014 içinde 410 MWe kurulu kapasiteye ulaşılmıştır.

Tüm jeotermal santraller özel şirketler tarafından işletilmektedir.

Türkiye’de jeotermal enerji potansiyeli konusunda bilimsel çalışmalardan en önemlisi Başel vd. [9] tarafından gerçekleştirilmiştir. 2013 yılında yapılan bu çalışmada Türkiye’de bilinen 135 hidrotermal saha Monte Carlo simülasyon yöntemi kullanılarak incelenmiş, olasılıklı yöntemle potansiyel belirlenmiştir. Sıcaklığı 100 oC’den yüksek 38 saha için güç üretim potansiyeli olarak minimum (P10) 1673 ve maksimum (P90) 3140 MWe değerleri bulunmuştur. Diğer taraftan sıcaklığı 100 oC’den küçük 97 saha için doğrudan kullanım potansiyeli olarak minimum 5 600 ve maksimum 11 400 MWT değerleri elde edilmiştir. Son olarak 135 saha için toplam ısı potansiyel çalışması yapılmış, minimum 38.2 ve maksimum 68.4 GWt değerlerine ulaşılmıştır. Türkiye’nin değişik coğrafik yerlerinde (çoğunluğu Batı Anadolu’da) olan 290 jeotermal alan için tanımlanmış ısı kapasite 10 576 MWt olarak hesaplanmıştır. Türkiye’nin jeotermal potansiyeli olarak, ETKB dahil birçok resmi kurumlarca verilen 31 500 MW değeri yerine burada verilen potansiyel değerlerin kullanılması kanımızca daha doğru olacaktır.

Kaynak [9]’da verilen potansiyel değerleri 2013 yılı içinde bilinen sahalar ve veriler için elde edilmiştir. Doğal olarak 2013 yılı sonrası keşfedilen ve henüz keşfedilmemiş sahalardan gelecek katkılar, yeraltı ısı pompalarının yaygınlaşması ve EGS (Geliştirilmiş Jeotermal Sistemler) uygulamaları yukarıda verilen potansiyel değerlerini artıracaktır.

Şekil 3’te Türkiye’de doğrudan kullanım kurulu kapasitesinde gelişme beklentisi gösterilmektedir. Halen 2705 MWt olan kurulu güç kapasitesinin 2000-2013 dönemindeki gelişmesi yarıllog grafiğinde incelendiğinde yıllar içinde gelişmenin, eğri çakıştırma yöntemiyle bulunan doğrusal eğilime uygun olarak, hemen hemen mükemmel sayılabilecek bir eğilim gösterdiği anlaşılmaktadır. Aynı gelişme eğilimin sürmesi durumunda tahmini kapasitenin 2020 yılında 4500 MWt’e ulaşması öngörülmektedir. Kaynak 9’da verilen 5 600 MWt’lık minimum potansiyele, önemli gelişmeler olmazsa, 2020 yılı sonrasında ulaşılabilecektir.

Şekil 4’te ise jeotermal güç kurulu kapasitesinde gelişme beklentisi gösterilmektedir. 2014 yılı içinde 410 MWe olan kurulu güç kapasitesinin 2005-2014 dönemindeki gelişmesi yarıllog grafiğinde incelendiğinde yıllar içinde gelişmenin doğrusal olduğu ve mükemmel bir eğilim gösterdiği anlaşılmaktadır. Aynı gelişme eğilimin sürmesi durumunda tahmini kapasitenin 2019 yılı içerisinde Kaynak 9’da belirtilen minimum potansiyel olan 1 673 MWe’ya ulaşması öngörülmektedir. Ancak kanımızca bu oldukça iyimsir bir tahmin olacaktır. 2006-2014 dönemindeki güç kurulu kapasitesindeki artış hızı gerçekte çok yüksek olmuştur. Türkiye’de bilinen büyük ölçekli sahalarda işletmelerin yavaş yavaş olgunluk düzeyine eriştiği tahmin edilmektedir. Yüksek sıcaklıklı yeni ve Germencik, Kızıldere, Salavatlı gibi

büyük ölçekte jeotermal sahalar keşfedilmedikçe aynı gelişme hızını gelecekte beklemek iyimserlik olur diye düşünmekteyiz.

Çizelge 4'te Türkiye'de jeotermal enerji kapasite ve potansiyel değerleri karşılaştırmalı olarak birlikte gösterilmektedir. Halen 2 705 MWt doğrudan kullanım ve 410 MWe güç kurulu kapasitesi vardır. Potansiyellerin minimum ve maksimum değerleri kullanıldığında, kurulu kapasite-potansiyel oranları doğrudan kullanımda % 25-50, ve elektrik üretiminde %13-25 oranındadır. Dolayısıyla Türkiye'de jeotermal sektöründe önümüzdeki yıllarda büyüme hızının sürmesi beklenmelidir.

### 3. TARTIŞMA

Jeotermal projelerin özellikleri ve başarı için gerekenler, jeotermal santral projelerinin tasarlanmasında gerekli çalışmalar, sahada işletim sırasında izlenmesi ve kaydedilmesi gerekli parametreler, arama, geliştirme ve işletme için uygun stratejiler, genel başlıklar altında, Kaynak [3]'te ayrıntılı olarak değerlendirilmektedir.

Jeotermal sektöründe Türkiye'de hızlı bir büyüme görülmektedir. Saha ruhsat ihaleleriyle sektörde geliştirilmenin başlamasıyla birlikte, başlangıçtaki arama ağırlıklı çalışmaların sonrasında günümüzde gelişmelerle jeotermal sektörü saha geliştirme, yeni santralların işletmeye alınması faaliyetleriyle, saha işletme kapsamında bir öğrenme ve olgunlaşma süreci içine girme eğilimindedir.

Geçen süreç içinde saha geliştirme, üretim ve rezervuar mühendisliği faaliyetleri değerlendirildiğinde, aşağıdaki gözlemler ve gerçekler dikkat çekmektedir. Bunlar:

- 1) Jeotermal projelerin yürütülmesi için yeterince deneyimli uzman/personel bulmakta güçlük çekilmektedir.
- 2) Türkiye'de jeotermal sahalardan üretilen akışkanda karbondioksit (CO2) varlığı bilinen bir gerçektir. Bu nedenle kabuklaşma-korozyon-rezervuar performans modelleme konularında CO2 etkisi önemle değerlendirilmelidir.
- 3) Üretim-enjeksiyon ve gözlem kuyularında yapılan debi, basınç ve sıcaklık testlerinde ve ölçümlerinde yeteri kadar süreli, dengelenmiş ve uzun dönemli kayıtların tutulması dikkate alınmalıdır.
- 4) Her saha için en azından bir gözlem kuyusu olmalı ve özellikle zamana bağlı basınç (veya kuyucu seviye) ölçümlerinin yapılması gerekmektedir.
- 5) Her proje kendi özelliklerine sahiptir. Dolayısıyla sahaları ayrı ayrı özellikleriyle tekil olarak değerlendirmek gerekmektedir.
- 6) Yeni kuyular delindiğinde ve yeni üretim/enjeksiyon verileri alındığında kavramsal modelin ve modelleme çalışmalarının güncellenmesi gerekmektedir.

Enerji kaynaklarının kullanıldığı projelerde belirli

riskler vardır. Genel olarak değerlendirildiğinde jeotermal geliştirmede riskler aşağıda sıralanmaktadır:

1) Jeotermal geliştirme maliyetinde oynamalar: Sondaj derinliği (derin kuyuların maliyeti artar), ve santral türü (iki-devirli santrallar buhar ayırıcımalı santrallardan kurulu kW gücü bazında daha pahalıdır).

2) Toplam geliştirme maliyetinin yaklaşık yarısı olan kuyu delme ve saha geliştirme maliyetlerinin güç üretiminden sağlanan gelirlerden çok daha önce gerçekleştiriliyor olması.

3) Projenin ilk aşamalarında kaynakla ilgili belirsizlikleri oluşturan riskler: Kaynak büyüklüğü ve sıcaklığı, ortalama kuyu verimliliği, sondaj maliyeti, sondaj başarı oranı, uzun-dönemli rezervuar davranışı, proje ömrü boyunca kaynak tükenirken gerekli ek yeni kuyu maliyetleri ve sayısı, en iyi üretim/enjeksiyon programı (kuyuların derinlik ve yerleşimlerinin optimizasyonu), komşu işleticilerin üretiminden kaynaklanan basınç azalımı ve soğuma, akışkan kimyası sorunları (korozyon, kabuklaşma, yüksek yoğunlaşma-gaz (CO2) oranları).

Her ne kadar ülkemizde bazı jeotermal saha projelerinin başarıyla sürdürüldüğü gözlenmekte ise de, hızla büyüyen sektöre genelde bakıldığında, işletimle ilgili bazı sorunlar vardır. Türkiye'de jeotermal rezervuarların işletilmesinde karşılaşılan sorunlar arasında, üretim ve rezervuar mühendisliği açısından başlıcaları aşağıda sıralanmaktadır:

- Projelerde üretim ve rezervuar mühendisliği konuları, rezervuar modelleme çalışmaları, tekrar-basma (reenjeksiyon) uygulamaları, sahaların izlenmesi programları ihmal edilmektedir,
- Tasarım, yeraltındaki jeotermal rezervuarın üretilirliğine ve sürdürülebilirliğine bağlı olarak yapılmalıdır,
- Rezervuarın ne kadar ısı içerdiği bilinmeden, bu ısının ne kadar üretileceği ve ne kadar bir süre işletilebileceği belirlenmeden sahanın işletilmesi doğru bir yaklaşım değildir.

Arama ve sondaj aşamalarından üretim ve saha geliştirmeye yönelik geçişin önümüzdeki yakın gelecekte gerçekleştirileceği gözönüne alındığında, beklenen sorunları:

- Aynı sahada birden fazla işletmenin yaratacağı sorunlar
- Enerji yetersizliği (basınç azalması /soğuma)
- İzleme ve gözlem eksiklikleri
- Denetim eksikliği
- Deneyimli personel eksikliği olarak sıralamak olasıdır.

Doğal olarak sıralanan sorunların çözümünde sahaları işleten kurumlara, yerel yönetimlere, denetleyici olması gereken kurumlara sorumluluklar yüklenmektedir. Uygun yasal altyapı düzeninin de oluşturulmasıyla birlikte, gittikçe bilinçlenen ve deneyim kazanan sektörün bir öğrenme süreci yaşamakta olduğu belirgindir. Yukarıda sıralanan sorunlara çözümler



üretilmesi kolay olmayacak gibi görünmektedir.

Sektörün bir başka bileşeni olan üniversiteler sektördeki gelişmeleri izleyici değil katkı sağlayıcı olmak durumundadırlar. Doğal olarak üniversitelerin en önemli katkıları endüstrinin gelecekteki liderlerini çekmek ve eğitmek olacaktır. Ancak eğitimin yanısıra jeotermal enerji endüstrisinin sorunlarına çözüm üretmek ve endüstriye yardımcı olmak için yapılandırılmalıdır.

Bu kapsamda İstanbul Teknik Üniversitesi, Kaynak 9'daki gibi Türkiye'nin jeotermal potansiyeli ve tanımlanmış kapasite çalışmaları, TESKON kapsamında gerçekleştirilen jeotermal seminerlerine olan katkıları, sahaların üretim ve rezervuar performanslarının değerlendirilmesine yönelik proje çalışmaları, ilgili yer bilimlileri uzmanlarıyla birlikte oluşturduğu İTÜ Jeotermal Araştırma Çalışma Grubu ve sektöre açık eğitim kursları ile bilimsel yönde jeotermal sektörünün sağlıklı gelişmesine ve büyümesine yardımcı olmaktadır

## SONUÇ

Modern yaşamın merkezinde enerji yer almaktadır. Enerjinin jeopolitik, ekonomik ve teknolojik konuları hepimizi ilgilendirmekte ve günlük yaşamımızı meşgul etmektedir. 21. yüzyıl, geleneksel (alışlagelmiş) petrol, doğalgaz ve kömür enerji kaynaklarından alışlagelmemiş kaynaklara (bugünlerde güncel olan şeyl gazı ve petrol şeyli gibi), yenilenebilir enerji kaynaklarına ve belki de hidrojen yakıt pillerine geçişin yüzüylü olacak şekilde görünmektedir.

Bu bağlamda, Türkiye'de enerjide sürdürülebilirlik sağlanırken ve dışa bağımlılığının azaltılması için, öncelikle doğru politikaların ve uzun vadeli stratejilerin saptanması, bu stratejilerde bilimsel yaklaşımlara dayanan bilinçli, kararlı; ekonomi, çevre ve dış politika gibi konuların çıkarlarını gözetken bir yöntemin izlenmesi gerekmektedir.

Türkiye yenilenebilir enerji kaynaklarından olan jeotermal enerjide, potansiyeli itibarıyla, şanslı ve zengin sayılabilecek bir ülkedir. Jeotermal enerji sektöründe özelleştirme ve özel kuruluşların sektöre girişıyla son yıllarda hızlı gelişmeler yaşanmaktadır. Özellikle jeotermalden elektrik üretimi kurulu kapasitesi dünyada önder olabilecek bir hızda gelişmekte ve büyümektedir.

Türkiye'de jeotermal enerji sektöründe, ağırlıklı olarak hidrotermal sahalarından enerji üretimi yöntemi kullanılmaktadır. Jeotermal enerjinin geleceğe yönelik politika ve stratejilerinde daha teknoloji yoğun kullanım yöntemleri olan, jeotermal ısı pompası, yeraltında ısı depolaması ve EGS uygulamalarının Türkiye'de kullanımının teşviki gerekmektedir. Türkiye koşullarına uygun projelerin ve gerekli altyapı sağlayacak bilimsel ve teknolojik çalışmaların desteklenmesi ve uzun dönemli enerji politika ve stratejilerinde sözkonusu projelerin ve çalışmaların yer almaları planlanmalıdır.

## KAYNAKLAR

- [1] ETKB, "2013 Yılı Genel Enerji Denge Tablosu", Ankara, 2014.
- [2] ETKB Strateji Geliştirme Başkanlığı, "Dünya ve Ülkemiz Enerji ve Tabii Kaynaklar Görünümü", Ankara, 2014.
- [3] SATMAN, A., "Dünyada ve Türkiye'de Jeotermal Enerji", TESKON2013, 11. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi, 17-20 Nisan 2013, İzmir.
- [4] MMO, "Türkiye'nin Enerji Görünümü", MMO/616, TMMOB Makina Mühendisleri Odası, Haziran 2014.
- [5] IEA, "World Energy Outlook 2014", International Energy Agency, London, 2014.
- [6] BP, "BP Energy Outlook 2035", London, 2014.
- [7] IEA, "Energy Policy Highlights", OECD/IEA, Paris, 2013.
- [8] PARLAKTUNA, M., MERTOĞLU, O., ŞİMŞEK, Ş., PAKSOY, H., BASARIR, N., "Geothermal Country Update of Turkey (2010-2013)", European Geothermal Congress 2013, Pisa, Italy, 3-7 June 2013.
- [9] KORKMAZ, E.D., SERPEN, U., SATMAN, A., "Geothermal Boom in Turkey: Growth in Identified Capacities and Potentials", Renewable Energy, 68, 314-325, 2014.

Çizelge 1. Kaynaklara göre yerli enerji üretimi.

	Kömür	Hidrolik	Öden Hayvan Şişirici Atık	Jeotermal (Elek. + Isı)	Petrol	Güneş Biyo-yakıt	Rüzgar	Asfaltır	Doğal Gaz	Toplam
Orjinal Birim	60 M ton	59.10 <sup>6</sup> kWh	12.3 M ton	1.36.10 <sup>6</sup> kWh+2705 MW.	2.4 M ton	...	7.6x10 <sup>6</sup> kWh	0.9 M ton	537 M Sm <sup>3</sup>	
M Toe*	15.0	5.1	4.3	2.64	2.5	0.85	0.65	0.49	0.44	31.9
%	47.0	16.0	13.5	8.3	7.8	2.7	2.0	1.5	1.4	100.0

\* M. Toe : Milyon Ton Enerji Eşdeğeri Petrol

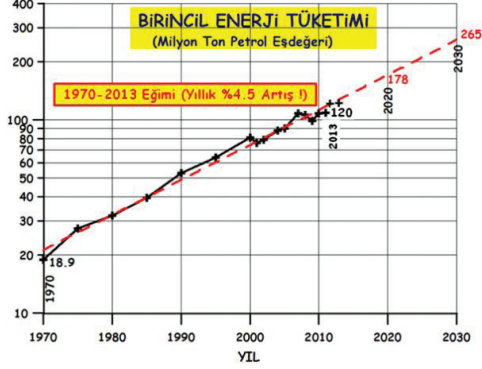
Çizelge 2. Yenilenebilir enerjide Dünya-Türkiye kurulu güçlerinin karşılaştırılması.

Teknoloji	Dünya Kurulu Kapasite 2014 (GW <sub>e</sub> )	Türkiye Kurulu Kapasite 2014 (MW <sub>e</sub> )	Türkiye/Dünya Oranı, %
Rüzgar	318	3424	1.1
Güneş PV	139	120	0.9
Jeotermal	12.0	410	3.4

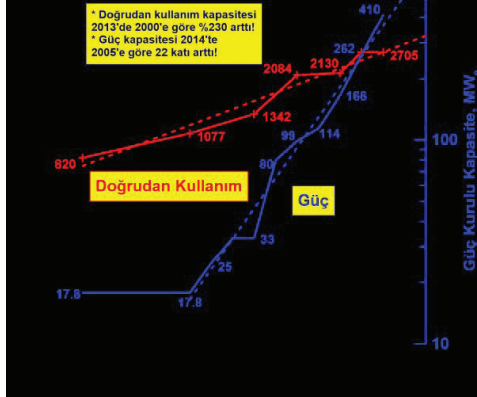
Çizelge 4. Türkiye'de jeotermal enerji için kapasite ve potansiyel büyüklükleri.

Doğrudan Kullanım Kurulu Kapasitesi	2 705 MW <sub>e</sub>
Elektrik Kurulu Kapasite	410 MW <sub>e</sub> (~8200MW <sub>e</sub> )
Kullanılan Toplam Jeotermal Kapasite	~ 10 900 MW <sub>e</sub>
Tanımlanmış Kapasite (290 alan)	10 576 MW <sub>e</sub>
Elektrik Potansiyeli (38 saha, T>100 °C, T <sub>ref</sub> :100 °C) (Başel vd., 2013)	min: 1 673 MW <sub>e</sub> max: 3 140 MW <sub>e</sub>
Isıl Potansiyel (97 saha, T>100 °C, T <sub>ref</sub> :15 °C) (Başel vd., 2013)	min: 5 600 MW <sub>e</sub> max: 11 400 MW <sub>e</sub>

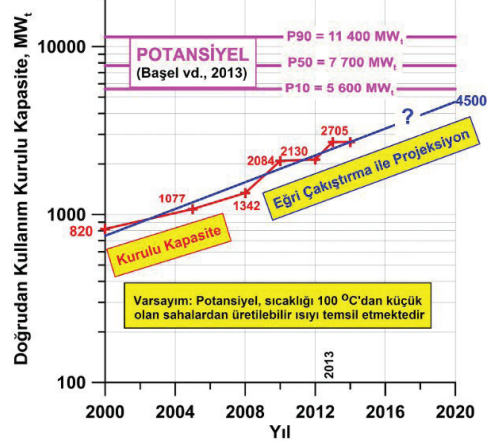
Şekil 1. Birincil enerji tüketiminin yıllar içinde değişimi.



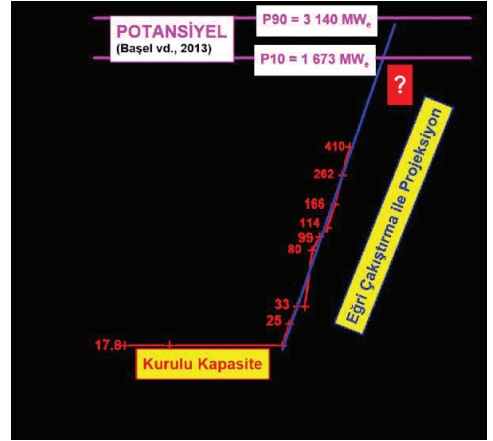
Şekil 2. Jeotermal doğrudan kullanım ve güç kurulu kapasitesinin yıllar içinde değişimi.



Şekil 3. Doğrudan kullanım kurulu kapasitesinde gelişme beklentisi.



Şekil 4. Jeotermal güç kurulu kapasitesinde gelişme beklentisi.



**Çizelge 3. Türkiye'nin dünya jeotermal kurulu gücündeki payı.**

	Yıllar	Türkiye	Dünya	Türkiye/Dünya, %
Kurulu Jeotermal Elektrik Gücü, MWe	2000	17.8	7972	0.2
Kurulu Jeotermal Elektrik Gücü, MWe	2005	17.8	8933	0.2
Kurulu Jeotermal Elektrik Gücü, MWe	2006	25	9000	0.3
Kurulu Jeotermal Elektrik Gücü, MWe	2010	99	10 715	0.9
Kurulu Jeotermal Elektrik Gücü, MWe	2014	410	12 bin	3.4

# Function, Construction and Limitations of Electrical Submersible Pumps in Geothermal Applications



**Cansu Afsar, Aad Castricum**

Baker Hughes

## ABSTRACT

The use of geothermal energy has significantly increased during the last decades and it will be growing as a result of never ending energy demand and government incentive on sustainable energy. Geothermal power plants generate electricity for commercial and residential use by using naturally occurring hot water or steam produced from geothermal reservoirs to drive the power plant turbines.

In a geothermal application, pumping is mostly required to get the hot brine from reservoir to the surface by generating a pressure or increasing the existing fluid pressure. In order to achieve an efficient, cost-effective solution that speeds up the development and value of the geothermal assets, accurate design and selection of pumping unit play an important role at the beginning of the project.

There are two common technologies that are widely used in a geothermal renewable energy projects and most commonly known is the line shaft pump. However, it has limited water production as well as depth setting restriction due to the requirement of constant lubrication of the shaft string which can contaminate the reservoir. Unlike a line shaft pump, Electrical Submersible Pumps (ESP) are designed for high temperatures and additionally, ESP systems do not require lubrication fluid pumped into the well – a significant environmental and operating cost advantage. ESP systems also eliminate the need for ancillary pumps, improve efficiency since there is no line shaft drag and can be installed in deviated wellbores.

A typical ESP system consists of surface power equipment that involves a variable frequency controller (VSC), a step up transformer, a junction box and cabling up to the wellhead, electric power cable, electric motor, seal section and a multi-stage centrifugal pump. A gas separator is not typically used in a water (geothermal) application. A downhole pressure and temperature sensor is connected to the electrical motor and uses the power cable to transmit the data to surface. Baker Hughes XP high temperature production systems have been operating in geothermal projects around the world for more than 25 years. Baker Hughes has developed an unmatched family of ESP systems for high to extreme temperature applications and continues to push the temperature barrier with unparalleled research and development programs, aimed at extending ESP operations to 250°C (480°F).

Today Baker Hughes XP production systems are

operating in a variety of applications, including:

- Geothermal power plants in water temperatures up to 360°F (180°C): First install in 2001
- Over 50 geothermal wells in Europe, one system produces energy sufficient to heat 10,000 homes

**Limitations of ESPs in Geothermal Applications**  
The limitation of an ESP in the geothermal industry is determined by providing high horse power and maximum operating temperature limits of the ESP components. High operating temperatures will reduce the overall run life of the components significantly. The operating temperature of the ESP system is a combination of the head/flow requirement (the pump required power demand) and the temperature of the geothermal water in which the motor is operating in. There should be sufficient velocity of the fluid at the motor housing for proper cooling, which depends on the amount of fluid produced and the casing versus motor diameter. A motor operating temperature of 200°C is currently considered as a maximum temperature limit. For higher operating temperatures extreme high temperature ESP technology will be required which is not available for geothermal applications yet. Key challenges in designing an ESP system are high reliability, corrosion control, control of scale build up, erosion (sand or sediments) and possible H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub>.

## Head-Flow requirements

A good indicator of reservoir energies is the difference in static and pumping water levels. The reservoir energy is formulated as the well productivity index or PI value of a well. A high PI indicates that the well will produce a large quantity of fluid with relatively low pressure drop. A low PI indicates that the well produces a relatively smaller quantity of fluid with large pressure drop. This Productivity index value or inflow to the pump indicates the amount of energy that is required to pull the fluid out of the well. Additionally, we have to deal with tubing friction loss and the surface tubing pressure required to push the fluid through the surface heat exchangers and piping.

## Corrosion control

Corrosion has always been an issue in both oil and geothermal industry from day one. This could be caused by many things like the introduction of oxygen in the fluid or pH changes of the fluid. H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> and chlorides in combination with the temperature do effect materials differently and require different corrosion resistant materials. Baker Hughes has a lot of experience with corrosion handling and believes to have the equipment

to cope with most types of corrosion as of today.

### Scale control

Questions regarding fluid chemistry must be asked. Certain combinations of CO<sub>2</sub>, HCO<sub>3</sub> (bi-carbonate), and pH will result in scale build up. This scale forming can be accelerated by changes in pressure and heat. Scale buildup could cause the loss of lubrication of the bearings with a dramatic increase in temperature in the pump which could result in component failures or pump lock-up.

### Erosion

The amount of produced abrasives will have great impact on erosion. Fluid velocities around the motor, seal section, and pump should be limited to minimize erosion but enough to provide effective, uniform cooling of the motor. Casing diameter sizes versus ESP diameter should be checked to calculate fluid velocities around ESP. The NPSHR (Net Positive Suction Head Required) is the minimum intake pressure that a pump requires, to avoid vaporizing of the fluid in the pump. Pressure at the pump inlet below the NPSHR will result in cavitation erosion. If gas is available in the fluid, the pump intake pressure should be kept above bubble point to avoid gas break out in the pump. This will cause vibration which will be transferred to mechanical seals and motor components and can cause premature failures. To reduce the effects of corrosion, scale build up and erosion, Baker Hughes offers stage coatings for harsh environment conditions, like a fluoropolymer and a nickel boride coating. A corrosion resistant coating can be applied on equipment housings. Baker Hughes ESP System for Geothermal Applications

The Baker Hughes high temperature, high volume ESP system uses Vanguard technology in the motor. This design features an advanced high-strength shaft with proprietary materials to enhance run-life in high-horsepower applications. These motors also feature extreme high-load thrust bearings, as well as an advanced hardened rotor bearing system providing outstanding run-life performance, especially in harsh conditions.

Baker Hughes has introduced the industry's highest horsepower electrical submersible pumping (ESP) system, which dramatically expands the ESP operation envelope in critical wells. The Baker Hughes Xtreme Performance (XP™) series high horsepower ESP system is designed to address your most critical applications where runlife, reliability, performance, and risk management are top priorities.

The XP high horsepower ESP system consists of our new 880 series motor, medium voltage variable speed drive (VSD), 875 seal, Baker Hughes Tri-Lead™ pothead, and high flow rate, high efficiency submersible pump. We designed and manufactured the entire system so

that every component connects and operates together seamlessly. This unified approach eliminates any equipment compatibility issues for you and results in tight quality control and reliable performance.

Our new 880 motor is the first ESP motor capable of 2,800 hp. The extra power makes this motor the most effective solution for longer offshore step-outs, municipal water, and mine dewatering applications and high temperature geothermal application requiring high flow rates.

The 880 motor is shorter and lighter than other lower horsepower models and operates at a higher voltage (6-7kV) than the other model motors. The motor's reliability and long run life will also reduce risk in your critical wells. Our patented Tri-Lead pothead is the first of its kind and was developed exclusively for the 880 motor. Unlike traditional plug-in or tape-in potheads, each phase's conductor is separated and individually plugged-in. This results in more reliable electrical connections under the most extreme downhole conditions. The pothead handles the 7 kV, a higher voltage required for the motor that enables longer step-outs in subsea applications.

Baker Hughes started development in Celle, Germany in 2009 for designing and testing higher volumetric pump systems required for the geothermal industry and with the second phase focusing on increased reliability for pump systems for the aggressive and highly saline water conditions.

Baker Hughes is continuously making improvements to the electrical submersible pump systems that will improve their performance in geothermal applications.

# Utilizing Coiled Tubing to Effectively Remove Calcium Carbonate Scaling through Selective Acidizing in Kizildere Field



**Ceylan Name Gürses**

Viking International Limited, Ankara, Turkey

---

## **ABSTRACT**

Geothermal reservoirs are known to be one of the cleanest energy sources in the world. However, production rates at the Kizildere Field had been significantly reduced by the accumulation of chemical compounds such as Calcium Carbonate. Kizildere Field is on trend with a major fault along the northern boundary of Büyük Menderes Graben. Along this major fault trend, it is very common to find calcium carbonate build up, primarily due to the highly movable hard water aquifer. Because of improved safety and greater operating efficiency, coiled tubing operations have served a variety of applications for geothermal producers in Turkey. This paper presents a selective acid stimulation on a geothermal well in Kizildere Field, as well as the time breakdown for most operational aspects. KD-42 has been selected for this study, per its physical complexities, which were encountered throughout the operations. With the help of running several types of models «tubing forces, hydraulics and solids clean-out», we were able to prepare procedures to stimulate a successful operation running data realtime. In addition, all the chemicals and amounts have been chosen carefully according to the temperature and time limits by using operational experiences and lab tests. Production rates were conducted by customer, in which the results were increased up to 400%.

# Production Enhancement with cleaning and acidizing by Coil Tubing Unit in Alaşehir Geothermal Field



**Emrah Gürel**

Türkerler Jeotermal Enerji Arama ve Üretim A.Ş

## ABSTRACT

“Alaşehir geothermal field located in Alaşehir Graben, West Anatolia – Turkey is the current target for geothermal field development. Several wells drilled in Alaşehir geothermal reservoir were below expectations. Static and dynamic pressure – temperature, pressure transient tests and a short term flow test were conducted to characterize the problem and to characterize the initial state of the permeable zones. It was observed that several of these wells had debris at the bottom of the well blocking permeable zones resulting in low injectivity indices obtained from the analyses of multi rate injectivity and pressure transient tests (Akin et al, 2014).” Since Alaşehir geothermal wells suffer from both drill cutting deposition at the bottom of the wells and mud damage, cleaning and acidizing operations are implemented. Generally, cleaning and acidizing operations can be performed using workover rigs in geothermal fields of Turkey such as Aydın, Denizli. However, Alaşehir geothermal wells are pressurized comparing with other fields. In addition to these workover challenges, there are some challenges occurred during drilling operations. Although Aydın and Denizli geothermal can be killed with water, it is not possible for Alaşehir wells. It can be explained that Alaşehir Geothermal field is new operation place, in other words; it is a blind field. Consideration of these difficulties turns to directions new search how to perform safely cleaning and acidizing operations. At that point, coil tubing unit (CTU) usage has been promised. When comparison is done between usage of CTU and workover rigs, it is seen that using CTU has more advantages. The advantages are quick mobilization unlike rigs, the speed of CTU during run in hole and pull out of hole that helps time saving in operations. Also, CTU enables to perform operations safely while well is flowing. In addition, unlike workover rigs, CTU allow to acidize desired intervals that are most likely fractured zones. Therefore, CTU is preferred to perform cleaning and acidizing operations. In all operations first fill cleanout operation carries out to move the solids to surface. A tool, spin cat, that provides radial flowing nozzle with high pressure helps to optimize the transport of fill deposits out of the wells. Initially, run in hole with CT to the top of the fills constitutes the first step. Since wells are flowing naturally with reservoir pressure, it is easy to transport solids out of well. This operation is performed twice by run in hole until it is certain that there is no cutting, which is tagging of coil is not observed. After well is cleaned, spin cat is changed with acid nozzle to perform acidizing. % 15 – 18 HCl is used for acidizing. Actually, it is important to cool down the well before acidizing operations because high temperature accelerates the

reaction and this cannot allow acid to penetrate more than desired. Due to that reason, water is pumped around two times of well capacity. Then, 130 – 150 bbl HCl is pumped and displaced with 200-300 bbl water. Acidizing operations are performed twice or more considering most probable fractured zones based on well test data.

After acidizing operation is finished, mobilization of other well is started and takes around 6 hours. It is enough time that acid reaction in fracture is completed. Then, well is let it flow to monitor changes in production parameters. As a result of all operations, it is seen that the cleaning and acid stimulation improved the permeability significantly, resulting in production increases more than twice of the initial values in some wells. However, production increment is low and sharp pressure increment observed during cooling reservoir in some wells where there was no loss occurred during drilling operations and acidizing intervals selected based on drilling cuttings that might be possible fractured zones observing fault samples such as calcite and chalky. It is concluded that cleaning and acidizing operations should be performed after all well test data obtained to avoid such cases. In this study, production enhancement with cleaning and acidizing by Coil Tubing Unit in Alaşehir Geothermal Field is going to be examined. Outline of presentation consists of five parts. They are introduction of Alaşehir Field, why CTU is preferred for this operation, one case study that includes complete cleaning and acidizing operation steps, production increment analysis after operation and results.

# Paralel Çatlaklı Jeotermal Rezervuarlarda Gelişen Isı Transferinin Yeni Analitik Modelleri



İbrahim Kocabaş<sup>1</sup>, Mahmut Bülbül<sup>2</sup>

<sup>1</sup>İzmir Katip Çelebi Üniversitesi

<sup>2</sup>Batman Üniversitesi

## ABSTRACT

Bu çalışmada jeotermal rezervuarlardan üretilen sıcak su ve buharın ısısı alındıktan sonra jeotermal rezervuarlara geri basılması sırasında gelişen veya sıcak susuz jeotermal alanlarda ısıl kurtarım için soğuk su enjeksiyonu sırasında gelişen ısı transferi modellerinin yeni analitik çözümleri sunulmuştur.

Gözenekli ortamda akış ve taşınmanın modellenmesi pratik veya teorik alanda çözülmesi gereken önemli bir problemidir. Çünkü bu modeller petrol, doğal gaz, yeraltısuyu ve jeotermal rezervuarlarda izleyici, çözültü ve ısı taşınmasının anlaşılması ve yorumlanmasında kullanılırlar. Bu çalışmada geliştirilen model jeotermal rezervuarlarda geri basım operasyonlarının tasarım ve tahmininde kullanılabilir.

Gözenekli ortamda akış ve taşınma üzerine geçmişten günümüze kadar basitten karmaşığa doğru değişik kavramsal jeolojik modeller geliştirilmiş ve bu modellerde yine basitten karmaşığa doğru akış ve taşınım yaklaşımları kullanılmıştır. Jeolojik modeller önce ayrı ana çatlak modelleri ve çıkarılmış çatlak ağı ve geçirimsiz matris süreç modelleri olarak iki ana sınıfa ayrılabilir. Ayrı çatlak modelleri ise tek çatlaklı ve paralel çatlaklı olmak üzere iki çeşittir. Akış ve taşınma modelleri ise önce uzay boyutuna göre tek boyutlu, iki boyutlu ve üç boyutlu olmak üzere önce üçe ayrılırlar. Yine her bir boyut için de yalın akış ve çatlak matris etkileşimi ve akış, boyuna ısı yayılımı ve çatlak matris etkileşimi olmak üzere iki genel kısma ayrılabilir (bkz. Şekil 1).

## Teori ve Sonuçlar 1

### Paralel Çatlaklı Jeotermal Rezervuarlarda Gelişen Isı Transferinin Yeni Analitik Modelleri

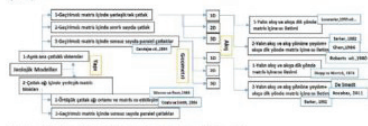
Mahmut Bülbül, Batman Üniversitesi, İbrahim Kocabaş, İzmir Katip Çelebi Üniversitesi

#### Genelgelmeye Özet

Bu çalışmada jeotermal rezervuarlardan üretilen sıcak su ve buharın ısısı alındıktan sonra jeotermal rezervuarlara geri basılması sırasında gelişen veya sıcak susuz jeotermal alanlarda ısıl kurtarım için soğuk su enjeksiyonu sırasında gelişen ısı transferi modellerinin yeni analitik çözümleri sunulmuştur.

Gözenekli ortamda akış ve taşınım modellerini pratik veya teorik alanda çözülmesi gereken önemli bir problemidir. Çünkü bu modeller petrol, doğal gaz, yeraltısuyu ve jeotermal rezervuarlarda izleyici, çözültü ve ısı taşınmasının anlaşılması ve yorumlanmasında kullanılırlar. Bu çalışmada geliştirilen model jeotermal rezervuarlarda geri basım operasyonlarının tasarım ve tahmininde kullanılabilir.

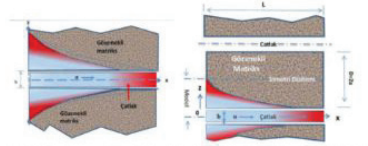
Gözenekli ortamda akış ve taşınma üzerine geçmişten günümüze kadar basitten karmaşığa doğru değişik kavramsal jeolojik modeller geliştirilmiş ve bu modellerde yine basitten karmaşığa doğru akış ve taşınım yaklaşımları kullanılmıştır. Jeolojik modeller önce ayrı ana çatlak modelleri ve çıkarılmış çatlak ağı ve geçirimsiz matris süreç modelleri olarak iki ana sınıfa ayrılabilir. Ayrı çatlak modelleri ise tek çatlaklı ve paralel çatlaklı olmak üzere iki çeşittir. Akış ve taşınma modelleri ise önce uzay boyutuna göre tek boyutlu, iki boyutlu ve üç boyutlu olmak üzere önce üçe ayrılırlar. Yine her bir boyut için de yalın akış ve çatlak matris etkileşimi ve akış, boyuna ısı yayılımı ve çatlak matris etkileşimi olmak üzere iki genel kısma ayrılabilir (bkz. Şekil 1).



Şekil 1. Jeolojik ve Akış Modelleri Hiyerarşik Sınıflandırması (Bülbül, 2015).

Bu çalışmada ise paralel çatlaklı jeolojik model içinde tek boyutlu akış sistemini alt akış modelleri ile tanımlanmış. Diğer bir deyişle bu çalışmada jeolojik olarak geçirimsiz matris içinde tek boyutlu akış ve taşınım çatlaklı model seçimi ve bu model için iki ayrı akış modeli geliştirilmiştir. Akış modellerinde çatlak boyunca ısı taşınımı yalın akış ve çatlaklı akış yanında hidrolik ısı yayılımı ve çatlaklı akış yanında büyük ölçüde akış matris etkileşimi ve akış için bir ana denetim gerektirirler (Şekil 2).

## Teori ve Sonuçlar 2



Şekil 2. Tek çatlaklı (örnekteki) için koordinatlar ve paralel çatlaklı jeolojik model idealize yapıları. (Bülbül, 2015).

### Ayrı Çatlaklı Jeotermal Rezervuarların Matematik Modeli

Şekil 2 gözetilerek paralel çatlaklı sistemde matematiksel model aşağıdaki varsayımlara göre oluşturulmuştur:

- Çatlaklar dikeydir veya dikey yönlüdür (tektonik hareketlere bağlı çatlaklar ve 300 m. den daha derinde açılan yapıy çatlaklar yatay yönlü olamazlar)
- Matris blokları geçirimsiz ve ve eş genişliklidir, buna göre ayrı çatlaklı çatlaklı jeolojik model için gözenekli sistem sabit genişlikte matrislerle herbirinden aynımsı dikey paralel çatlaklardan oluşur.
- Çatlaklarda tek fazlı, kararsız, sıkıştırılmaz ve zaman değişimsi sıvısal bir akış gerçekleşir.
- Matris bloklarında akış yoktur, sadece akış yönünde iki bir ana denetim oluşur.
- Sızma büyüklükteki akışa dik yönde ısı yayılımı çatlak genişliği boyunca sıvısal olarak eşittir.
- Matris ve çatlak arasındaki ısı alışverişini matris-çatlak köşgen yüzeyinde oluşur ve matrisdeki zıt yönlü sıvısal gradyanı ile ortamlıdır.
- Şekil 1 de verilen jeolojik modellerde uygulanan akış modellerinden, seçilen bu akış modelinde çatlak boyunca akış modelini ısı taşınımı ile akış yanında hidrolik ısı yayılımı ve akışa dik matris içine ısı denetim gerektirir.

Bu varsayımlar ile idealize edilen paralel çatlaklı jeolojik modeller içinde kabul edilmiş akış modeli için çatlak ve matris içindeki ısı taşınım/degışimini boyutsuz denklemler ile bağlantılı ve sınır koşulları aşağıda verilmiştir.



**Teori ve Sonuçlar 3**

$$\frac{\partial P}{\partial t} - \frac{\partial T_D}{\partial t} + \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} - \frac{\partial T_D}{\partial x^2} - \lambda \frac{\partial T_{D0}}{\partial x} = 0 \tag{1}$$

$$\frac{\partial T_{D0}}{\partial t} - \lambda \frac{\partial^2 T_{D0}}{\partial x^2} = 0 \tag{2}$$

$$x_0 = 0 \text{ için } T_D = T_{D0} = 0 \tag{3}$$

$$x_0 = 0 \text{ için } T_{D0} = 1 \tag{4}$$

$$x_0 = 0 \text{ için } T_{D0} = T_{D0} \tag{5}$$

$$x_0 = x_0 \text{ için } \frac{\partial T_{D0}}{\partial x} = 0 \tag{6}$$

$$x_0 \rightarrow \infty \text{ için } T_{D0} \rightarrow 0 \tag{7}$$

Yukarıdaki boyutsuz denklemlerde kullanılan boyutsuz değişken ve parametreler aşağıdaki gibi tanımlanmıştır:

$$T_D = \frac{P_i - P}{P_i - P_{\infty}} \tag{8}$$

$$T_{D0} = \frac{P_{i0} - P_{\infty}}{P_{i0} - P_{\infty}} \tag{9}$$

$$x_0 = \sqrt{\frac{c_p k_{eff}}{\rho_{eff} \lambda}} \tau \tag{10}$$

$$x_c = \frac{\rho_{eff} c_p h}{k_{eff}} x \tag{11}$$

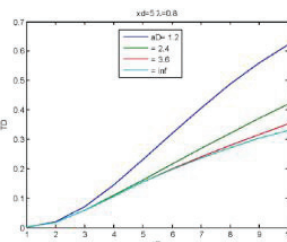
$$\lambda = \frac{\rho_{eff} c_p \lambda_{eff}}{\rho_{eff} c_p} \frac{1}{h} \tag{12}$$

Özellikler kadar sadece Laplace sayısal sınırlama (Denklemler 12.1) bu ağız madeni çözümlerinin hesaplanmasında sayısal sınırlamalar (sayısal sınırlamalar) kullanılmaktadır (De Hooq 2002).

$$T_D = \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0}{\sqrt{2}}\right) + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^{n+1}}{n} \left[ \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0 + \sqrt{2}\lambda_{eff} n}{\sqrt{2}}\right) - \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0 - \sqrt{2}\lambda_{eff} n}{\sqrt{2}}\right) \right] \tag{13}$$

Bu eşitlikte üç dördü Laplace, Fourier sine dördümlerini de yani yeni bir analitik çözüm, bu yeni analitik çözümün aynı birimden yararlanılarak bir haneli Laplace çözümüne benzer (Kocabağ 2011) birleşim kullanılarak da bir grafik yapılmıştır. Bu çözümün aşağıdaki 13-15 rube denklemleridir:

**Teori ve Sonuçlar 5**



**Şekil 3** İntegralin matri kök boyutunun bir fonksiyonu olarak terim kayması vary. grafikleri

Şekil 3 te farklılık belirlenmesi gereken dört nokta bulunmaktadır. Birinci,  $\alpha, \lambda$  çarpanını fiziksel anlam ile ifade:

$$\alpha, \lambda = \frac{\rho_{eff} c_p h}{\rho_{eff} c_p} \frac{1}{h} \tag{16}$$

Denklem 16 da verilen  $\alpha, \lambda$  çarpanı fiziksel olarak Madde başına ve kapalıdırda çekil zaman ve kapalıdırda emme vermektedir. İkinci gere TD yani boyutsuz zamanlık değeri olarak birer olmak için (büyük) aynı  $\lambda$  çarpanı emme noktasına çıkılarak çıkarılır. Aynı şekilde emme noktasına bir matris için aynı birimden yararlanılarak (Üçüncü Şekil 3 te verilen inf değeri). Bu aynı için kullanılmayan denklemler: Akış ve Kocabağ (2015) ten alınmıştır.

İkinci nokta  $L_x L_x$  olmayan fiziksel anlamı sadece çekil içinde akış ve in sınırları için gözetimi verile vary zamanın karşılık gelirlerdir. Gözetimlikten 1 olması durumunda in kapasitesi isteniy emme 1 olur ve sız vary zamanın aynı vary zamanına eşit olur. Gözetimlikten farklı olması durumunda ise sız vary zamanın aynı zamanından sadece bir kat ay daha geç olur. Bu durumda çözümler grafiklerde  $\lambda$  ve  $\alpha$  değerleri beşer değeri alınarak, en çok  $\lambda$  TD den fazla daha kaçık olmazdır.

Çözüm olarak  $\lambda \neq 0$  olduğu zaman çözüm çekim çekim zamanın ve hidrolik yayılım denklemleri çözümleri diraj ve sız emme olarak bu çözüm gerektirir:

**Teori ve Sonuçlar 4**

$$T_D = \sum_{n=1}^{\infty} (-1)^{n+1} T_{D,n} + \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{m=1}^{\infty} (-1)^{m+1} \left[ \frac{n}{m} \right] T_{D,n,m} \tag{13}$$

$$T_{D,n,m} = \frac{1}{2} \left[ \frac{\operatorname{erfc}\left(\frac{x_0 - y \tau}{\sqrt{2}}\right) \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0 + y \tau}{\sqrt{2}}\right) \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0 - y \tau}{\sqrt{2}}\right) + \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0 + y \tau}{\sqrt{2}}\right) \right] \tag{14}$$

$$\alpha_n = \frac{2m x_0 + \lambda}{2\sqrt{(x_0 - \tau)^2}} \text{ ve } \alpha_m = \frac{(2m + 2)x_0 + \lambda}{2\sqrt{(x_0 - \tau)^2}} \tag{15}$$

ve

$$T_{D,n,m} = \frac{2^{m-1} \pi^{1-m}}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{e^{-y^2 \tau} \exp\left(\frac{(x_0 - y \tau)^2}{4\tau}\right)}{\sqrt{(x_0 - y \tau)^2}} \left[ e^{i \alpha_n} H_{m-1}(\sqrt{2} \alpha_n) + e^{i \alpha_m} H_{m-1}(\sqrt{2} \alpha_m) \right] dy \tag{15}$$

Bu modeller kullanılarak özellikle doğal çekimle jeotermal sınırlarda in sınırları aynı rezervuar geri-benimsin ortamında geçen sızlı ki rezervuarı boyutu ve zaman içi değişimleri hesaplanabilir. Yani bu modeller kullanılarak aynı ortam jeotermal sınırlarda sızlı rezervuar emme ve zaman içinde hesaplanabilir.

Bu hesaplamalar yapıldığında aşağıdaki çözüm in yeni analitik çözümlerini sayısal Laplace çözümüne karşılık çözümler hesaplanarak in çözümleri olarak değerlendirilebilir aynı etkilere aynı çözümlerdir. Aşağıda verilen Şekil 3 iki grafikler birer sayısal Laplace çözümüne karşılık her bir zaman zaman analitik çözümün in hesaplanmıştır. Bu grafikler aynı ortamda aynı vary ve çözümler için aynı ortamda çözümler için Şekil 3 te yukarıda birer hesap için tek bir eği kullanılmaktadır.

Şekil 3 çekim boyutuz  $\lambda$  ve  $\alpha$  değerleri için çekim boyutuzda gözlemlene gelen boyutuz sınırlık değerleri boyutuz zaman değeri olarak fonksiyonu olarak vermektedir.

**Teori ve Sonuçlar 6**

$$T_D = \frac{1}{2} \left[ \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0 - y \tau}{\sqrt{2}}\right) + \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0 + y \tau}{\sqrt{2}}\right) \right] \operatorname{erfc}\left(\frac{x_0 - y \tau}{\sqrt{2}}\right) \tag{17}$$

Şekil olarak Şekil 3 te verilen grafiklerde bütün sonuçları aynı akış hızları eği kabul edilmiştir. Bu ise fiziksel olarak emme matris boyutu özenerjisi aynı kavramları gözetimlik değeri gere beceri olarak çok daha yavaş olmasını sağlar. Örneğin hesaplamalarda in çekim çözümlerinin kullanımını gösterir.

Bu hesaplamaların yapılmışması özellikle doğal çekim jeotermal rezervuarların çözümünde yararlı olacaktır.

**Referanslar**

1. Bulbul, M. "Cutback jeotermal rezervuarlarda in yayılım modellemesi" Y.L. Tazci Balıkesir Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Jeoloji Müh. ABD, Ocak 2015, Balıkesir
2. DeHoog FR, Knight JH ve Stokoe AN., 1982, An improved method for numerical inversion of Laplace transforms. *SIAM J. Comput. Statist. Comput. Syst. & Res.* 3, pp.357-66.
3. Kocabağ İ., 2011, Application of forward Laplace transformation to tracer transients in heterogeneous porous media. *J. Franklin Institute, Volüme 348, Issue 7, Sept., pp. 1339-1362*
4. Akışıl, T. Ve Kocabağ, İ. "Jeotermal Rezervuarları İnci Akımı Solam Giri-Benimsin İşleminin Tasarımı" Üçüncü Ulusal İPETAĞAS 2015 Jeotermal Rezervuar Oturumuna sunulmuştur.

# Jeotermal rezervuarlarda doğal beslenmenin birimleştirmede etkisi



**Ömer İnanç Türeyen, Abdurrahman Satman**

İstanbul Teknik Üniversitesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

## ÖZ

Bilindiği gibi, petrol, doğal gaz ve jeotermal rezervuarlarda, rezervuarın herhangi bir yerinden yapılan üretim, sahanın geriye kalanının da basınç davranışını etkilemektedir. Sahanın birden fazla işletmecinin elinde olması durumunda ise rezervuarların bu özelliği işletmeler arasında sıkıntılı doğmasına ve sahanın sürdürülebilir işletilmesine engel teşkil etmektedir. İşletme ruhsat alanları yeryüzünde belirlenirken, yeryüzündeki bu sınırlar aynı rezervuar içinde akışı engelleyecek sınırlar oluşturmamaktadır. Bu da dolayısı ile işletmecilerin birbirleri ile rekabet çin girmelerine neden olur ve bu rekabet sonucunda ise işletmelerin gereksiz yere kuyu açmalarına, verimsiz üretime ve gereksiz basınç kayıplarına yol açabilmektedir.

Türkiye’de son yıllarda bu sorun jeotermal sahalarda ortaya çıkmaya başlamaktadır. Geçtiğimiz yıllarda MTA genel müdürlüğü 85’e yakın sahanın lisanslarını özel şirketlerin teşvik edilmesi amacıyla ihale etmiştir. İhale edilen sahalardan bir kısmı görece olarak arama çalışmaları tamamlanmış sahalardan olup, elektrik üretimi amaçlı kullanılırken, önemli bir bölümü ise kaynak hakkında kısıtlı bilginin olduğu, henüz yeteri kadar aranmamış ve kaynak olarak yeterince tanımlanmamış sahalardır. Bazı durumlarda ise halen üretim yapan sahalardan civardaki sahalara ihale edilmiştir. Tüm bunların sonucunda ise bazı durumlarda aynı jeotermal alanda birden fazla işletmecinin bulunması durumu ortaya çıkmıştır.

Bu soruna en uygun çözüm birimleştirme olarak karşımıza çıkmaktadır. Birimleştirme, kısaca işletmecilerin anlaşarak sahayı tek bir elden işletmeleridir. Bu çalışmada, birimleştirmenin önemi, avantajları ve jeotermal sahalara özellikle doğal beslenmenin birimleştirme üstündeki etkileri tartışılmaktadır. Bazı yapay örnekler üstünde saha performanslarının (basınç ve sıcaklık davranışları) doğal beslenme olması durumunda birimleştirmeye etkileri gösterilmektedir.

## GİRİŞ

Günümüzde Türkiye’de 400 MWe üstünde jeotermal kaynaklardan elektrik üretimi yapılmaktadır. Bunun yanında ayrıca 2700 MWt doğrudan kullanım söz konusudur. Bu üretimin çoğu MTA tarafından ihale edilen 85 civarında jeotermal sahadan gerçekleştirilmektedir (Dağıstan, 2012). Bazı jeotermal sahalardan birden fazla lisans tarafından paylaşılmaktadır (Türeyen ve Satman’ın 2013). Bir sahanın birden fazla lisans sahibi tarafından paylaşılmasının sonucu olarak sahanın sürdürülebilir işletilmesi engellenmektedir. Buna bir çözüm olarak birimleştirme önerilmektedir.

Birimleştirme kısaca sahanın tek elden işletilmesi anlamına gelmektedir. Buna göre aynı sahayı işleten işletme sahipleri anlaşarak sahanın işletilmesini beraber yapmaktadırlar. Bunun ekonomik olarak faydaları olduğu gibi rezervuar basıncının korunması ve daha fazla ısı üretimi gibi faydaları da olacaktır. Bu çalışmada doğal beslenmeli bir jeotermal sistemde doğal beslenmenin birimleştirme üstündeki etkisi araştırılmaktadır.

## BİRİMLEŞTİRME

Daha önce de belirtildiği gibi herhangi bir jeotermal sahada birden fazla lisans sahibinin bulunması durumunda herhangi bir lisans sahibinin yaptığı üretim, diğer lisans sahibinin lisans alanında kalan rezervuar alanının performansını etkileyecektir. Lisans sahiplerinin böyle bir durumda iki alternatifleri bulunmaktadır. Bunlardan ilki rekabetçi yaklaşımdır. Rekabetçi yaklaşımda lisans sahibi sadece lisans alanında kalarak üretimini kendi karını maksimize edecek şekilde üretim yapmaktadır. Bu da doğal olarak lisans sahiplerinin birbirlerinden daha fazla üretim yapmalarına yol açacaktır. Yani rekabetçi yaklaşımda bir bakıma gereksiz yere üretim gerçekleşir ve maliyetler gereksiz yere arttırılmış olur. Bir başka rekabetçi durumda ise özellikle sıcaklığın heterojenlik gösterdiği durumlarda sahanın soğuk bölgesinde yer alan işletmeci daha fazla ısı çekebilmek amacıyla üretimini arttıracaktır. Bu rezervuar basıncının çok erken zamanlarda azalmasına yol açabilir (Türeyen ve Satman, 2013)

Birimleştirme işleminin uygulanması ise avantajlarını da beraberinde getirecektir. Bu avantajlardan belki de en büyüğü maliyetlerin azaltılmasıdır. Gereksiz yere kuyu açılmaması ve ortak tesislerin kullanımı maliyetleri önemli ölçüde azaltılabilecektir. Bunun dışında, rezervuarın iyi karakterizasyonu sonucunda rezervuarın daha sıcak bölgelerinden üretim yapmak koşulu ile daha fazla ısı üretimi söz konusu olabilecektir. Böylece de rezervuarın daha uzun ömürlü olması sağlanabilmektedir. Fakat birimleştirmenin hangi şartlarda yapılacağı ve lisans sahiplerinin ne ölçüde avantajlar elde edeceği çözülmesi gereken önemli problemler arasında yer almaktadır [3, 4, 5, 6]. (Derman, 1976; Wothington 2011).

## MODELLEME ÇALIŞMASI

Bu bölümde sentetik bir örnek üstünde modelleme çalışması gerçekleştirilecektir. Bu örnek daha önce Türeyen ve Satman (2015) tarafından kullanılan örnek ile aynıdır. Kullanılan model lumped parametre modeli olup kütle ve enerji korunum denklemlerine dayanmaktadır.

Buna göre sistemin iki tank tarafından meydana geldiği düşünülmektedir. Kütle ve enerji dengesi denklemleri her iki tank için de çözülmektedir. Her bir tank bir lisans alanını temsil etmektedir ve beslenme kaynağı 1. tanka bağlanmıştır. Bu beslenme kaynağının 1. lisans bölgesine daha yakın olduğunu göstermektedir. Tankların durumu ve beslenme kaynağının tanklara göre konumu Şekil 1’de verilmektedir. Sahaya ve lisans bölgelerine ait tüm veriler ise Tablo 1’de verilmektedir.

Tablo 1’de belirtildiği gibi toplam üretim debisi her zaman 300 kg/s olmaktadır. Buna göre eğer lisans sahiplerinden birisi örneğin 200 kg/s üretim yapıyorsa diğer lisans sahibi de 100 kg/s üretim yapıyor demektir. Her iki lisans sahibi de ürettiklerinin %80’ini geri basmaktadırlar. Tüm üretimin belirli bir lisans bölgesinden yapılması birleşmiş bir yaklaşımı yansıtan farklı lisans bölgelerinin farklı üretimler yapması ise rekabetçi yaklaşımı yansıtmaktadır. İlk önce üretilen toplam ısı miktarı ele alınmaktadır. Şekil 2 üretilen toplam ısı miktarını farklı üretim debileri için göstermektedir. Buna göre 1. Lisans bölgesinden yapılan üretim arttıkça üretilen toplam ısı miktarı da artmaktadır. Bu beklenen bir sonuçtur çünkü 1. lisans bölgesi beslenme kaynağına daha yakındır ve ilk sıcaklığı da beslenme kaynağından dolayı daha yüksektir. Bundan dolayı da 1. lisans bölgesinden daha fazla üretim yapılması demek daha fazla ısı üretileceği anlamına gelmektedir. Bu durumda birleştirilmiş yaklaşım gerçekleşir ve tüm üretim 1. lisans bölgesinden yapılırsa en fazla ısı üretimi gerçekleşir. Burada unutulmamalıdır ki yapılan üretimin yanında 1. lisans bölgesine aynı zamanda %80 enjeksiyon yapılmaktadır. Bir başka birleştirilmiş yaklaşım ise üretimin tamamen 1. lisans bölgesinden tüm enjeksiyonun ise 2. lisans bölgesine yapılmasıdır. Böyle bir durumda ise bir öncekine göre 1. lisans bölgesinden iki kat daha fazla ısı üretimi gerçekleşir.

Şekil 3’de ise basınç davranışları ele alınmaktadır. Yukarıda verilen aynı senaryolar için Şekil 3, lisans bölgelerinin ulaştığı kararlı akış basınçlarını vermektedir. Buna göre 1. lisans bölgesinden daha fazla üretim yapılması durumunda rezervuar ortalama basıncının da yükseldiği gözlemlenmektedir. Bu da beklenen bir sonuçtur çünkü 1. Lisans bölgesinin beslenme kaynağına yakın olması yapılan üretime karşılık daha fazla basınç desteği demektir. Tüm üretimin 1. Tanktan yapılması durumunda ise ortalama rezervuar basıncını en yüksek tutmaktadır.

## SONUÇLAR

Bu çalışmada yapay örnekler kullanılarak jeotermal sahalarda birleştirme işlemi araştırılmış ve doğal beslenmenin birleştirmenin üstündeki etkileri incelenmiştir. Buna göre aşağıdaki sonuçlar elde edilmiştir:

Doğal beslenmenin rezervuarın performansına çok etkisi olduğu kadar birleştirmenin de üstünde

etkisi büyüktür. Buna göre beslenme kaynağına daha yakın olan işletme yukarıda verilen yapay örnekte de görüldüğü gibi basınç açısından avantajlı durumdadır. Bu da beklenen bir sonuçtur çünkü beslenme kaynağı basınç desteği sağlamaktadır.

Sahadan üretilen toplam ısı açısından araştırıldığında ise birleştirme en fazla ısı üretimini mümkün kılmaktadır. En fazla ısı üretimini mümkün kılan birleştirilmiş senaryo ise tüm üretimin beslenme kaynağına yakın olan lisans bölgesinden yapılması ve enjeksiyonun tümünün ise beslenme kaynağından daha uzak olan bölgeye yapılması sonucu elde edilir. Bunun nedeni ise beslenme kaynağının getirdiği sıcaklık farkından kaynaklanmaktadır. Beslenme kaynağına daha yakın olan bölgeler daha sıcak olacağı için burada yapılacak üretim ile daha fazla ısı üretilmektedir.

Birleştirme işleminin de iyi yapılabilmesi beslenme kaynağının yerine çok bağımlıdır. Bu nedenle de eldeki tüm verilerin değerlendirilerek rezervuar karakterizasyonun iyi yapılması çok büyük önem taşımaktadır.

## KAYNAKLAR

Dağistan, H., “Türkiye’de Jeotermal Kaynak Potansiyeli, Uygulamalar, Sektörel Gelişim ve 2015 Projeksiyonu”, Jeotermal Kaynaklar Arama ve Uygulamaları Sempozyumu, İstanbul Teknik Üniversitesi Maden Fakültesi, 8-9 Kasım, 2012.

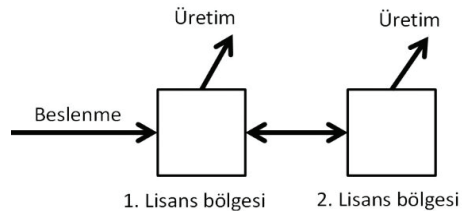
Türeyen, O. I. ve SATMAN, A., “Multiple License Holders In the Same Area: An Expected Risk to Geothermal Development in Turkey”, Proceedings, 38th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, USA, 2013.

Derman, A.B., “Unitization-a mathematical formula to calculate redeterminations”, SPE 85648, 2003. Rose, W., “A unitization strategy of general significance”, SPE 7461, 1976.

Worthington, P.F., “Contemporary challenges in unitization and equity redetermination of petroleum accumulations”, SPE Economics and Management, Jan. 2011, 10-17.

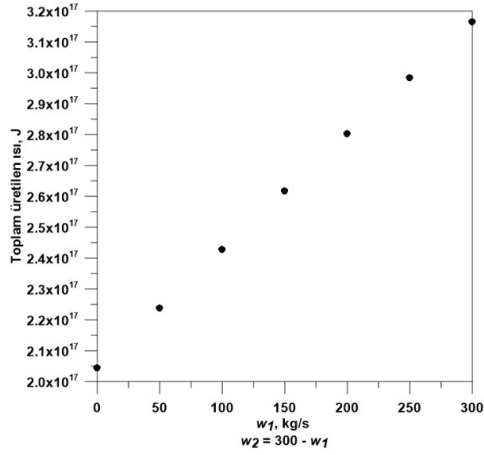
Türeyen, Ö. İ. ve Satman, A., “Jeotermal sahalarda birleştirmenin rezervuar performansına olan etkileri”, 12. Ulusal Tesilat Mühendisliği Kongresi, 8 – 11 Nisan 2015, İzmir, Türkiye.

## Şekil 1: Lisans bölgeleri ve beslenme kaynağı



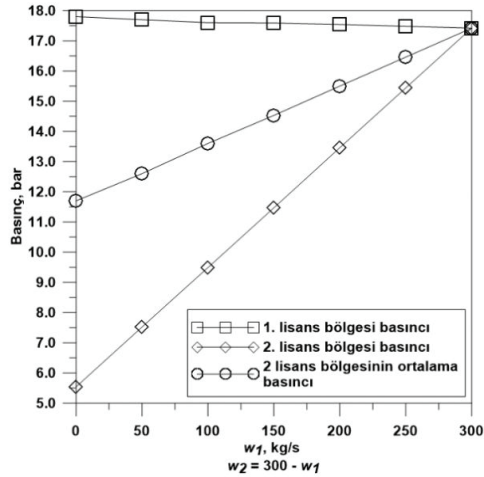
Lisans bölgeleri ve beslenme kaynağı

**Şekil 2: Üretilen toplam ısı miktarı davranışı**



Üretilen toplam ısı miktarı davranışı

**Şekil 3: Basınç davranışları**



Basınç davranışları

**Tablo 1: Saha ve lisans bölgelerine ait veriler**

Kaba hacim, 1. lisans ve 2. lisans, V (m <sup>3</sup> )	30E9, 30E9
Gözeneklilik, kesir	0.05
Kayaç ısı genleşme katsayısı (J/kg/C)	0
Kayaç spesifik ısı kapasitesi	1000
Kayaç sıkıştırılabilirliği (1/bar)	2.2E-5
Kayaç yoğunluğu (kg/m <sup>3</sup> )	2600
İlk basınç (bar)	30
İlk sıcaklık, 1. lisans bölgesi (C)	200
İlk sıcaklık, 2. lisans bölgesi (C)	150
Toplam üretim debisi (kg/s)	300
Toplam tekrar basma debisi, kg/s	Üretim debisinin %80'i
Tekrar basma sıcaklığı (C)	70
Beslenme katsayısı (kg/bar/s)	5
Lisans bölgeleri arası beslenme katsayısı (kg/bar/s)	5
Beslenme sıcaklığı (C)	200
Toplam üretim süresi, gün	20000

Saha ve lisans bölgelerine ait veriler

# Effect of CO<sub>2</sub> on pressure and temperature profiles of geothermal wells



**Murat Cinar, Mustafa Onur**

İstanbul Teknik Üniversitesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, İstanbul Turkey

## ABSTRACT

Geothermal reservoirs located in Turkey contain considerable amount of carbon dioxide dissolved in water. During production, pressure drops along the well and carbon dioxide moves out of the solution forming another phase. One particular problem associated with high carbon dioxide content is calcite precipitation in wellbores. In time calcite deposited in the wellbore causes a decline in the discharge rates. This results in reduction of the well diameter open to flow. At that point mechanical removal becomes necessary to clear the deposition. Calcite deposition is avoided by injecting certain inhibitors below the flashing point of carbon dioxide. Thus, modelling wellbore pressure temperature behavior including the effect of carbon dioxide is of critical importance to determine the injection depth of inhibitors.

## INTRODUCTION

Solubility of carbon dioxide can be modelled by different approaches. Using the well-known Henry's law for the solubility of CO<sub>2</sub> in water is a common practice in geothermal reservoir engineering; however, applicability of Henry's law is limited with low concentration of carbon dioxide; around 2-3 percent by mass (~0.01 molar). But when we consider typical geothermal and pressure gradients at elevated depths (~3000 m) carbon dioxide content can be as high as 5% molar (Cinar and Onur, 2015). Figure 1 gives the expected CO<sub>2</sub> content with respect to reservoir depth for typical systems in western Turkey. As can be seen depending on the pressure, temperature, and salinity CO<sub>2</sub> content could reach considerable amounts. Thus, in such cases using models based on Henry's law would not be a good approximation. In this study we use the model developed by Duan and Sun (2003) to handle the cases where CO<sub>2</sub> molar concentration exceeds 1%. This model is based on a modified version of Lee Kesler (1975) equation of state. The model also accounts for the effects of salinity. Experiments indicate that as the concentration of salts in water increases, solubility of carbon dioxide decreases. Figure 2 gives the match of the solubility data with the experiments by Takenouchi and Kennedy (1964). Here we compare the performance of the two models in estimating flashing pressure of CO<sub>2</sub>. Takenouchi and Kenny (1964) provided p-T diagrams for H<sub>2</sub>O-CO<sub>2</sub> binary mixtures based on their experiments. Figure 2 gives the p-T diagram for a mixture of water with 1 mole percent CO<sub>2</sub> dissolved. Comparison is shown in Figure 2. Duan and Sun (2003) model gives almost identical results with the experimental values while the Sutton (1976) model, that is based on Henry's law, over estimates the pressure

values at a certain temperature.

The wellbore model especially developed for liquid-water geothermal systems including carbon dioxide dissolved in water. Single-phase flow and bubble flow are considered. For a vertical well, mass and momentum equations are combined at the steady-state conditions to obtain the following relation assuming that the pressure drop due to acceleration of fluid is small compared to the other terms. For physical properties of fluids different correlations are used. Density of pure water is calculated by using IAPWS formulation (Wagner and Prus, 2002). Water viscosity is calculated by Sengers and Kamga-Parsi (1984) method. CO<sub>2</sub> is assumed to be the dominant component in the gas phase and viscosity of CO<sub>2</sub> is estimated based on the correlations by Watson et.al. (1980). Water – CO<sub>2</sub> mixture density is based on the approach by Garcia (2001). Density of CO<sub>2</sub> is estimated by using the equation of state for carbon dioxide proposed by Duan et al. (1992). Also the correlations proposed by Duan and Sun (2003) is used for vapor pressure of water based on the equation of state. The details of the temperature and pressure model is given elsewhere (Cinar and Onur, 2015). Further, the wellbore model is capable of estimating the CO<sub>2</sub> content provided that a set of pressure and temperature measurements along the well is present.

## SYNTHETIC EXAMPLE

Now we demonstrate a synthetic example. The properties of the example considered is given by Table 1. Here the pressure and temperature profiles are estimated for waters with different CO<sub>2</sub> content. We considered a base case where the geothermal water do not contain any CO<sub>2</sub>. Then, the CO<sub>2</sub> content is increased up to 4% molar. For all cases pressure and temperature profiles are compared by Figs. 3 and 4. Results indicate that as CO<sub>2</sub> comes out of solution the pressure behavior becomes non-linear. Thus is an expected result because as two phase flow conditions occur. The CO<sub>2</sub> content do not have a significant effect on temperature drop along the wellbore. If we compare the case where the CO<sub>2</sub> content is 4% molar with the base case temperature difference is around 2 K. On the other hand, the flashing depth of CO<sub>2</sub> is strongly affected by CO<sub>2</sub> content Figure 5 gives the change of flashing depth with respect to CO<sub>2</sub> content estimated by two different approaches; Sutton (1976) and Duan and Sun (2013). Results suggest that when Sutton's correlation yields to flashing points deeper than Duan and Sun (2013). As expected, as molar concentration of CO<sub>2</sub> decreases, the flashing point estimates of two models becomes closer, however, even at the lowest

concentration considered the difference is almost 300 meter. One other observation, at the reservoir conditions the Sutton correlation yields a two phase fluid when CO2 concentration is 4% molar.

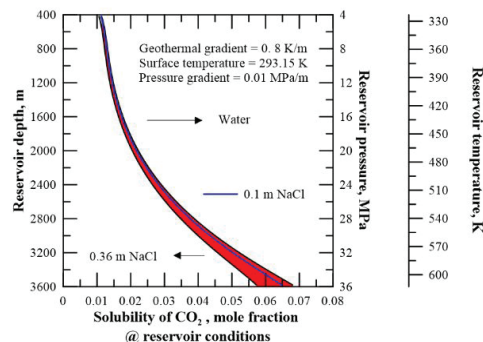
**CONCLUSIONS**

CO2 content has a significant effect on flowing wellbore pressure. Depending on the pressure and temperature conditions CO2 content for could be as high as 5 percent molar. Modelling solubility behavior in such cases with models based on Henry's law would not be a good approximation. We show that using the PVT solubility model based on Duan and Sun (2003) is a good approximation and when coupled with a wellbore model can be used to predict flashing depth of CO2.

**REFERENCES**

Cinar, M. and Onur, M.: A Wellbore Model for Geothermal Wells Containing Considerable Amount of CO2, World Geothermal Congress, April, (2015) Melbourne Australia.  
 Duan Z., Møller N., and Weare J. H.: An equation of state for the CH4-CO2-H2O system: I. Pure systems from 0 to 1000° C and 0 to 8000 bar, *Geochim. Cosmochim. Acta*, 56, (1992), 2605–2617.  
 Duan Z., and Sun R.: An improved model calculating CO2 solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 257 to 533 K and from 0 to 2000 bar, *Chem. Geol.*, 193, (2003), 257–271.  
 Garcia J. E.: Density of aqueous solutions of CO2, LBNL Report 49023, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA, (2001).  
 Lee, B. I. and Kesler, M. G.: A generalized thermodynamic correlation based on three-parameter corresponding states. *AIChE J.*, 21, (1975), 510–527.  
 Sengers, J. V. and Kama-Parsi, B.: Representative equations for the viscosity of water substance, *J. Phys. Chem. Ref. Data*, 13, (1984), 184-205.  
 Sutton, F.M.: Pressure-temperature curves for a two-phase mixture of water and carbon dioxide, *New Zealand Journal of Science*, 19, (1976), 297-301.  
 Takenouchi, S. and Kennedy, G.C.: The binary system H2O-CO2 at high temperatures and pressures, *American Journal of Science*, 262, (1964), 1055–1074.  
 Wagner, W. and Prus, A.: The IAPWS Formulation 1995 for the Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance for General and Scientific Use, *J. Phys. Chem. Ref. Data*, 31, (2002), 387-535.  
 Watson, J. T. R., Basu, R. S., Sengers, J. V.: An improved representative equations for the dynamic viscosity of water substance, *J. Phys. Chem. Ref. Data*, 9, (1980), 1255-1290.

**Figure 1 - Expected CO2 content with respect to reservoir depth for typical systems in western Turkey (Cinar and Onur, 2015).**



**Figure 2 - p-T diagram for 1 mole percent CO2 dissolved in water. Data provided by Takenouchi and Kennedy (1964).**

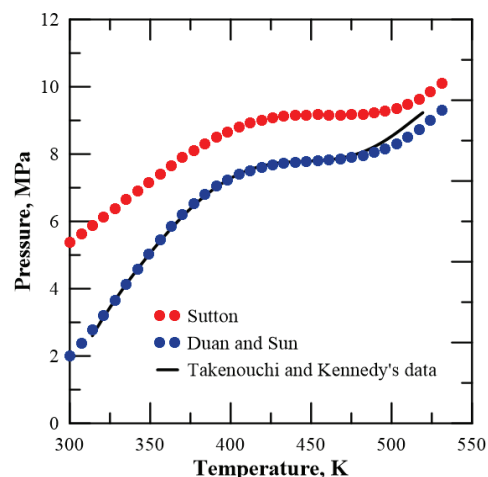


Figure 3 – Effect of CO2 content on temperature profiles.

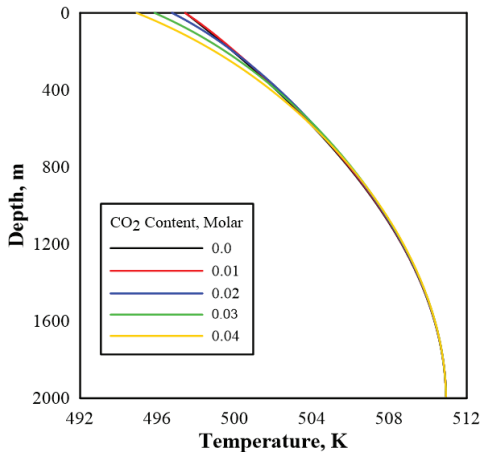


Figure 4b – Effect of CO2 content on pressure profiles - detail.

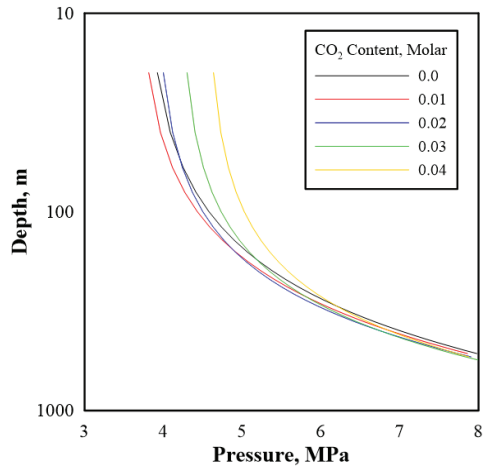


Figure 4a – Effect of CO2 content on pressure profiles.

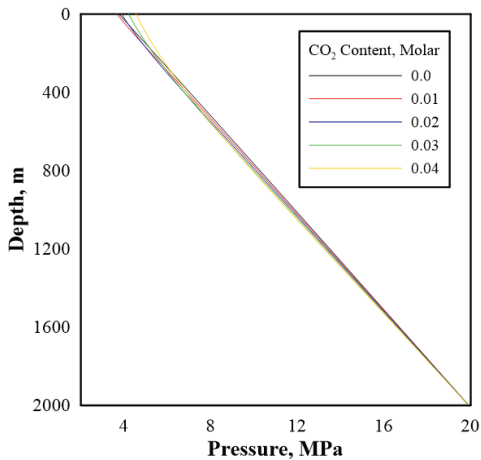
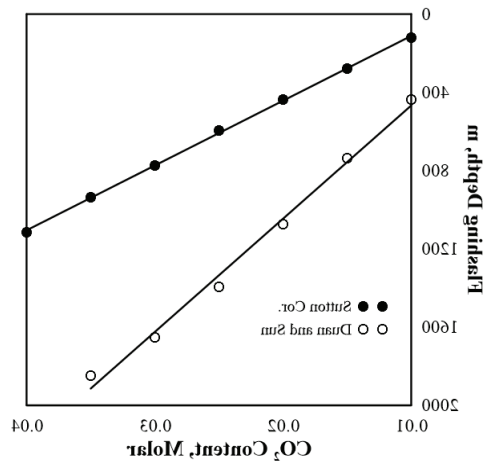


Figure 5 – Flashing depth with respect to molar concentration of CO2 for the synthetic example considered.



**Table 1 – Input data used for synthetic example.**

Property	Value
Bottomhole Pressure, Mpa	20
Bottomhole Temperature, K	511
Well Depth, m	2000
Thermal diffusivity of formation m <sup>2</sup> /day	0.0892
Thermal conductivity of formation, W/mK	2.4214
Geothermal gradient, K/m	0.08
Wellbore Radius, m	0.2286
Production time prior, day	1
Flow rate, lt/s	40
Salinity, Molal	0.05



# Jeotermal Rezervuarlarda Isısı Alınmış Suların Geri-Basımı İşleminin Tasarımı



**İbrahim Kocabaş, Tolga Akgöl**

İzmir Katip Çelebi Üniversitesi

## ÖZ

Jeotermal rezervuarlardan üretilen sıcak su ve buharın ısısı alındıktan sonra jeotermal rezervuarlara geri basılmasının tasarımı önemli ama aynı zamanda zor bir işlemdir. Bu tasarımın başarılı bir şekilde yapılabilmesi için gereken bilgiler rezervuar yönetimi için gereken bilgilerin Jeolojik Model Özellikleri ve Akış ve Taşınım Özellikleri olarak iki kısma ayrılabilir. Jeolojik özellikler, rezervuarın boyutlarını (yaklaşık yatay yayılım ve kalınlığı), fay ve çatlakların (süreksizliklerin) büyüklüğü ve dağılımını içerir. Akış ve taşınım özellikleri ise ana rezervuar kütesinin (matris) ve süreksizliklerin gözeneklilik ve geçirgenlik özelliklerini, akış ve ısı taşınım değişmezlerini ve bunların dağılımlarını içerir.

Geri-basım işleminin tasarım değişkenleri ise üretim ve enjeksiyon kuyuları arasındaki mesafe, toplam kuyu sayısı, kuyuların dizilimi (pattern), kuyuların rezervuar içindeki gerçek yerleri, enjeksiyon debisi ve enjeksiyon zamanını içerir. Geri-basım tasarımının karar değişkenleri ise ısı cephenin ilerleme hızı ve bu hızla ilerlemenin ekonomik sonuçlarıdır.

Bu çalışmada analitik modeller kullanılarak tek ana faylı ve/veya paralel çatlaklı rezervuarlarda geri-basım tasarımının adımları örneklenmiştir.

Jeotermal rezervuarların büyük çoğunluğu çatlaklı bir jeolojik yapıya sahiptir. Çatlaklı rezervuarlarda akış ve taşınımın modellenmesi için kullanılan kavramsal jeolojik modeller ayrık ana çatlak modelleri ve çakıştırılmış çatlak ağı ve geçirimsiz matris modelleri olarak iki ana sınıfa ayrılabilir. Ayrık çatlak modelleri de kendi içinde ise tek çatlaklı ve paralel çatlaklı olmak üzere ikiye ayrılabilir. Akış ve taşınım modelleri önce uzay boyutuna tek boyutlu, iki boyutlu ve üç boyutlu olmak üzere üçe ayrılırlar. Her bir alt grup için taşınım modelleri yalın akış ve çatlak matris etkileşimi ve akış, boyuna ısı yayılımı ve çatlak matris etkileşimi olmak üzere iki kısma ayrılabilir (Bkz. Şekil 1).

Bir geri-basım işleminin tasarımı için gerekli olan bilgiler basma ve üretim kuyularının bağlantı derecesi, dolayısı ile iki kuyu arasındaki akışkan hızı, baskın jeolojik çatlak modeli, ve akış sırasında gerçekleşen ısı taşınım mekanizmalarını kontrol eden ısı aktarım parametreleridir.

Geri basım tasarım parametreleri (kontrol veya operasyonel parametreler) ise basım ve üretim debileri, kuyular arası mesafe, kuyuların sahadaki gerçek yerleri ve kuyu ağı çeşididir.

Elde bulunan bilgilerin güvenilirliğine göre yukarıdaki bilgi ve parametreler matematik modeller yoluyla belirlenebilir ve tasarımı gerçekleştirmek mümkün olur.

Analitik tasarım modelleri özellikle uç/sınır değerlerin tespiti açısından büyük önem taşırlar. İşte bu amaçla jeolojik yapının tek ama büyük ve tek bir fay hattı ile kontrol edildiğini varsayarsak, ki bu model birçok saha için oldukça gerçekçidir, geri-basım işleminin tasarımını bu modele göre örnekleyebiliriz. Aşağıda ısı kırılma zamanını hesaplamak yeni bir analitik model geliştirilecektir.

## ISIL KIRILMA MATEMATİK DENKLEMLERİ VE YENİ ANALİTİK ÇÖZÜM

Önce bu geçirimsiz sonsuz matris içine yerleşik tek fay modelinin ısı taşınım denklemlerini ve bu denklemlerin analitik çözümünü geliştirelim. Boyutlu ısı taşınım denklemleri Bülbul (2015)'de ayrıntılı olarak verilmiştir. Matematik denklemlerin boyutsuz değişkenlerle kullanımı büyük yararlar sağlar. O nedenle aşağıdaki boyutsuz değişkenler kullanılarak matematik denklemler geliştirilmiştir. (Bülbul 2015)

### Formül 1

Bu boyutsuz değişkenlerin kullanımıyla sırasıyla tek çatlak içeren komşu sonsuz boyutta matris için geçerli olan ısı taşınım denklemleri aşağıda verilmiştir.

### Formül 2

Yukarıdaki denklemlerin çözümü için Laplace dönüşüm methodu çok elverişlidir. Laplace dönüşüm methodu uygulandığında 11 ve 12 nolu denklemlerin çözümleri sırasıyla 18 ve 19 nolu denklemlerde verilmiştir.

### Formül 3

19 nolu denklemin gerçek uzay çözümü İteratif Laplace dönüşümü ile elde edilebilir ve bu çözüm ilk kez bu çalışmada sunulacaktır. (Ancak bu çözümün daha önce yayımlanan izleyici taşınım denklemlerinin yine iteratif Laplace dönüşümü ile çözümünden (Kocabaş, 2011) uyarlandığını özellikle belirtmemiz gerekir.) İlk iterasyon sonucu elde edilen denklem: İkinci iterasyon ile birlikte kullanılan konvolusyon işlemi istenen sonucu verir.

Denklem 21 geri-basım tasarımında kullanacağımız en önemli araçlardan birisidir. Aşağıda bu ve birkaç önemli çözüm daha kullanılarak tasarım adımları ayrıntılı olarak sunulacaktır.

### Formül 4

## GERİ BASIM TASARIMI ADIMLARI

Tasarım için iki muhtemel durum gözönüne alalım ve herbiri için tasarımı adımlarını sıralayalım. Birinci muhtemel durum bir üretim kuyusunun geri-basım kuyusu olarak değerlendirilmesi, ikinci durum ise yeni bir geri basım kuyusu kazılmasıdır.

1. Öncelikle denklem 21 kullanılarak verilen  $x_D$  ve  $\lambda$  değerler kümesi için TD karşın tD grafikleri çizilir. Bu grafiklerin çizilmesinde aşağıdaki adımlar izlenir.
  - a. İlk olarak büyük oranlarda değişmeyen yoğunluk ve ısı kapasitesi ve ısı iletkenlik parametreleri için litolojik bilgiler ışığı altında yaygın saha değerleri seçilir.
  - b. Bundan sonra ise en önemli parametreler olan hidrolik-ısıl yayılım katsayısı, akış hızı (sözgelimi 5 m/gün) ve fay zonu genişliği (sözgelimi 2cm veya 1m gibi) için jeolojik bilgilimize dayanarak tahmini değerler alınır. Bu değerler  $\lambda$  değerini sabitler.
  - c. Bu grafiklerden bir üretim kuyusu ile bu kuyuya en yakın yerde açılması planlanan bir geri basım kuyusu arasındaki mesafenin tahmini ilk adımı oluşturur. Buna göre seçilen bir tesis ömrü için (sözgelimi 30 yıl) ve ihtiyaç duyulan bir geri basım debisi için ısıl kırılmanın 30 yıldan önce gerçekleşmemesi gerekir. Diğer parametrelerin tahmini değerleri ve beklenen gerçek ısıl kırılma zamanı kullanılarak boyutsuz zaman değeri hesaplanır.
  - d. Yine litolojik veriler ve tahmini fay zonu genişliği ve akış hızı yanında kuyulararası mesafeler dizisi için  $x_D$  değerler dizisi hesaplanır.
  - e. Son olarak tahmini ısıl kırılma zamanının yaklaşık olarak medyan olduğu bir boyutsuz zaman serisi için TD karşın tD grafikleri yukarıda belirlenen  $x_D$  dizini ve  $\lambda$  değerleri için çizilirler.

2. Yukarıda sabitlenen tD'den dikey olarak bir doğru çekilir, ve eğer TD'nin 0.5 olmasını ısıl kırılma koşulu olarak seçersek TD=0.5 den yatay olarak çekilen doğru ile tD den dikey çekilen doğruların kesiştiği noktadan geçen grafik eğrisi hangi  $x_D$  değerine karşılık geliyorsa bu değerden kuyular arası mesafe hesaplanabilir.

3. Hesaplanan mesafede geri-basım kuyusu kazılması kararı alınır ve kazılır.

Bundan sonra izlenecek tasarım adımları her iki durum için aynıdır.

1. Öncelikle geri-basım kuyusunda bir kuyular arası izleyici ve farklı sıcaklıkta basım-geri akış testi yapılır. Bu test sırasında basım debisinin geri-basım debisinde olması büyük fayda sağlar.
2. İzleyici testinin yorumlanmasından hidrolik parametreler kestirilir. Bunlar seçilen debi için gerçekleşen akış hızı ve hidrolik-ısıl yayılım katsayısıdır. Bunun için aşağıda verilen izleyici testi yorumlama örneği kullanılır.
3. Farklı sıcaklıkta basım geri-akış testinden elde edilen sıcaklık değişim verilerinin yorumlanmasından ise ısıl aktarım parametrelerinin fay zonu genişliğiyle bütünleşik değerleri kestirilebilir. Bunun için de aşağıda verilen farklı sıcaklıklı basım geri akış testi yorumlanma

örneği kullanılabilir.

4. Bu yeni değerler (kuyulararası mesafe, akış hızı ve ısıl aktarım parametreleri ve fay zonu genişliği) kullanılarak denklem 21 den yeni bir ısıl kırılma zamanı hesaplanır. Eğer bu yeni ısıl kırılma zamanı beklenen tesis ömrü ile uyumlu is bu değerlerde geri basım işlemi başlatılabilir.

5. Eğer Hesaplanan ısıl kırılma zamanı tesis ömründen daha küçük ise o zaman ısıl kırılma zamanının tesis ömrüne uyumlu olması için gerekli geri-basım debisi hesaplanır v ebu değerde geri basım yapılır. (Bknz. Şekil 2, Şekil 3)

## İZLEYİCİ TESTİ YORUMLANMASI

Tasarımın ilk adımı olarak analitik ve sayısal modellemelerde kullanılacak akış ve yayılım parametreleri kuyular arası izleyici testlerinin analizinden çıkarılmalıdır. O nedenle ilk yapılması gereken saha deneyi bir kuyulararası izleyici testidir. Tek bir çatlakla bağlı iki kuyu arasında gerçekleşmesi beklenen izleyici testi örneği ve izleyici dönüş eğrisinin yorumlanarak akış hızı ve hidrolik yayılım parametrelerinin kestirimi Şekil 4'de gösterilmiştir. (Bknzç Şekil 4)

Şekil 4'de yapılan yorumlamadan elde edilen üç parametrenin fiziksel anlamları izleyici taşınımını kontrol eden üç karakteristik zamanı göstermektedir. Karakteristik zaman değişkenleri sırasıyla yalın taşınım (konveksiyon), boyuna hidrolik ısı yayılımı (hidrolik dispersiyon) ve matris-çatlak ısı değişimidir. İki kuyu arasındaki mesafe bilindiği zaman tw parameter değerinden akış hızı (u) hesaplanabilir.

## FARKLI SICAKLIKLIL BASIM GERİ-AKIŞ TESTİ YORUMLANMASI

Tasarım için en önemli olan parameter ise ısıl aktarım ile bütünleşik fay zonu genişliği parametresidir. Bir diğer deyişle çatlak ile matris arasında gerçekleşen ısı aktratımını kontrol eden parameter grubudur. Bu parameter gurubunun kolektif değeri ise ısıl enjeksiyon-geri akış testlerinin analizinden çıkarılabilir.

Denklem 25'te verilen ısı aktarım parametrelerinin kolektif değeri butestlerinin yorumlanmasıyla kestirilebilir. Denklemde verilen ti (basım süresi test uygulamasından bilinen bir değer olduğu için  $\alpha$  nin kestirimiyle geri kalan ısı aktarım parametrelerinin değeri kestirilebilir.

Bir başka parameter olan akış boyuna olan ısıl yayılım parametresi ise izleyici yayılım değerine yakın bir değer alınabilir. Çünkü ısı da özel bir izleyici olması nedeniyle kimyasal izleyicilerin yayılım mekanizmalarına benzer bir şekilde yayılır.

Bu üç parametrenin tespitinden sonra elen ikinci adımda seçilen bir kuyulararası mesafe ve basım debisi için ısıl cephenin üretim kuyusuna varışı hesaplanır.

Bu hesaplamada aşağıdaki çatlaklı rezervuarlar için geliştirilen ısı taşınım denklemleri ve bu denklemlerin analitik çözümleri.

### SÜRDÜRÜLEBİLİRLİK HESAPLARI

Yukarıda ayrıntılı verilen metodun en büyük avantajı tasarımı gerçek hayatta karşılaşılması mümkün problemlerin çözümünü de içermesidir. Sözgelimi kazılan bir geri-basım kuyusunun yerinin değiştirilmesi artık mümkün değildir. Yukarıda yapılan hesaplamalara göre akış hızı beklenin üzerinde çıkması durumunda ilk belirlenen debi ile basım yapılması artık mümkün olamaz. Eğer ilk belirlenen debi ile basım yapılırsa bunun bir erken ısıl kırılmaya yolaçaacağı kesindir.

İşte bu durumda denklem de verilen çözüm seçilen koşullarda ısıl kirlenmenin varsayılan tesis ömründen az olması durumunda ise ısıl kirlenme zamanının tesis ömrünü geçmesi için olması gereken debi hesaplanmasına olanak sağlar. Böylece geri basım tamamen terk edilmez ama daha düşük bir seviyede seyrederek.

İkinci bir problem çözümü ise ilk iki adımda olası bir hata ile ısıl kirlenme gerçekleşecek olursa geri-basım işlemi durdurulduktan sonra ısıl kirlenme bölgesinin yeniden rezervuar sıcaklığına yükselebilmesi için gerekli zaman ise yine bir basım ve kuyu kapatımı analitik modeliyle hesaplanabilmektedir.

Basım kuyu kapatımı testleri Maier ve Kocabaş (2011) tarafından önerilmiş, üç önemli kullanım alanı belirtilmiştir. İlki jeotermal rezervuarlarda farklı sıcaklıkta akışkan basımı ve geri akış testlerinin gerçekleştirilebilmesi için test kuyusunun hem üretim hem de basım kuyusu olarak görev yapabilmesi şartı vardır. Eğer kuyu yalnızca basıma uygun ama üretim debisi beklenen seviyenin altında ise o zaman basım ve kuyu kapatımı testleriyle ısıl aktarım parametrelerinin kestirimi olanağı oluşur. İkinci olarak akiferlerde yapılan ısıl depolama işlemlerinin mühendislik tasarımı yapabilmek için bu basma ve kuyu kapama testleri en uygun saha deneyleridir. Son olarak ise bir geri basım işleminde eğer ısıl kırılma zamanı beklenenden çok önce gerçekleşirse bu çözüm rezervuarın yeniden eski sıcaklığına yükselmesi için gerekli zamanın hesaplanmasını sağlar. Basım kuyu kapama testi için geliştirilen analitik çözüm Maier ve Kocabaş tarafından yayınlanmıştır.

Formül 5

Denklem 26 erken ısıl kırılma durumunda rezervuarın yeniden üretim yapabilme sıcaklığına ulaşması zamanının hesaplanmasını sağlar. Böylece geri basım kuyusunun ne kadar kapalı kalması gerektiğini bulabiliriz.

### SONUÇLAR

Bu çalışmada özellikle geri-basım benzetimi için ısı taşınım denkleminin yeni analitik çözümü geliştirilmiştir.

Bu çözüm ile birlikte oldukça yakın zamanlarda sunulan üç yeni analitik çözüm kullanılarak geri-basım tasarımı adımları ayrıntılı olarak verilmiştir.

Geri basım tasarımı etkileyen zaman ve para maliyetleri ise tesis, kuyu açımı ve işletme maliyeti olarak belirlenir ve tasarımın karar değişkeni olarak kullanılabilir. Bu maliyetler bölge, ülke ve sahaya göre değiştiği için maliyetlerde sayısal değerler kullanılmamıştır.

### REFERANSLAR

- Bülbül, M. (2015). Çatlaklı Jeotermal Rezervuarlarda Isı Yayılımı Modellemesi. Batman, Türkiye.
- Bülbül, M., & Kocabaş, İ. (2015). Paralel Çatlaklı Jeotermal Rezervuarlarda Gelişen Isı Transferinin Yeni Analitik Modelleri. Türkiye 20. Uluslararası Petrol ve Doğalgaz Kongre ve Sergisi. Ankara.
- Kocabaş, İ. (2005). «Geothermal reservoir characterization via thermal injection backflow and interwell tracer testing.» *Geothermics*, 34, 27–46.
- Maier, F., & Kocabaş, İ. (2013). Efficient Analytical Solution for Parameter Estimation of Push Shut-in Pull Experiments in An Idealized Single Fracture System. Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering. Stanford University, Stanford, California.

### Formül 1

$$\begin{aligned}
 x_D = 0 & \quad \text{icin} \quad T_D = 1 \\
 z_D = 0 & \quad \text{icin} \quad T_{nD} = T_D \\
 z_D \rightarrow \infty & \quad \text{icin} \quad T_{nD} \rightarrow 0 \\
 x_D \rightarrow \infty & \quad \text{icin} \quad T_D \rightarrow 0
 \end{aligned}$$

**Formül 1**

$$T_D = \frac{T_o - T}{T_o - T_i}$$

$$T_{mD} = \frac{T_e - T_m}{T_o - T_i}$$

$$z_D = \sqrt{\frac{\rho_w c_w}{\rho_o c_o} \frac{\rho_w c_w u}{\sqrt{k k_{ro}}} z}$$

$$x_D = \frac{\rho_w c_w u}{k} x$$

$$t_D = \frac{\rho_w c_w}{\rho_o c_o} \frac{\rho_w c_w u^2 t}{k}$$

$$\lambda = \sqrt{\frac{\rho_w c_w}{\rho_o c_o} \frac{\sqrt{k k_{ro}}}{\rho_w c_w u b}}$$

**Formül 3**

$$\bar{T}_D = \frac{1}{s} \exp\left(\frac{x_D}{2}\right) \exp\left(-\sqrt{\frac{1}{4} + s + \lambda \sqrt{s}} x_D\right)$$

$$\bar{T}_{mD} = \bar{T}_D \exp(-\lambda \sqrt{s} z_D)$$

**Formül 4**

$$\hat{T}_D(r, s) = -\frac{x_D}{2\sqrt{\pi r^3}} \exp\left(-\frac{(x_D - r)^2}{4r}\right) \frac{1}{s} \exp(-r\lambda\sqrt{s})$$

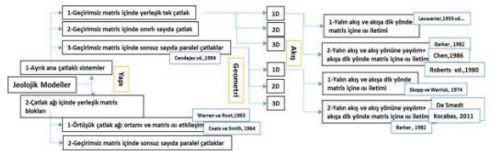
İkinci iterasyon ile birlikte kullanılan konvolüsyon işlemi istenen sonucu verir.

$$T_D(r, t_D - r) = \int_0^{t_D} \frac{x_D}{2\sqrt{\pi \tau^3}} \exp\left(-\frac{(x_D - r)^2}{4r}\right) \operatorname{erfc}\left(\frac{r\lambda}{2\sqrt{t_D - r}}\right) d\tau$$

**Formül 5**

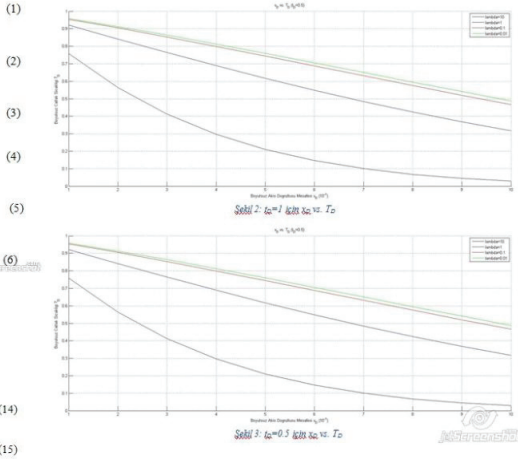
$$T_D = \exp(\theta t_{1D}) \operatorname{erfc}(\sqrt{\theta} t_{1D}) H(t_D - x_D) \operatorname{erfc}\left(\frac{\sqrt{\theta} x_D}{2\sqrt{t_D - x_D}}\right) + \int_0^\infty H(t_D - x_D) \operatorname{erfc}\left(\frac{\sqrt{\theta} x_D + \eta}{2\sqrt{t_D - x_D}}\right) \exp(\sqrt{\theta} \eta) \exp(\theta t_{1D}) \operatorname{erfc}\left(\sqrt{\theta} t_{1D} + \frac{\eta}{2\sqrt{t_{1D}}}\right) d\eta$$

**Şekil 1**

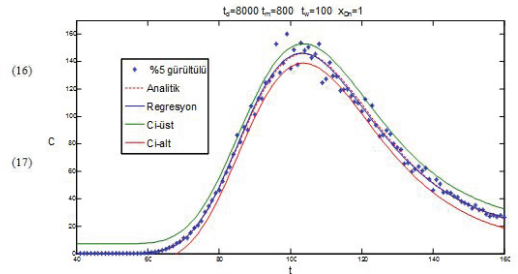


Şekil 1: Jeolojik ve diğer Modellerin Sınımlı Sınımları (Büyük 2015'ten alınmıştır)

**Şekil 2, Şekil 3**



**Şekil 4**



Şekil 4: Kuvvet, arazi eğimi, emilim, emilim oranı ve diğer parametrelerin etkisi

# Jeotermal Sahalarda Fraktal Analiz Yöntemiyle Çatlak Karakterizasyonu



**Emrah Gürel<sup>1</sup>, Serhat Akın<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Türkerler Jeotermal

<sup>2</sup>Orta Doğu teknik Üniversitesi

## ÖZ

Jeotermal sahalarda jeotermal potansiyel hesaplanırken rezervuar hacmi en önemli parametrelerden biridir. Doğru bir rezervuar hacmi için gözeneklilik değeri ve dağılımının bilinmesi gerekir. Batı Anadolu'da bulunan jeotermal rezervuarlar çatlaklı sistemlerden oluşmaktadır. Bu tip sistemlerde depolama ve akış doğal çatlak ağı içinde olmaktadır. Çatlak ağının heterojen ve süreklilik göstermeyen yapısı nedeniyle kapsamlı biçimde karakterizasyonlarına gerek vardır. Türkiye'de çoğu zaman yüksek sıcaklık ve maliyet nedeniyle gözeneklilik logları ve diğer karakterizasyon araçları kullanılmamaktadır. Karotlar ile alınabilecek olan önemli veriler hem jeotermal kuyulardan karot alma güçlükleri hem de karot verilerinin rezervuar çatlak yapısını anlamada dar bir zonu yansıtmaması nedeniyle sınırlıdır. Bu nedenle tek bir kuyudan elde edilen akış verisiyle rezervuar hacmi ve jeotermal potansiyeli hesaplanmakta ve sonuçlar genellenerek sunulmaktadır. Çoğu zaman tek kuyudan elde edilen bilgiler ışığında elde edilen jeotermal potansiyel ya çok düşük ya da çok yüksek olabilmektedir. Tüm bunlarla birlikte sonuçlardaki belirsizlik de bilinmediği için jeotermal potansiyel hesapları hatalı olmaktadır. Bu çalışmada yüzeyde mostra vermiş rezervuar kayaçlarından elde edilen görüntüler görüntü işleme yöntemleri ve fraktal yöntemler kullanılarak gözeneklilik değerlerine ulaşılmıştır. Bölgede yapılan çok kuyulu girişim testinin sonucunda elde edilen gözeneklilik – sıkıştırılabilirlik çarpanlarının elde edilen sonuçlardan bir miktar düşük ancak aynı mertebede olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

## YÖNTEM

Çalışma alanı olarak seçilen Alaşehir jeotermal rezervuarında sırasıyla Kuvaterner yaşlı alüvyon, Pliyo-Kuvaterner yaşlı kil, kumtaşı, çakıltaşı birimleri, Miyosen yaşlı Gediz Formasyonuna ait kireçtaşı, kumtaşı, killi kumtaşı, kıltaşı birimlerinden oluşan Salihli Üyesi ve karasal alüvyon yelpaze çökelleri olan kumtaşı, kıltaşı ve çakıltaşı birimlerinden oluşan Hamamdere Üyesi; Miyosen yaşlı Alaşehir Formasyonuna ait kireçtaşı ile Paleozoyik yaşlı mermer, kuvarsit, mikaşist, muskovitist, klorit, kalkışt ve çeşitli şistlerden oluşan metamorfik birimler bulunmaktadır. Bu formasyonlardan Miyosen yaşlı Alaşehir formasyonunun çatlaklı kireçtaşı – mermer ve şist seviyeleri rezervuarı oluşturmaktadır. Bu formasyonların yüzeyde mostra verdiği yerlere gidilerek çeşitli lokasyonlarda fotoğraflar alınarak çatlak paternleri tespit edilmiştir. Elde edilen görüntüler bilgisayara aktarılmış ve sonrasında ImageJ (Ferreira, T. ve Rasband, W., 2012) yazılımı kullanılarak işlenmiştir.

Öncelikle renkli görüntüler 8-bit gri görüntü haline getirilmiştir. Sonrasında ise çatlaklar siyah kalan kısım beyaz olacak şekilde eşiklenmiştir. Eşiklenen görüntülerde siyah alanların toplam alana oranları gözeneklilik değerini verecek şekilde elde edilmiştir. Sonrasında ise kutu sayma yöntemiyle fraktal boyut hesaplanmıştır (Peitgen vd, 1992). Bu amaca ulaşmak için herhangi bir görüntüde boyutları farklı olan kareler alınarak içlerine çatlak düşen kareler sayılmıştır. Kutu boyutunun çatlak ile dolu olan kutu sayısının log – log grafiğinin eğimi fraktal boyutu (D) vermektedir.  $N(r) \approx r^{-D}$  (1)

Bu denklemde N dolu kutu sayısını r ise kare boyutunu vermektedir. Fraktal boyut değerini kullanarak gözeneklilik değerine ulaşmak mümkündür (Acuna ve Yortsos, 1995). Bu modelde gözenekliliği bilinen bir yerde fraktal boyut kullanılarak gözenekliliğin hesaplanması mümkündür.  $\emptyset_f(L) = \emptyset_{f0} (L/L_0)^{-(D_{fp}-E)}$  (2)

## SONUÇLAR

Alaşehir bölgesinde mostra veren Miyosen yaşlı Alaşehir Formasyonuna ait kireçtaşı ile Paleozoyik yaşlı mermer, kuvarsit, mikaşist, muskovitist, klorit, kalkışt ve çeşitli şistlerden oluşan metamorfik birimlerden mermer ve şist seviyeleri çeşitli lokasyonlarda fotoğraflar alınarak çatlak paternleri tespit edilmiştir. Mermer örneklerinin (Şekil 1) analizleri sonucunda fraktal boyut yaklaşık 1.8 çıkarken şist mostra örneklerinin fraktal boyutları daha düşük (1.6) çıkmıştır. Babadağlı vd (1997) tarafından yapılan çalışmada Büyük Menderes grabeninde mostra veren rezervuar kayaçlarının ortalama fraktal boyutları Germencik için 1.411, Kızıldere için ise 1.29 olarak bulunmuştur. Yine aynı çalışmada çekilen hava fotoğraflarında yapılan kutu sayma yöntemiyle Germencik ve Kızıldere sahalarda fraktal boyut sırasıyla 1.55 ve 1.57 olarak hesaplanmıştır. Literatürde benzer sonuçlar elde edildiği görülmüştür. Örneğin Barton ve Larsen (1985) Nevada'da yaptıkları çalışmada çatlak yapılarının fraktal boyutlarını 1.4 ile 1.7 arasında bulunmuştur. Elde edilen fraktal boyut ve yukarıda aktarılan denklemle gözeneklilik hesapları yapılmıştır. Şist örnekler için gözeneklilik %6.8 ile %9.9 arasında bulunmuştur. Aynı örneklerin yukarıda aktarılan görüntü işleme yöntemiyle yapılan gözeneklilik hesaplarında ise %15.4 ile %20.9 bulunmuştur. Fraktal analiz ile görüntü işleme yöntemi arasındaki farklılığın nedeni olarak görüntü işleme yöntemiyle yapılan analizde gölgede kalan karanlık bölgeler fazladan gözeneklilik olarak hesaplara katılması olduğu düşünülmektedir. Aynı bölgede yapılan çok kuyulu girişim testinde gözeneklilik –

sıkıştırılabilirlik – kalınlık çarpanı  $1.34 \times 10^{-6}$ ,  $2.39 \times 10^{-4}$ ,  $5.61 \times 10^{-4}$  ve  $6.08 \times 10^{-4}$  olarak bulunmuştur (Akin 2015). Sıkıştırılabilirlik değerinin 5.0-5 bar-1, olduğu ve 1000 metre rezervuar kalınlığı için gözeneklilik değerleri sırasıyla %0.00268, %4.78, %11.2 ve %12.2 olarak elde edilebilir. Elde edilen sonuçların uyumlu olduğu görülmektedir.

## SONUÇ

Fraktal yöntemle mostra vermiş rezervuar kayalarının gözeneklilik değerleri ve dağılımlarını elde etmek mümkündür. Fraktal yöntem fotoğrafların görüntü işleme yöntemiyle elde edilen gözeneklilik değerlerinden düşük ancak girişim testi sonucu elde edilmiş değerlere benzer değerler vermektedir. Önerilen yöntemle gözeneklilik değerlerinin daha doğru tahmin edilmesiyle birlikte daha doğru jeotermal potansiyel tespiti yapmak mümkün olmaktadır.

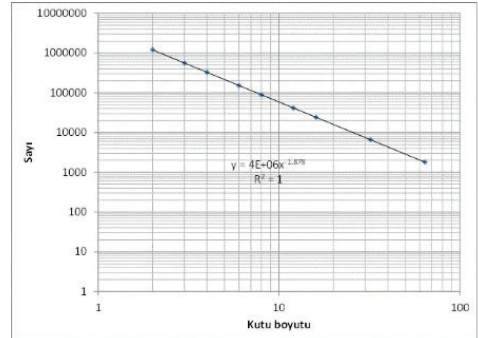
## REFERANSLAR

Acuna, J. ve Yortsos, Y. "Application of Fractal Geometry to the Study of Networks of Fractures and Their Pressure Transient" Water Resources Research, Volume 31, Issue 3, pages 527–540, March 1995.  
Akin, S. "Design and Analysis of Multi-well Interference Tests" Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April 2015.  
Babadagli, T. Serpen, Ü., Yıldız, T., Karalioglu, H. "Kızıldere ve Germencik Jeotermal Sahalarının Çatlak Yapılarının Karektarizasyonu" YDABÇAG 285, TÜBİTAK, 1997.  
Barton, C.C. ve Larson, E. "Fractal geometry of two-dimensional fracture networks at Yucca Mountain, southwestern Nevada" Proceedings of International Symposium on Fundamentals of Rock Joints, Bjorkliden, Sweden (1985), pp. 77–84  
Ferreira, T. ve Rasband, W. ImageJ User Guide, National Institute of Health, 2012.  
Peitgen, H.O., Jurgens, H., Saupe, D. Chaos and Fractals New Frontiers of Science, Springer, New York, 1992

Şekil 1. Mermer rezervuar kayaç mostra örneği.



Şekil 2. Kutu sayma yöntemiyle fraktal boyut hesabı.





**Bölgesel Jeoloji ve Tektonik**  
**Regional Geology and Tectonics**

---





## Orta Pontidler Mesozoyik'deki evrimi



**Aral Okay<sup>1</sup>, Gürsel Sunal<sup>2</sup>, Demir Altın<sup>3</sup>, Okan Tüysüz<sup>1</sup>, Mehmet Keskin<sup>4</sup>, Ali Murat Kılıç<sup>5</sup>, Sarah Sherlock<sup>6</sup>, Andrew R.c. Kylander Clarck<sup>7</sup>**

<sup>1</sup>Istanbul Teknik Üniversitesi, Avrasya Yerbilimleri Enstitüsü, Maslak 34469, İstanbul

<sup>2</sup>Istanbul Teknik Üniversitesi, Maden Fakültesi, Jeoloji Müh. Bölümü, Maslak 34469, İstanbul

<sup>3</sup>Orta Doğu Teknik Üniversitesi, Jeoloji Müh. Bölümü, Ankara 06531

<sup>4</sup>Istanbul Üniversitesi, Jeoloji Müh. Bölümü, Avcılar, İstanbul

<sup>5</sup>Balıkesir Üniversitesi, Jeoloji Müh. Bölümü, Balıkesir

<sup>6</sup>University of California Santa Barbara, Department of Earth Sciences, Santa Barbara, CA 93106 USA,

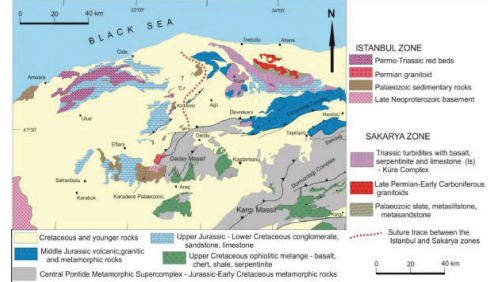
<sup>7</sup>Department of Earth, Environment and Ecosystems, The Open University, Walton Hall, Milton Keynes, MK7 6AA, İngiltere

### ÖZ

Karadeniz sahil bölgesinde İnebolu güneydoğusunda yüzeyleyen Permo-Karbonifer yaşlı granitik kayalar ve düşük dereceli metamorfitletler Orta Pontidler'in Variskan temelini oluşturur. Önceleri Jura öncesi temel olarak düşünülen Kargı, Daday ve Araç kompleksleri son çalışmalara göre Jura ve Kretase yaşında eklenir prizmalardan yapılmıştır. Variskan temel üzerinde Triyas yaşlı Küre Kompleksi yer alır. Küre Kompleksi'nin büyük bir kesimi Üst Triyas yaşlı iraksak türbiditlerden yapılmıştır. Akgöl Formasyonu olarak isimlendirilen türbiditler içerisinde bazalt akıntıları, boyları bir kaç kilometreye ulaşan serpantin ve Orta-Üst Triyas kireçtaşı blokları bulunur. Akgöl Formasyonu Geç Triyas'da Lavrasya güney kenarında bir yay-önü havzada çökelmiştir. Kıvrıntılı zirkon analizleri, Akgöl Formasyonu'nun kuzeyde yer alan bir Triyas magmatik yayından malzeme aldığını göstermektedir. Üst Triyas yaşlı Akgöl Formasyonu, Orta Jura yaşlı bazalt ve şeyller tarafından örtülmekte ve yine Orta Jura yaşlı sığ sokulumlar tarafından kesilmektedir. Orta Jura'da dalma-batma zonu ve buna bağlı olarak magmatik yay güneye doğru göç etmiştir. Akgöl Formasyonu'nu kesen Orta Jura magmatitleri yay magmatizmasını temsil eder; yayın daha derin kesimleri Orta Pontidler Devrekani Masifi ve Geme metamorfitletleri ile temsil edilir. Bu metamorfik kompleksler Orta Jura'da yüksek sıcaklık ve düşük basınç koşullarında metamorfizma geçirmiş, daha sonra diyapirik olarak yükselmiştir. Geç Jura'da başlayan bir transgresyonla Orta Jura magmatitleri ve Küre Kompleksi Bürnük Formasyonu'nun karasal çökelleri ve İnaltı Formasyonu'nun sığ denizel karbonatları ile örtülür. İnaltı Formasyonu üzerinde ise kalın bir klastik istifli oluşturan Alt Kretase (Barremiyen-Apsiyen) yaşlı Çağlayan Formasyonu uyumsuzlukla yer alır. Çağlayan Formasyonu, büyük ölçüde Doğu Avrupa Platformu ve Ukrayna Kalkanı'ndan beslenen büyük bir denizaltı türbidit yelpazesi oluşturur. Bu durum Barremiyen-Apsiyen'de Karadeniz'in daha açılmamış olduğuna işaret eder. Albijen'de Orta Pontidler'in güney kesiminde önemli bir orojenez meydana gelir. Çağlayan türbidit yelpazesinin güney kesimleri Tetis dalma-batma zonuna girip metamorfizma geçirir, ve üst levhaya eklenir. Benzer bir şekilde, bugün Kargı ve Elekdağ kompleksleri ile tanımlanan, okyanusal kökenli yüksek basınç – düşük

sıcaklık metamorfitletleri Lavrasya güney kenarına eklenir. Albijen orojenezini takip eden süreçte Orta Pontidler yükselmiş ve aşınmıştır. Santoniyen'de başlayan bir transgresyon ile Orta Pontidler pelajik kireçtaşları ile örtülür. Santoniyen'de aynı zamanda Kretase yay volkanizması etkin olmaya başlar ve Kampaniyen'de devam eder. Batı Karadeniz havzasının açılması da çok muhtemelen Santoniyen'de gerçekleşir. Geç Kampaniyen – Maastrihtiyen'de ise Karadeniz kıyı kesimlerinde karbonatlar, iç kesimlerde şşe türbiditler ve sığ denizel kıvrıntılılar çökler.

### Orta Pontidler'in Kretase öncesi birimleri



# Late Cretaceous stratigraphy and palaeogeography of the Pontides



**Okan Tüysüz**

İTÜ Eurasia Institute of Earth Sciences

## ABSTRACT

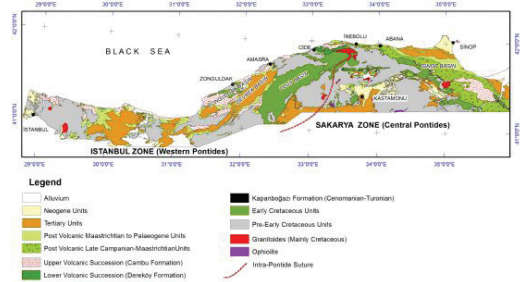
The Pontides forming the southern continental margin of the present Black Sea consists of two tectonic units, the Istanbul Zone in the west and the Sakarya Zone in the east. Stratigraphic units older than Cenomanian deposited on both tectonic units show differences (Tüysüz, 1999), while the Turonian and younger units form a common cover of both units (Fig 1 and 2). The Cenomanian was a time of uplifting and erosion on the Istanbul Zone. The Zonguldak and The Ulus sedimentary basins on this zone started to open during the Late Barremian and deepened continuously until the Albian, then regionally uplifted and eroded, possibly due to collision of the Istanbul and the Sakarya zones along the Intra-Pontide suture. Sediments on the Cenomanian erosional surface are represented by basal conglomerates at the base and an overlying deepening upward sequence associated with extrusive volcanic rocks (The Dereköy Formation; Figs. 1 and 2) developed. The oldest age data from this sequence come from pelagic sediments alternating with volcanics and volcanoclastics and indicate Middle Turonian. In contrast to the Istanbul Zone, the sedimentation was continuous since Hauterivian on the Sakarya Zone. The Late Albian, Cenomanian and Turonian sediments (the Kapanboğazı Formation, Figs 1 and 2) are represented by siliciclastic distal turbidites at the base and red carbonaceous shales, micritic limestones and radiolarian cherts at the top. Deposition of these sediments indicates that deep marine conditions prevailed on the Sakarya Zone, in contrast to the Istanbul Zone. During the Turonian, an E-W trending extensional magmatic arc has been established on both tectonic units in response to northward subduction of Neo-Tethys Ocean to the south. Back-arc and intra-arc extension gave way to development of an extensive normal faulting period. As a result of this extensional period, a horst and graben topography developed and some areas uplifted and eroded, while deep marine sediments and associating volcanic/volcanoclastic rocks deposited within the grabens between the Turonian and the Early Santonian (Fig. 3). Volcanic rocks associating these sediments are calc-alkaline and their geochemical nature imply that they were produced by a magma with subduction signal. During the Late Santonian, arc magmatism stopped and the entire region was covered by a deep marine environment (Fig. 3). This period possibly corresponds to the breaking-up the continental crust and starting of sea-floor spreading in the Western Black Sea Basin. The arc magmatism started again during the Campanian, and lasted until the end of the Campanian. The Campanian volcanic rocks (The Cambu Formation, Figs 1 and 2) consists of alkaline lavas in addition to the calc-alkaline ones. Geochemical nature of these volcanics

indicates mixing of magmas with subduction and OIB signals. This second stage of volcanism was possibly produced by an astenospheric mantle uplifted as a result of rifting of the Western Black Sea Basin to the north as a back-arc basin, and continuing subduction. At the end of the Campanian, the Tethys Ocean closed to the south. After the closing of this ocean, a compressional tectonic regime started to affect the Western Pontides. This compressional regime is still active in the eastern part of the Western Black Sea region while it was replaced by an extensional period during the Middle Miocene in the western part.

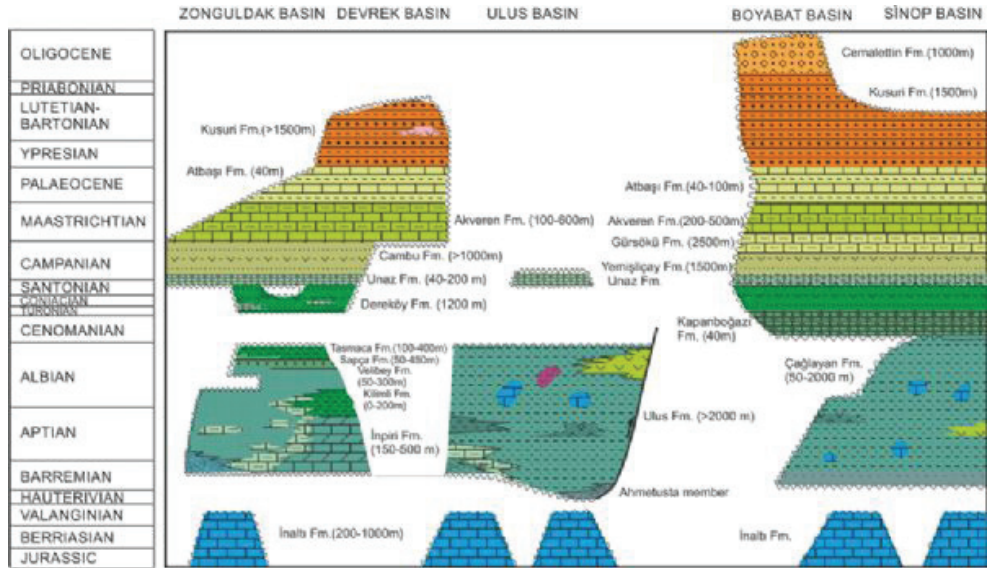
## REFERENCES

- Tüysüz, O., 1999, Geology of the Cretaceous sedimentary basins of the Western Pontides. Geological Journal, 34, 75-93.  
Tüysüz, O., Yılmaz, I.Ö., Svabnicka, L., Kirici, S., 2012, The Unaz Formation: A Key Unit in the Western Black Sea Region, N Turkey. Turkish Journal of Earth Sciences, 21, 1009-1028.

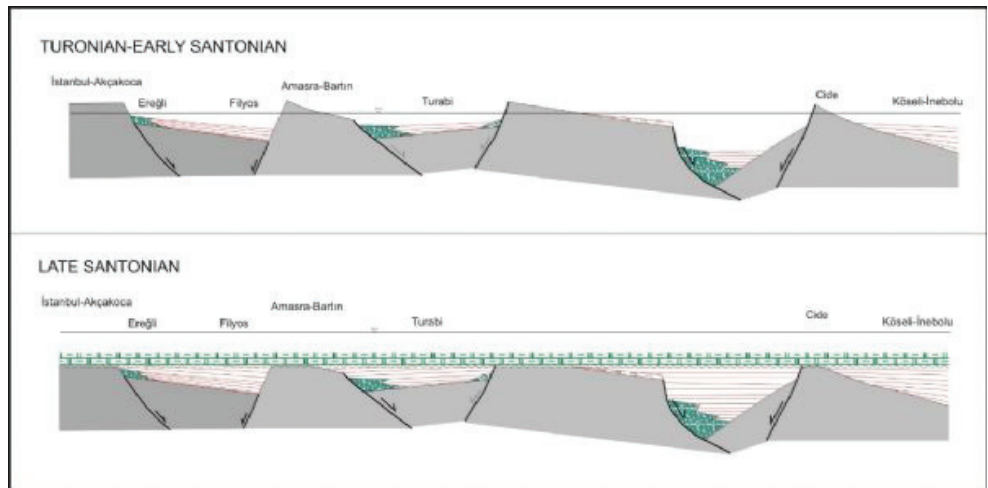
**Fig. 1- Simplified geology map of the Pontides (Modified after Tüysüz, 1999)**



**Fig. 2- Stratigraphic correlation chart of the Pontides (Modified after Tüysüz, 1999)**



**Fig. 3- Turonian to Late Santonian evolution of the Istanbul Zone (After Tüysüz et al, 2012)**



# Doğu Karadeniz Bölgesindeki Trabzon Fayı ile Tektonik Oluşumların Çok Kanallı Sismik Yansıma Verisi ile İncelenmesi



**Sermet Gündüz<sup>1</sup>, Günay Çıfçı<sup>1</sup>, Seda Okay<sup>1</sup>, Derman Dondurur<sup>1</sup>, Dae Choul Kim<sup>2</sup>, Sung Ho Bae<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Dokuz Eylül Üniversitesi, Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü, Deniz Jeolojisi ve Jeofiziği, İzmir.

<sup>2</sup>Pukyong Ulusal Üniversitesi, Busan, Güney Kore.

## ÖZET

Karadeniz Bölgesinin açılma zamanı tartışmalı olsa da, genel görüş, Karadeniz'in Orta Kretase-Paleosen ya da Eosen zamanı boyunca oluştuğu düşünülmektedir (Şengör ve Yılmaz, 1981). Karadeniz baseni, Tetis plakasının kuzey yönlü dalımı boyunca yay ardi ayrılmanın bir sonucu olarak oluşmuş ve Kretaseden beri birçok genişleme ve sıkışma evreleri geçirmiştir (Zonenshain ve Le Pichon, 1986; Nikishin ve diğer., 2003). Bu nedenle bölge bindirme ve kıvrım kuşaklarının etkisinde kalmış ve bağlantılı olarak bölgede bir takım faylar ve jeolojik oluşumlar meydana gelmiştir. 2010 yılında Trabzon-Rize açıklarında toplanan yüksek ayrımlı çok kanallı sismik yansıma verileri ile bölgede var olan jeolojik oluşumların ve fay sistemlerinin araştırılması çalışmanın amacını oluşturmaktadır. Toplanan sismik hatlar bir takım veri işlem aşamalarından geçirildikten sonra yorumlama programında ayrıntılı olarak incelenmiştir. Bu çalışma kapsamında, literatürde detaylı olarak araştırılmayan Trabzon fayının izlerine rastlanmış ve bölgenin fay haritası oluşturulmuştur.

## ABSTRACT

The timing of the opening of the Black Sea remains quite controversial, however it is considered that the Black Sea Basin originated during the Mid Cretaceous to Palaeocene or even in Eocene times (Şengör and Yılmaz, 1981). The formation of the Black Sea Basin is generally believed to result from back-arc spreading during the northward subduction of the plate and has undergone several phases of extension and compression since the Cretaceous (Zonenshain and Le Pichon, 1986; Nikishin et al., 2003). For this reason, the Black Sea region was affected by thrust and fold belts and some faults and tectonic structures took place related to these in region. Investigation of the geological formations and fault systems existing in the region based on collected high resolution multi-channel seismic data offshore of Trabzon and Rize in 2010 are the main goals of this study. Collected seismic lines are processed after some data processing steps and they are interpreted. Within the scope of the study, traces of Rize and Trabzon faults which is not exist detailed research in the literature are found and fault map of the region is constructed

## GİRİŞ

Karadeniz bölgesi daha önce gerek tektonik açıdan gerekse barındırdığı enerji kaynakları açısından birçok bilim adamı tarafından araştırılmıştır. Ancak bu çalışmalar Doğu Karadeniz bölgesinde, özellikle bölgenin tektonik açıdan incelenmesi konusunda yetersiz kalmıştır. Bu çalışma kapsamında, bölgede daha önce yapılan çalışmalar ışığında, Doğu Karadeniz'in yüksek ayrımlı sismik yansıma yöntemiyle detaylı incelemesi ve elde edilen sonuçlar ile tektonik yapısının yorumlanması hedeflenmiştir. Ancak bölgenin tektonik evrimi incelendiğinde karmaşık bir jeolojiye sahip olduğu aşikardır (Şekil 1). Dikkat çeken oluşumların başında aktif ve gömülü faylar, kanyon ve kanal sistemleri, tortul dalgaları ve kıvrım kuşakları gelmektedir.

Doğu Karadeniz bölgesinin tektonik yapısına bağlı olarak fay konumlarının, uzanımlarının ve karakterlerinin, yamaç aşağı kütle hareketlerinin araştırılması, bu çalışmanın amacını oluşturmaktadır. Buna bağlı olarak 2010 yılında TÜBİTAK ve Kore Araştırma Fonu (KRF) desteğinde ve Dokuz Eylül Üniversitesi Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü (DBTE) ile Pukyong Ulusal Üniversitesi (PKNU) işbirliği kapsamında, Rize Trabzon ve Giresun arasındaki bölgede yaklaşık 1400 km yüksek çözünürlüklü çok kanallı sismik yansıma verisi toplanmıştır (Şekil 2). Toplanan sismik hatlar belirli veri işlem aşamalarından geçirilmiş ve yorumlanmıştır. Özellikle son yıllarda Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı ile Nikishin ve diğerlerinin Karadeniz ve çevresinde gerçekleştirdikleri sismik çalışmalar sonucunda ileri sürdükleri Trabzon Fayının konumu ve karakteri incelenmiş ve bölgenin fay haritası oluşturulmuştur (Nikishin ve diğer., 2015 a, b).

## YÖNTEM VE METHOD

Çalışma kapsamındaki veriler Eylül 2010'da Dokuz Eylül Üniversitesi Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsüne ait Koca Piri Reis araştırma gemisi ile toplanmıştır. Çalışma kapsamında 216 kanallı veri toplanmış ve 6 saniye kayıt alınmıştır. Bunun yanında 1500 metre uzunluğunda alıcı kablo kullanılmıştır. Alıcı kablo derinliği 3 metre ve alıcı kablo grup aralığı 6.25 metre ve atış aralığı da 25 metre olarak tercih edilmiştir. En küçük ofset mesafesi 70 metre alınmıştır (Tablo 1).

Toplanan verilerin işlenmesi ve yorumlanabilir hale getirilmesi aşamasında veri işlem programı kullanılarak,

standart veri işlem adımları uygulanmıştır. Uygulanan veri işlem aşamaları sırası ile; Veri Yükleme (Data Loading), Geometri Tanımlama (Geometry Definition), Bantgeçişli Süzgeç (Bandpass Filter), Otomatik Kazanç Kontrolü (Automatic Gain Control-AGC), İstenmeyen Alanların Atılması (Muting), f-k Eğim Süzgeci (f-k Dip Filter), Ortak Derinlik Noktası Sıralama (CDP Sort), Hız Analizi (Velocity Analysis), Normal Kayma Zamanı Düzeltmesi ve Brüt Yığma (NMO and Brute Stack) ve Sismik Migrasyon (Seismic Migration)' dur. Araziden toplanan ham sismik verinin veri işlem sistemine yüklenmesi veri işlemin ilk aşamasıdır. Veri yükleme sırasında sismik verinin kaydedildiği özel veri formatı sismik veri işlem yazılımı tarafından okunur ve toplanan ham veri işlenmeye hazır hale getirilir. Geometri tanımlama işlemi ile atış sayısı, her atış sayısının koordinatı, veri toplama sistemindeki kanal sayısı, en küçük ofset ve grup aralığı gibi gerekli geometri ve koordinat bilgileri girilmektedir. Toplanan verinin belirli bir frekans bandında olması ve bu bandın dışında kalan kısmın gürültü olması nedeniyle bant geçişli süzgeç uygulanmıştır. Ardından veriyi f-k süzgeci uygulanarak, kuyruk şamandırası, derinlik düzenleyici gürültüsü veya mekanik kablo gürültüsü gibi doğrusal olayların veriden atılması sağlanmaya çalışılmıştır. Sismik sinyalin küresel saçılma ve soğurulmaya bağlı enerji kayıplarını gidermek amacıyla veriyi otomatik kazanç kontrolü (AGC) uygulanmış ve veri setinin atış gruplarından ortak derinlik noktası gruplarına dönüştürülmesi sağlanmıştır. Veri setinde derinlikle değişen sismik dalga hızlarının belirlenmesi için hız analizi uygulanmıştır. Hız analizi ortalama 500 ortak derinlik noktasında (CDP) bir uygulanabileceği gibi seçilen ortak derinlik noktalarına da uygulanabilir. Bu çalışma kapsamında taban morfolojisi ve bölgenin jeolojik yapısı göz önüne alınarak seçilen ortak derinlik noktalarının hız analizi uygulanmıştır. Kaynak-alcı mesafesinin artışına bağlı olarak oluşan kayma zamanlarının düzeltilmesine yönelik normal kayma zamanı (NMO) düzeltmesi ve ortak derinlik noktası gruplarına göre sıralanmış veri setine yığma (Stack) işlemi uygulanmıştır. Veri işlemin son aşaması olarak da yansımaları sismik kesit üzerinde ait oldukları gerçek yansıma noktasına taşıma işlemi olan sismik göç (migration) işlemi uygulanmıştır (Dondurur, 2009). Sismik veri işleminde birçok migrasyon çeşidi olmakla beraber burada sismik verilere Kirchhoff zaman migrasyonu ve eğimli taban topografyasına sahip bölgelerde daha olumlu sonuçlar verdiği düşünüldüğü için yığma öncesi zaman migrasyonu (PSTM) uygulanmıştır.

## SONUÇLAR

Doğu Karadeniz bölgesi genel olarak ele alındığında, çalışma alanının doğusunda meydana gelen bindirme kuşaklarının sebep olduğu doğu-batı uzanımlı kıvrım kuşakları, bölgede var olduğu düşünülen Trabzon fayı ile ilişkilendirilmiştir. Çalışma alanının batısında gözlenen kuzeydoğu-güneybatı uzanımlı Trabzon fayı, sol yönlü doğrultu atımlı bir fay olarak yorumlanmış olup, aynı zamanda bölgede Trabzon fayı

ile aynı yaşta olduğu öngörülen normal fay sistemi de gözlenmiştir. Gözlenen bu fay sistemlerinin geometrik özellikleri incelenmiş ve bölgenin fay haritası oluşturulmuştur. Genellikle kanyonlar boyunca olan türbidit akıntılarında kaynaklanan tortul dalgaları bazı sismik hatlarda gözlenmiş ve bu dalgaların geometrik özellikleri ortaya konmuştur (Şekil 3). Tortul dalgaları bazı sismik hatlarda deniz tabanında gözlenirken, bazı hatlarda gömülü olarak deniz tabanının altında gözlenmiştir. Kanyon sistemi boyunca çalışma alanında gözlenen diyapirik sırt yapısı sıkışma etkisi altında ters fay ile kontrol edilmekte ve diyapirik sırtın üzerindeki tortullarda yükselimin yarattığı deformasyon ile mikro faylanmalar meydana gelmiştir. Kıtasaal yamaç boyunca gözlenen erozyonel traşlanmalar kıvrımlanan kanyon kolları olarak tanımlanmıştır.

## TEŞEKKÜR

Çalışmada kullanılan sismik veri 108Y244 kodlu Tübitak projesi kapsamında toplanmıştır. Veri toplama ve işleme sırasında kullanılan sistem, cihaz ve donanımlar Devlet Planlama Teşkilatının 2003 K120360 kodlu DPT projesi kapsamında ülkemize kazandırılmıştır. Veri toplama sürecinde özveriyle çalışan R/V K. Piri Reis gemisi kaptan ve personeline, çalışmaya katılan bilimsel personele ve projenin koordinatörü olan Prof. Dr. Günay Çiççi' ye teşekkürü bir borç bilirim.

## KAYNAKLAR

Çiççi, G., Dondurur, D., Okay, S., Tübitak 108Y244 kodlu ve 'Gwangyang Körfezi ve Karadeniz'deki Sığ Gaz Birikimlerinin Fiziksel ve Akustik Özellikleri' konulu bilimsel araştırma projesi sonuç raporu.

Dondurur, D.,2009, Deniz Sismisinde Veri İşlem: TMMOB Jeofizik Mühendisleri Odası, Ankara.

Nikishin, A.M., Korotae, M.V., Ershov, A.V., Brunet, M.F., 2003. The Black Sea basin: tectonic history and Neogene-Quaternary rapid subsidence modeling. *Sedimentary Geology* 156 (9), 119-148.

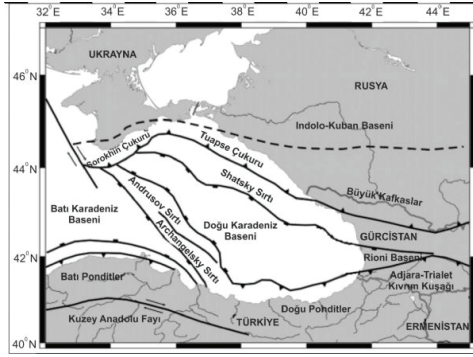
Nikishin, A. M., Okay, A. I., Tüysüz, O., Demire, A., Amelin, N. ve Petrov, E. (2015a). The Black Sea basins structure and history: new model based on new deep penetration regional seismic data. Part 1: Basins structure and fill. *Marine and Petroleum Geology*, 59, 638-655.

Nikishin, A. M., Okay, A., Tüysüz, O., Demire, A., Wannier, M., Amelin, N., Petrov, E. (2015b). The Black Sea basins structure and history: new model based on new deep penetration regional seismic data. Part 2: Tectonic history and paleogeography, *Marine and Petroleum Geology*, 59, 656-670.

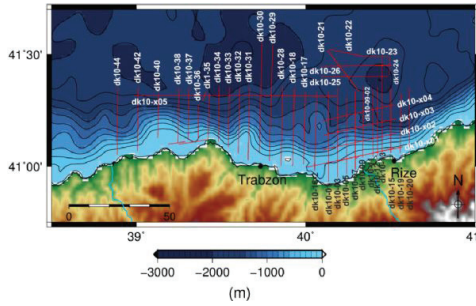
Şengör, A.M.C., Yılmaz, Y., 1981. Tethyan evolution of Turkey: a plate tectonic approach. *Tectonophysics* 75, 181-241.

Zonenshain, L.P., Le Pichon, X., 1986. Deep basins of the Black Sea and Caspian Sea as remnants of Mesozoic back-arc basins. *Tectonophysics* 123, 181-211.

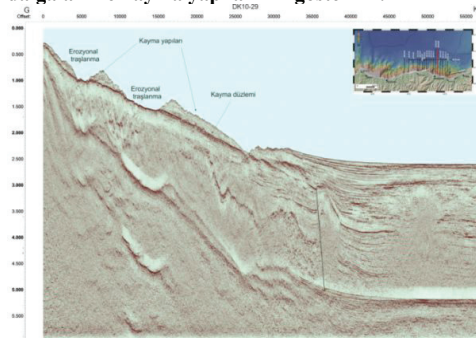
**Şekil 1. Doğu Karadeniz bölgesinin genel tektonik haritası (Klaucke ve diğer., 2006).**



**Şekil 2. Çalışma alanında toplanan sismik hatların batimetri haritası üzerinde gösterimi.**



**Şekil 3. dk10-29 no' lu sismik hatta gözlenen tortul dalgaları ile kayma yapılarının gösterimi.**



**Tablo 1. Çok kanallı sismik veri toplama parametreleri.**

Kanal sayısı	216
Streamer uzunluğu	1350 m
Kayıt uzunluğu	6000 ms
Delay	0 ms
Örnekleme aralığı	1 ms
Streamer derinliği	3-4 m
Atış aralığı	25 m
Kaynak	GI gun (45+45 inç3)
Kaynak derinliği	2 m
Kaynak basıncı	2000 psi (160 bar)
Ofset mesafesi	70 m
Veri formatı	Standart SegY
Kullanılan bird sayısı	2x5011 ve 4x5010 I/O DigiBird

## Erdek Körfez’inde Kuzey Anadolu Fayı’nın Orta Kolunun Yüksek Çözünürlüklü Jeofiziksel Yöntemlerle Araştırılması



**Elif Büsra Tath<sup>1</sup>, Günay Çifçi<sup>1</sup>, Seda Okay<sup>1</sup>, Derman Dondurur<sup>1</sup>,  
Christopher Sorlien<sup>2</sup>, Burcu Barın<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Dokuz Eylül Üniversitesi, Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü, Deniz Jeolojisi ve Jeofiziği,  
İzmir

<sup>2</sup>University of California, Earth Research Institute, Santa Barbara, USA

---

**İPTAL EDİLMİŞTİR.**

# Kuzey Anadolu Fayı'nın (KAF) Orta Kolunun Yüksek Ayrımlı Sismik Verileri ile Marmara Denizi'ndeki Devamlılığının İncelenmesi



**Burcu Barnı<sup>1</sup>, Seda Okay<sup>1</sup>, Günay Çifçi<sup>1</sup>, Derman Dondurur<sup>1</sup>,  
Christopher Sorlien<sup>2</sup>, Marie Helene Cormier<sup>3</sup>, Leonardo Seeber<sup>4</sup>,  
Talip Güngör<sup>5</sup>, Elif Meriç İlkimen<sup>1</sup>, Seislab Ekibi<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Dokuz Eylül Üniversitesi Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü, İzmir

<sup>2</sup>University of California, Earth Research Institute, Santa Barbara, USA

<sup>3</sup>University of Rhode Island, USA,

<sup>4</sup>Columbia University, LDEO, NJ, USA

<sup>5</sup>Dokuz Eylül Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, İzmir

---

**İPTAL EDİLMİŞTİR.**



# Seismic Interpretation and Restoration of a Forearc Basin System Offshore, New Zealand



**Umut Isıkalp**

Turkish Petroleum Corporation ANKARA; Colorado School of Mines USA

## INTRODUCTION

The study area is located in the offshore, North Island of New Zealand in an active forearc basin, lies in between the Hikurangi subduction margin and the axial ranges of the North Island (Figure 1a). The major structural elements of the basin consist of the Hikurangi trough, an accretionary wedge with several thrust-related ridges and associated slope basins, a forearc domain, the 1700m-high axial ranges and a southward propagating continental backarc rift and volcanic arc system (Taupo Volcanic Zone) (Cole and Lewis, 1981; Barnes et al., 2002; Lamarche et al., 2006). Oblique subduction of the Pacific plate beneath the Australian plate commenced at about 25 Ma (Ballance, 1976; Rait et al., 1991; Kamp et al., 1999; Stern et al., 2006) and is still actively occurring beneath the Australian plate with a rate of 42-48mm/year offshore (Nicol et al., 2007). Shortening and inversion mainly characterize the margin setting. The process of subduction is largely responsible for the tectonic features of the basin including anticlines, synclines, thrust faults, and inversion structures (Figure 1b). Although there has been no commercial petroleum production to date, oil and gas seeps throughout the onshore portion of the basin and oil and gas shows encountered in several wells, suggest an active petroleum system. Since the basin is an active forearc basin, the stratigraphic and structural evolution is complex.

## DATA

The data set available for the study consists of digital 2D and 3D seismic reflection data and well data. The 2D survey contains 46 NE-SW and NW-SE oriented lines running parallel and perpendicular to each other across an area of approximately 2800 km<sup>2</sup> of the study area. The 3D data are bounded between inline 1969 and 3159 NW and between crossline 840 and 4640 NE, covering approximately an area of 600 km<sup>2</sup>. Hawke Bay-1 is the only well within the study area and ties to a 2D line. Interpretation and mapping of these data were undertaken using Schlumberger's Petrel software package.

## PLATE TECTONIC HISTORY

From Late Cretaceous to Early Eocene times, the East Coast basin was affected by the rifting caused by regional tension associated with the separation of New Zealand from Australia/Antarctica. Many studies (Uruski, 1994; Davies et al., 1998; Haskell, 2002) indicate that much of the Cretaceous was deposited across a continental margin; facies include shelf sandstone, slope channels, and turbidite fans, as well as thick marine mudstone. In the offshore East Coast basin, the Early Cretaceous was part of the active convergent plate margin of Gondwana,

while the Mid to Late Cretaceous was under extensional tectonics resulting from sea floor spreading (Laird et al., 2003). In Oligocene times, the East Coast basin was dominated by carbonates with fine calcareous mudstone and siltstone present. During the Early Miocene, the East Coast basin was compressed after the initiation of the Hikurangi subduction. Southward verging thrusts are identified, as a set of sheets of Cretaceous and Paleocene rocks which were interpreted to have been thrust or slid by gravity into their present position.

## PRESENT DAY PLATE TECTONICS

The East Coast basin is bounded by an uplifted and semi-emergent accretionary wedge to the east and an elevated fault bounded frontal ridge underlain by indurated Mesozoic basement to the west (Bland and Kamp, 2006). Oblique subduction of the Pacific plate beneath the Australian plate commenced at about 25 Ma (Ballance, 1976; Rait et al., 1991; Kamp et al., 1999; Stern et al., 2006) and is still actively occurring beneath the Australian plate with a rate of 42-48 mm/year offshore (Nicol et al., 2007). Shortening and inversion mainly characterize the margin setting. The process of subduction is largely responsible for the tectonic features of the basin including anticlines, synclines, thrust faults, and inversion structures. Timbrell (2005) and Nicol/Uruski (2005) described the structural style and deformation mechanisms of the margin. A series of major normal faults are present in the basin and downthrowing to the east or southeast. Some of the faults are known to be normal reactivations of the antecedent reserve faults from the combined outcrop and seismic data.

Due to the subsequent severe folding and shortening, parallel depositional geometries show apparent onlap and downlap features that cause interpretation difficulties. The forearc basin overlies a terrigenous succession of at least 5 km thick comprised of dominantly deep-water marine sediments. The basin fill is known to be more than 10 km thick according to the East Coast Fact File Report published on The Ministry of Economic Development website. The depth conversion of the seismic data also suggests a maximum thickness of approximately 14 km of basin fill.

## STRATIGRAPHY

The stratigraphy of the East Coast basin has been studied extensively by many authors; Leslie (1971 a, 1971b), Moore (1988, 1989), Lewis and Pettinga (1993), and Ballance (1993b).

The basement rocks of the study area are the Triassic to Early Cretaceous age, indurated and strongly

deformed sandstones and mudstones of Torlesse Supergroup (Browne, 1986). The deposition of deeper water mudstone facies with occasional incursions of fan sandstones occurred in the Paleogene, after the spreading of the sea floor stopped in the Tasman Sea in the Late Paleocene, and was followed by the regional thermal subsidence of the East Coast passive margin (Uruski, 1994). Paleocene units in the onshore comprises of the upper part of the Whangai and Waipawa formations. The Paleogene was dominated by the mudstones, which includes bentonites, thought to be act as effective regional seals (Uruski, 1994). The sediments of the Miocene were affected by the initiation of the Hikurangi margin. Faulting became compressional and uplift of the coastal tectonic zone are present in the offshore Hawke Bay region. Early Miocene sediments are dominantly mudstone but some parts of the basin sandstone formations. Miocene reservoirs, in which are thought to be the best reservoirs for the region, are formed between rising anticlinal ridges of the basin (Christianson, 2008). The Late Miocene consists of deep water mudstones, siltstones, and tuff beds which should provide effective seals over the sandstone formations (Uruski, 1994). The Pliocene/Pleistocene sediments are characterized by limestones in the onshore portion of the basin. The limestone bands are encountered between thick muddy sandstone and sandy mudstone deposits (Uruski, 1994).

## PETROLEUM SYSTEMS

Numerous seeps and stains have been investigated and mapped in the onshore East Coast basin indicating an active petroleum system. Two oil prone source rocks –Waipawa and Whangai Formations – have been identified and mapped throughout the basin. The TOC content of the Waipawa Formation ranges from 4.5 to 12wt. % averaging 5wt. %, with a thickness up to 70 meters (Killops et al., 2000). The Whangai Formation has a lower TOC content ranging from 0.2 to 1.5wt. % -averages 1 wt. % with a thickness up to 600 meters. Both source rocks have oil and gas generation potential (Field et al., 1997). The study conducted by Funnell et al. (2002) suggested that the known source rocks in the region, the Waipawa Formation black shale and the Whangai Formation should be widely mature for oil and gas in large areas offshore.

Numerous potential reservoir rocks with depositional facies ranging from shallow shelf to deep submarine clastics are present throughout the basin. Miocene and younger strata have better reservoir quality than the older formations (Field et al. 1995). The Miocene section has good porosity characteristics and is known to be the most favorable section for good reservoir quality sandstone (Christianson, 2008). Elongate intra-slope basins developed between thrust ridges, shelf sandstone slope channels, and turbidite fans are the most significant targets for hydrocarbon exploration. The conceptual, large scale, paleogeographic model for the northern Hawke Bay area created for the Middle Miocene Tunanui Formation, suggests that thick sands are in structural lows and should be considered as

potential reservoir units as much as structural highs. Applying this concept to our study area can help us to predict new potential reservoir locations. The rocks that formed the East Coast basin were deposited in a marine setting, thus fine-grained marine sediments such as mudstone and shales provide effective seals for hydrocarbon entrapment. However, intense faulting and folding present in the basin may cause a loss of seal capacity and leakage to occur. The traps are mostly structural, anticlinal or fault bounded and related to development of the forearc basin. During the Miocene compressional event structural traps, such as anticlines, formed trap targets for the area.

## SEISMIC INTERPRETATION

Due to a lack of sufficient well data, seismic interpretation was done mainly based on seismic reflector characteristics. The horizon interpretations on the 2D line were carried over the 3D seismic volume in the area where no well data available. In addition; changes in reflector dip, seismic reflection terminations (such as truncations, onlaps, downlaps, toplaps), erosional unconformities and angular unconformities are used to identify and track the horizons through the data volume. Three horizons with ages of Top Pliocene, Top Miocene, and Middle Miocene were identified on all interpreted seismic profiles, while two additional horizons of Miocene age were interpreted in the 3D survey. However, only the horizons –Top Pliocene, Top Miocene, Middle Miocene– that were supported by the available data and literature were picked with certainty across the data. Due to the basins close proximity to the Hikurangi subduction margin between the Pacific and Australian plates, faults are abundant in the area of interest.

Before picking the faults on the 3D volume, Petrel Ant Tracking was performed to obtain an idea of the trends of the faults in the 3D area. The various types of faults –such as normal faults, listric faults, thrust faults, imbricate faults, mega splay faults and inverted-normal faults- are identified in the 2D and 3D seismic data. All interpreted 2D lines and 3D survey from Top Pliocene to the detachment are shown in Figure 2a. Inverted anticlines, normal faults and their related structures, such as pull-ups, are recognized on the 3D survey Figure 2b.

In the 3D survey area, the fault and horizons picks are used to construct a geologically realistic 3D model. For each horizon; Pliocene (Figure 3a), Top Miocene (Figure 3b), and Middle Miocene (Figure 3c), 3D horizon models are built and helped investigate topographic highs and lows, depocenters, and faults that cut through the structural features in the time interval of each horizon. Fault models generated based on picks on the 3D survey mainly trend NE-SW direction. Combining inline, crossline, time-slice, overlapping 2D line data help to evaluate the consistency and thoroughness of the fault models across the 3D survey. 3D model of the Pliocene time interval indicates that the depocenters are located in the northeastern part of the 3D survey area. In

addition, in the center and southeastern part of the basin minor depocenters exist. From Miocene to Pliocene age, 3D models demonstrate a change in depocenter locations moving to the northeast. The cold colors represent topographic lows while the warm colors represent topographic highs in the study area. The fault models show that the development of depocenters and their unity were constrained by NE-SW faults and can clearly be seen on Figure 3d.

## STRUCTURAL RESTORATION

Structural restoration is an important procedure used to validate interpretations by undeforming the rocks to their original depositional geometry. Restored sections provide insights into the depositional and tectonic evolution of basins. In this study, the 2D seismic profiles -05CM-01 and 05CM-03- were chosen for structural restoration. The 05CM-01 profile is approximately 150 km long, showing all the important features of the forearc basin such as ridges, slopes, accretionary wedge, inversion structures, and thrust complexes. The 05CM-03 profile is approximately 90 km long and the second most appropriate section for restoration, since most of other 2D lines are too short in terms of providing useful information about the evolution of the forearc system. After all of the horizon, fault, and construction lines are tied up, polygons are created for each horizons. Since all the data are in two-way travel time (TWT), depth conversion was required for a valid restoration process. Air gun well velocity survey was used for depth conversion to estimate average seismic velocities, based on interval velocities derived from calibrated log data. Due to lacking of depth coefficient data, constant values of shales, mudstones, and clays in the literature are used in order to make the depth conversion reasonable. In this study, I sequentially restored two-depth-converted seismic profiles traversing the depocenter of the basin to determine the subsidence history and determine the timing of trap formation. The restorations also provided insights into the paleotopographic evolution of the basin.

The methodology used for the restoration consists of 3 steps. The first step is to restore faults and folds using the proper algorithms that were provided by 2DMove. Fault parallel flow algorithm is used to restore the highly complex thrust fault systems. Fold restorations are performed by Line Length Unfolding feature in 2DMove which maintains constant line lengths. The second step of the restoration is to edit the inconsistencies after restoring the faults and folds and removing the pins that were used to unfold the folds –pin describes the surface of zero slip during the folding process. The third step is to remove the effects of sediment loading using the decompaction tool. Decompaction is an important step in terms of obtaining a precise geometry of the reconstructed structures in regions. For a valid decompaction process, the thickness, age, porosity, and depth of the units should be determined. When dealing with multiple layers of stratigraphic units, the decompaction should be done

individually at each stage to obtain a complete evolution of the tectonic subsidence. Compaction coefficients were assumed by estimating the dominant proportions of sands, shales, limestone of each individual seismic unit.

The restoration results are represented sequentially from Cretaceous period to present time, including 5 stages of reconstruction Figure 4. The basin was under extensional tectonics resulting from sea floor spreading during the Cretaceous, thus there is no evidence of subduction seen on the restored section (Figure 4a.iii). When the subduction initiated, the effects started to be seen on the restored section of the Middle Miocene. Cretaceous rocks had been shortened by the tectonic forces and changed their shapes.

The accommodation that was created onto the subducted portion of Pacific plate filled with the Miocene sediments and formed the accretionary wedge. The model suggests that the length of the section extended due to the sediments deposited down dip; however, the Cretaceous measurements indicated an approximately 6 km of shortening. Small-scale faults associated with the subduction were also developed and recognized (Figure 4a.iii). Gentle slope basins began to form at the base of the lower slope where sediments accumulated between adjacent thrust faults in the Top Miocene restored section. Slope basins and trench fills present on the accretionary wedge of the developing forearc basin. As stated by Leeder (1999) “the efficiency of the forearc traps increases as ridge-like barriers form by accretionary off scapping at the trench-slope break”. While the basin continued to develop with the deposition of Mid-Miocene units, the Cretaceous rocks were compressed by the subduction and shortened approximately 3 km and the water column got shortened more (Figure 4a.iii). The distribution of trench sediment infill increases with the continuation of the subduction from Middle Miocene to Pliocene-Pleistocene. The slope-trench break becomes distinctive at the Pleistocene-Pliocene section. Depocenters between thrust ridges took their shapes. The compressional effects of the subduction can still be recognized on the model. The shortening rates measured for the Cretaceous and Middle Miocene and Top Miocene sections are 4, 8 and 9 km, respectively, at this stage of the basin evolution period (Figure 4a.ii). From Pliocene to date; the basin has still been under the influence of the Hikurangi subduction, most of the water column filled with sediments. The compressive forces shortened the Cretaceous rocks at around 4 km in this stage. The shortening rates measured for the Middle Miocene and Top Miocene rocks are 9 and 11 km, respectively (Figure 4a.i). Figure 4a presents the length of the Cretaceous units measured on the restored sections as described above. Figure 5b presents the total lengths of the each section.

The restored 05CM-03 line extends over a length of 89.5 km and does not provide more information about the forearc evolution; since it does not even reach to the accretionary wedge. The compression rate is relatively small due to the location of the seismic line. However, the compressional effects of the present subduction can

be seen on the models (Figure 4).

From Cretaceous to Middle Miocene, the basin appears to be developed without affected by the influence of the subduction. The length measurement of the section suggests a small-scale extension occurring from Cretaceous to Middle Miocene (4b.iiii-iii). The fold structure present in the middle portion of the cross section is thought to be the product of the compression and might be formed during an uplift related to on-going compression. The uplifted section of the Top Miocene units eroded away and deposited to the east where the sediment deposition is higher. Note that, the water column of the section also gets narrower while the basin continues to grow (Figure 4b.iii). Since the eroded parts of the Top Miocene and Pliocene sections constructed back, the assumption is that the uplift and erosion have taken place in this stage. The cross section length presented in Figure 5c points out that the basin shortened at approximately 2 km from Top Miocene to present (Figure 4b).

## DISCUSSION

The rate of geological shortening calculated from the restored section of this study for the upper plate is 2-6mm/year corresponding to 5-15% of plate convergence rate. The remaining 85-95% of plate motion could be explained by the different factors listed below:

- 1) plate subduction accommodating the margin-normal slip;
- 2) strike-slip faulting (North Island Dextral Fault System, Wellington Fault) in the upper plate (Figure 6a) accommodating the margin parallel-slip;
- 3) clockwise rotation of the eastern North Island accommodating the margin parallel-slip. With the information derived from previous studies, most (60-90%) of the margin-parallel component of relative motion is known to be accommodated by the clockwise rotation in the North Island (Nicol et al., 2007). Nicol et al. (2007) state that rotations could accommodate all the margin parallel motion from Oligocene to 1-2 Ma. Strike-slip faults onshore have been active in the last 1-2 Ma and could be responsible for the remaining 10-30% of the margin-parallel motion of the basin. Geological and GPS datasets suggest that the block rotation could account for about 20 and 90% of the margin-parallel component of relative motion (Nicol and Wallace, 2007). Wallace et al. (2004) also conclude that 25-65% of the margin-parallel motion in the North Island was accommodated by the clockwise rotation of the basin, which is similar to the Cascadia forearc where rotation accommodates most of the margin-parallel component of the relative motion (McCaffrey et al., 2007). Paleomagnetic and geodetic data indicate a clockwise rotation of around 40/Myr for the Hikurangi margin (Walcott, 1994; Wallace et al., 2004; Nicol et al., 2007). The increase in finite rotations with rock age also suggests that the clockwise rotation of the margin has been occurring for more than 15 Myr (Walcott, 1984; Rowan et al., 2005). The

North Island Dextral Fault system, including Wellington and Wairarapa faults, onshore may also accommodate some of the margin-parallel motion; however, no data are available for high rates of strike-slip faulting that could take up most of the margin-parallel component. In the active Hikurangi margin in the present day setting, 80% of the current convergence is taken up by the subducting slab as stated by Nicol et al. (2007). In this study, the calculated shortening across the forearc basin takes up the 5-15% of the margin normal motion of the basin. The remaining 5-15% of margin normal motion could be taken up by the Taranaki Thrust or other onshore shortening structures (Figure 6).

At the southern end of the Hikurangi margin, the Alpine and Marlborough Fault systems (Figure 6a) accommodate at least 70-75% of the relative plate motion (Norris and Cooper, 2001; Sutherland et al., 2006), which is analogous to the San Andreas Fault System where most of the relative plate motion is taken up by large strike-slip faulting (Yeats and Berryman, 1987). Figure 6b summarizes the structures that are responsible to accommodate the margin-parallel and margin-normal motions of the basin. As mentioned in previous chapters, an active petroleum system is known to be present in the study area. Oil and gas seeps investigated and mapped throughout the onshore North Island and wells drilled with significant oil and gas kicks prove the presence of source rocks. Geochemical (Rogers et al., 1999) and thermal modeling (Field and Uruski, 1997) studies revealed that two source rocks interval with potential for hydrocarbon generation are present, the Waipawa and the Whangai Formations. Potential reservoir rocks ranging from shallow shelf to deep submarine clastics are also present. Fine grained marine sediments such as mudstone and shales provide effective seals for hydrocarbon entrapment. Both structural and stratigraphic traps occur in the basin; however, a complicated structural history with on-going tectonic activity destroys the petroleum traps and causes hydrocarbons to escape or leak. So, in this case, the key point is to predict the potential traps that have not been affected by the on-going subduction. The further move away from the Hikurangi trough, the more likely that traps have been destroyed by severe tectonic episode reduces. Two large anticline structures, which were formed during Miocene times, located in the NW 05CM-01 may work in this case. However, one of those anticlines was drilled in 1976 and proved to be a gas charged marly limestone. The other anticline structure, which is marked with a star on the restored cross section of 05CM-03 (see Figure 4b), was formed during the Late Miocene and could also be a potential target to drill. Further exploration targets could be turbidites, since they are widespread and easy to recognize on seismic data. Structural lows, marked on 3D geomodels (Figure 4a, b, c), are the potential depositional centers for turbidite sands.

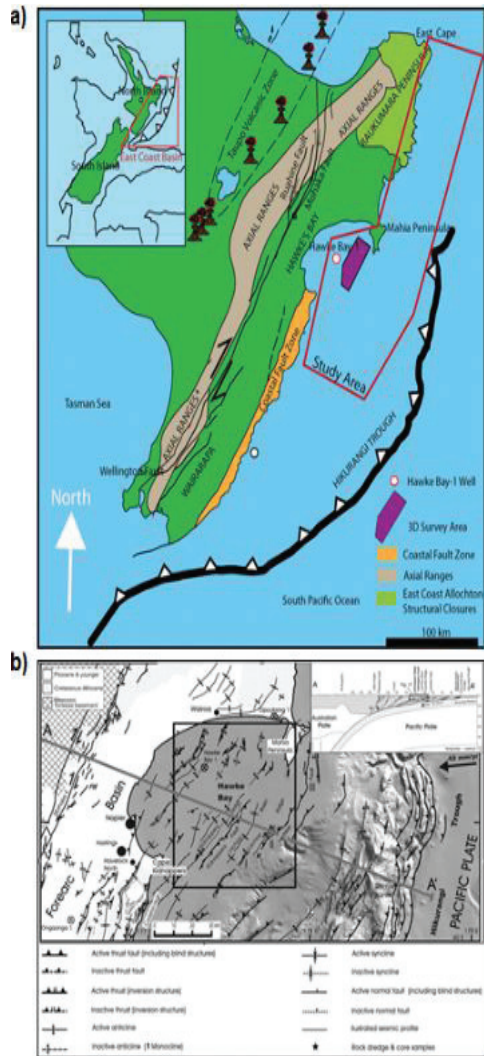
CONCLUSIONS

The geology and petroleum aspects of the study of the East Coast basin are strongly controlled by the oblique subduction of the Pacific plate beneath the Australian plate. In this study, the development of the forearc basin has been investigated in terms of the deposition center development, and migration; forearc basin structural development, compression rates by constructing 3D geological models and restoring 2D seismic cross sections. From this research I conclude the following:

- The 3D geomodels illustrate the paleotopographic history of the 3 geologic age intervals, Top Pliocene, Top Miocene, and Middle Miocene, and provide information about where the deposition centers of the each geological age were located in the basin.
- The migration of the depocenters to the northeast direction corresponds to the compressional regime of the basin as observed and mapped on the 3D geomodels.
- NE-SW trending faults constrained the development of depocenters and their unity as the models suggest.
- Inversion folds recognized in the 3D survey area indicate a small-scale extension in the Pliocene. Inverted normal faults, growth strata on the hanging wall and pull-up structures recognized on the seismic data indicate to inversion.
- The restored section of 05CM-01 line suggested that the Cretaceous units have been compressed and shortened by approximately 17 km after subduction initiation. Moreover, the Middle Miocene, Top Miocene, and Pliocene units have also been influenced by the present subduction and shortened at roughly 17, 20, 11 km, respectively.
- The restored section of 05CM-03 line indicates an approximate 4 km of shortening from Middle Miocene to present. The fold structure present in the middle portion of the restored cross section is interpreted to be the product of the subduction.
- The shortening rate, calculated from the restored cross sections of this study, across the forearc basin is 2-6mm/year.

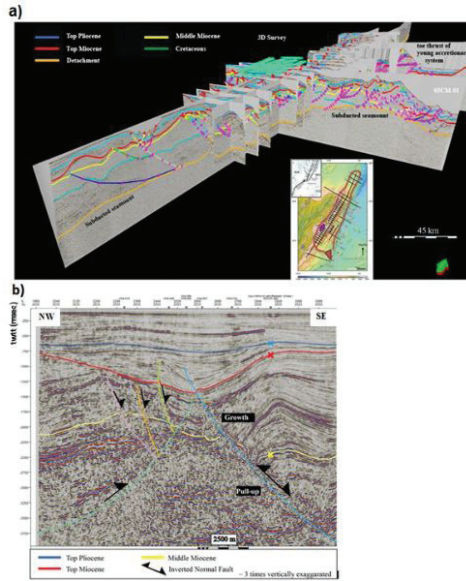
\* Full references can be found in the references section of the published thesis.

Figure 1.



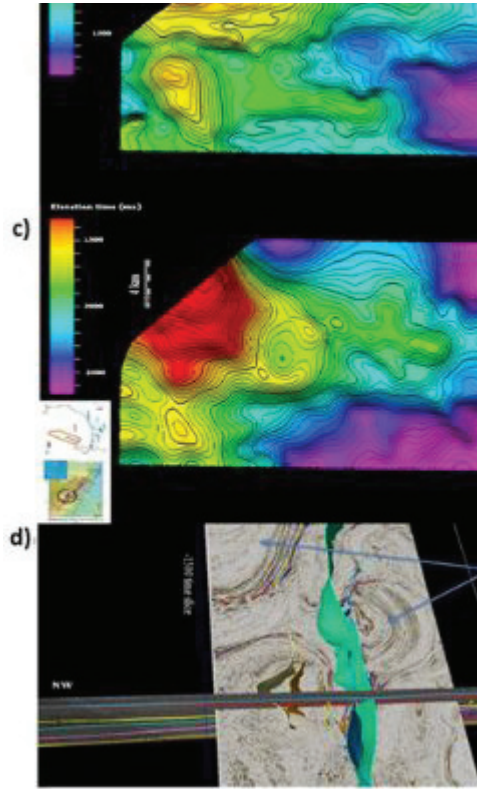
a) Location map of the East Coast basin, New Zealand. The boundary of the study area is shown in red. Modified from Christianson (2008).  
 b) Structural features: including thrust faults, normal faults, anticlines, synclines, inversion structures of the East Coast New Zealand. Adopted from Barnes et al. (2002).

Figure 2.



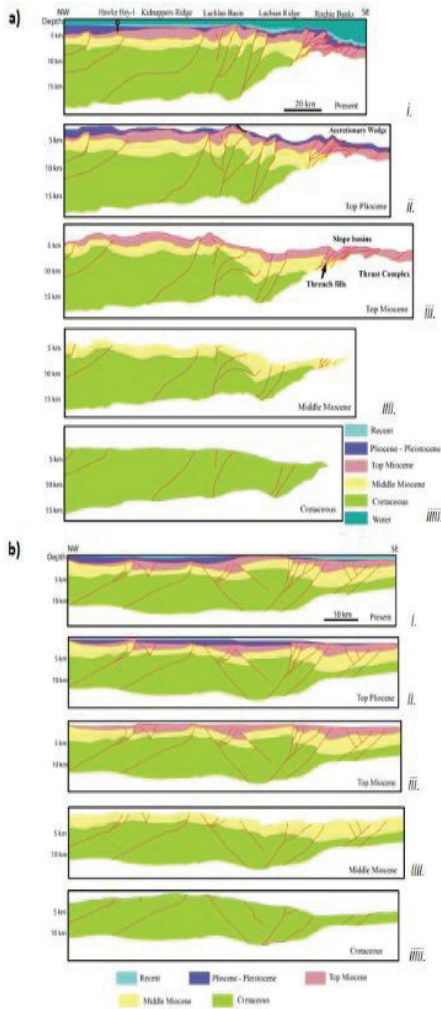
a) Interpreted 2D lines of the study area. The red line on the inset map shows the visible 2D lines on the map. b) Inversion fold and associated structures -growth strata, pull-up, and inverted normal fault- are shown on an inline -2533-. X's are the locations of the horizon picks on a 2D line shows the interpretation consistency between 2D profiles and 3D survey.

Figure 3.



a) 3D geological models for the Top Pliocene. The cold colors represent topographic highs and the hot colors represent topographic lows. Depocenters are located at the NW part of the section. b) 3D geological model for the Top Miocene. c) 3D geological model for the Middle Miocene. d) Faults models shown on a time-slice map. Note the consistency between 3D faults models and faults present on time-slice data. Depocenters are also recognized. Overlapped 2D seismic line of 05CM-01 is also presented in the figure.

Figure 4.



a) Restored cross section (05CM-01). From top to bottom, i. present, ii. Top Pliocene, iii. Top Miocene, iiiii. Middle Miocene, and iiiiii. Cretaceous. b) Restored cross section (05CM-03). From top to bottom, i. present, ii. Top Pliocene, iii. Top Miocene, iiiii. Middle Miocene, and iiiiii. Cretaceous. Vertical exaggeration ratio is ~3:1.

Figure 5.

Stages	Total Length (km)
Present	111.4
Top Pliocene	115.6
Top Miocene	119.6
Middle Miocene	122.5
Cretaceous	128.7

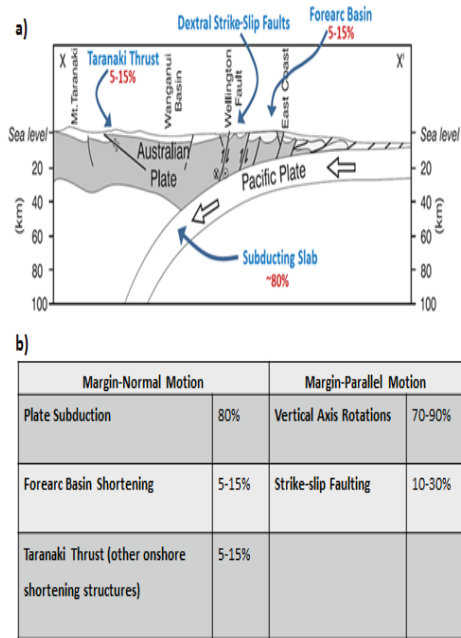
Stages	Total Length (km)
Present	148
Top Pliocene	159.8
Top Miocene	170.4
Middle Miocene	139
Cretaceous	128.7

Stages	Total Length (km)
Present	89.5
Top Pliocene	90.4
Top Miocene	91.2
Middle Miocene	93.4
Cretaceous	90.5

a) The length of the Cretaceous units measured on the restored section of 05CM-01 with respect to the geological age. Note the shortening of the Cretaceous units through time. b) The length of the cross sections measured on the restored sections of 05CM-01 with respect to the geological age. c) The length of the cross sections measured on the restored sections of 05CM-03 with respect to the geological age.

Figure 6.



a) Cross section showing the structures of the North Island that accommodate the margin-normal shortening. Percentages represent the margin-normal motion that the structures accommodate. Dextral strike-slip faults shown on the figure accommodate the minor component of the margin-parallel motion. Modified from Nicol et al. (2007). b) Table shows the structures that accommodates the margin-parallel and margin-normal motions of the basin.



# Antakya Civarında Uzun Açıklımlı Sismik Yöntemle Hidrokarbon Aranması



**Mehmet Gökhan Hacimehmetoğlu, Eren Yıldız, Nuray Şahbaz**

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

## PROGRAMIN AMACI

Türkiye'nin Güneydoğusunda yer alan Hatay-Yayladağ-Samandağ sahasında bulunan, Kretase yaşlı karbonatların Hidrokarbon potansiyelini test etmek. Bölge de çalışan bir petrol sistemi bulunmaktadır; Çengen petrol sızıntısı, Kurtbağ gaz sızıntısı, Samandağ Meydan Mağarası asfalt emaresi bunun kanıtıdır. Saha Tektonik olarak ÖDF (Ölü Deniz Fayı), Antakya Fayı, Amanos Fay zonları etkisi altında kalmıştır. Bu faylar Doğrultu atımlı ve güncel faylardır. Bu sahanın jeoloji ve jeofizik (Gravite-Manyetik ve Sismik) yöntemleri kullanılmıştır. Uzun açıklımlı Sismik yöntemin yanı sıra Gravite-Manyetik modellemelerde kullanılmıştır. Sahanın geneli allokton birimlerle kaplı olduğundan, sismik enerji yere iyi penetre edememektedir. Bunu sağlayabilmek için; ilk kez 2005 yılında Uzak offsetlerden gelen bilgileri kullanmak için; Danışman hocamız olan Sayın Prof. Dr. Özdoğan Yılmaz tarafından önerilen yöntem kullanıldı. Bu yöntemle, alıcıların serimi sabit (30 km) tutulup kayıtlar alınmıştır. Proses aşaması olan Migrasyon işlemi sırasında savurmalar çok fazla olmuş ve ayrıca 15 km den sonra bilgi gelmediği gözlemlenmiştir. Bu nedenlerden dolayı, 2009 yılında yöntem revize edildi. Burada; spread boyu 15 km simetrik split spread ile kayıtlar alınmış ve bunlar 2 farklı veri işlem programlarıyla işlenerek birbirleriyle kontrol edilmiştir. Bu veriler sonucunda allokton birimlerin altından bilgi gelmesi sağlanarak yorumlanabilecek sismik kesitler elde edilmiştir. Bu hatların yorumlanması sonucunda; 2 farklı alanda petrol potansiyeli olabilecek alan tespit edilmiş olup, Biri kaz

## ABSTRACT

The field, as a general, is covered with allochthonous units, therefore seismic energy cannot penetrate well into the ground. In 2005, in order to achieve this, a special method proposed by our consultant Mr. Oz Yılmaz which uses information received from far offsets was used, first time. In this method the recording was done with a constant spread of 30 kilometers. There has been a lot of distortions during migration phase of data processing and besides it was observed that no data farther than 15 kilometers was gathered. Therefore the method was revised. This time spread length was decreased to 15 kilometers and designed as symmetrically split spread. Data was processed by different softwares and matched. As a result of this, seismic sections which could be interpreted were finally obtained. After interpreting these lines, two different oil potential fields were identified and two wells were proposed to drill. One of them was drilled.

## STRATİGRAFI

Güney Amanoslarda istifin en alt kısmında mostra veren birimler Cudi grubunun yaygınca dolomitleşmiş karbonatlarıdır. Mavi renkli birim Allokton (Ofiyolit, Pelajik çörtlü şeyl bloklu, killi kireçtaşı, marn), koyu mavi birim: Cudi grubu (Bentik kireçtaşı, dolomit), Koyu yeşil birim: Mardin grubu (Bentik-Pelajik kireçtaşı ve dolomit ardalanması), Turuncu renkli birim: Eosen yaşlı Midyat grubu (Kalsitürbidit, Killi kireçtaşı, Marn) Sarı birim: Miyosen yaşlı Hatay grubu birimler (Kireçtaşı, Resifal kireçtaşı, Glokonli kireçtaşı, marn, kumtaşı), Gri renkli birim Pliyosen yaşlı birimler (çakıltaşı, kumtaşı ardalanması). Keldağ' da Mardin grubu ve Cudi grubu yüzeylenmektedir. (Şekil-1) Örtü Kaya. Sayındere formasyonu ve Allokton birimler, Rezervuar Kaya: Mardin Grubu biyoklastik kireçtaşları, Kaynak Kaya: Mardin Grubundaki Karababa-A formasyonu,

Migrasyon yolları: Üst Kretase'den günümüze kadar meydana gelen tektonikler sonucu oluşan kırık, çatlak ve fay sistemleri, Olgunlaşma ve Türüm yaşı: Üst Mestrişyen – Oligosen aralığı (Şekil-1).

Tektonik: Pliyosen döneminden itibaren bölge normal faylarla çok hızlı yükselmiş ve vadi oluşumu bu hızlı yükselimi takip etmeye çalışmıştır. Yeşil renkli ÖDF (Ölü Deniz Fayı), Mavi Renkli Antakya fay zonu, Mor fay Amanos Fay zonu göstermekte ve bunların tamamı Doğrultu atımlı faylar olup Miyosenden günümüze aktif faylardır (Prof. Dr. Yücel Yılmaz) (Şekil-2).

## JEOFİZİK

Hatay baseni yaklaşık 700 km<sup>2</sup> olup bu alanda mevcut bulunan sismik veriler; 1970 yılından günümüze kadar farklı yıllarda kayıt edilmiştir. 1500 km geleneksel sismik yöntemle (spread boyu 3 km), 300 km<sup>2</sup> 3D dataları mevcuttur. Fakat bu verilerde derinlerden, yani rezervuar birim olan Mardin grubu birimleri net olarak detaylandırılmamıştır. Bunu Prof. Dr. Özdoğan Yılmaz'ın geliştirmiş olduğu Uzun açıklımlı Sismik yöntemle daha derinlerden bilgi alınması sağlanmıştır. 2005 yılında 30 km sabit spread boyulu 2 adet sismik hat atılmıştır. Bu hatların proses ve yorumu sonucunda sinyaller 12-15 km den uzak offsetlere enerji yayılamamış, güdültüler kayıt edilmiştir. Bunun üzerine 2009 yılında bu yöntemi revize edilerek spread boyunu 12 km olacak şekilde simetrik split spread şeklinde değiştirilerek 4 adet sismik hat önererek kayıtlar alınmıştır. Toplam 180 km. Bu çalışmamızda mevcut 2D lerle beraber UAS hatlar yorumlanmıştır (Şekil-3). Konvansiyonel yöntemle kayıt edilmiş, sismik kesitlerdeki data kalitesi oldukça kötü olup, rezervuar

seviye olan Mardin grubu yorumlanamamaktadır (Şekil-4). Yorumla başlarken mevcut kuyu bilgilerinden faydalanıldı (Amik-1 ve Kurtuluş-1). Bunlar allokton birimler içinde kalmış olup Mardin grubu birimler sismik kesitte nerede olabileceği görülmektedir. Bu bilgiler ışığında veriler UAS hatlara taşındı. Şekil-4 Geleneksel Yöntemlerle Yapılan 2D Sismik Hat 2005 yılında yapılmış olan 30 km sabit spreadli kayıda örnek olarak KD-GB doğrultulu atılmış bir sismik hattın görüntüsünde Otokton birim olan Mardin grubu tariflenebilmektedir. Sismik kesitin uç kısımlarında migrasyon konisinin etkisinden kaynaklanan savurmalar oldukça belirgin olarak görülmektedir. Üstteki birim allokton birimin girişini, alttaki birim ise otokton birimin (Mardin grubu) girişini göstermektedir. Allokton birim içinde belirgin yansımalar, otokton birim gibi yanlış yorumla götürebilir. Fakat bunlar alloktonlar içindeki kireçtaşlarından kaynaklanmaktadır. Hattın SW tarafında bulunan Keldağ'da Mardin grubu birimler yüzeylenmektedir. (Şekil-5) 2009 yılında spread boyu 12 km olacak şekilde simetrik split spread olarak kayıt edilen sismik hatlardan örnekler ve bu hatlar üzerinde önerdiğimiz kuyu yerlerini göreceksiniz. Bunlardan öncelikle NE-SW doğrultulu sismik hat, bu hat faylanma trendlerine paralel olarak atıldığından Thrustline prosesinde savurmaların etkisi görülmektedir. (Şekil-6) Thrustline prosete statik modeli non-linear tomography metoduyla, shot gather migrasyon (PSTM) yapılmıştır. Focus prosete ise arazi statikleri hesaplanarak PSTM yapılmıştır. Her iki proses sonucunun kıyaslanması görülmektedir. Görüldüğü üzere her iki sonuçta da yapıların yerleri değişmemektedir. (Şekil-7) Bu sahada mevcut olan kuyu bilgilerinden elde edilen Check-shot ve sonic logları ile sentetik sismogramlar oluşturulmuştur. Kuyu bilgileri sismik kesitler üzerine tie edilmiş ve burdan yoruma başlanmıştır. Yorum sırasında yüzey jeolojisi, tektonik bilgiler, kuyu bilgileri, Gravite-Manyetik yöntemler-model bilgileri, konvansiyonel 2D sismik veriler UAS sismik kesitlerle korele edilerek yorum tamamlanmıştır. (Şekil-7) Tüm bu bilgileri kullanılarak elde edilen yorum sonucunda çalışılan alan içinde hidrokarbon potansiyeli olabilecek 2 farklı alan içinde kuyu yerleri tespit edilmiştir. Bunlardan Kuzeyde olanı kazılmış beklenen hedef formasyonlara beklenen derinliklerde girilmiş olmasına rağmen bu alanda petrole rastlanılamamıştır. Bundan dolayı güneyde olan yapıya gidilmemiştir. Yorum sonucunda Çift gidiş geliş zaman (TWT) haritası oluşturulmuştur. Derinliğe geçerken Mevcut kuyu hızlarından (checkshot ve sonic log) faydalanılarak derinliğe geçilmiştir. Burdan da deniz seviyesi çıkartılarak yapı kontur (kot) haritası elde edilmiştir. Mardin Grubu girişi TWT: Yayladağ-1 kuyusu: 1015 ms, Şenköy-1: 1315 ms. SRD: 300 m, Kontur Aralığı: 50 ms, Ölçek: 1/100000 olarak haritalanmıştır. (Şekil-8) Hız haritasında kullanılan değerler; Yayladağ-1 kuyusu için: 3650 m/s, Şenköy-1 kuyusu için: 3950 m/s hesaplandı. Kontur aralığı: 100 m/s, Ölçek: 1/100000 olarak haritalandı. Derinlik haritası hesaplanırken de Hız ve TWT değerleri çarpılarak, 2000' e bölünerek metraj hesaplandı. SRD den derinlik Yayladağ-1 kuyusu

için: 1880 m, Şenköy-1 kuyusu için: 2600 m. Kontur aralığı: 100 m, SRD: 300 m, Ölçek: 1/100000 olarak haritalandı. (Şekil-9)

## SONUÇ

Bu alanda Hidrokarbon potansiyelini test etmek için yapılan gerek jeolojik, gerekse jeofizik çalışmalar neticesinde, Sahanın olumlu ve olumsuz yönleri ortaya konulmuştur.

Olumlu Yönler; Basende oldukça büyük yapılar mevcuttur, Lokasyon alanları petrol sızıntılarının izlendiği alanda yer alır,

Jeoloji, Gravite-Manyetik ve Sismik yorum sonuçları birbirleriyle örtüşmektedir.

Mevcut UAS kalitesi Mardin Grubunu yorumlamaya yeterlidir.

Yapılar Üst Mestrişyen öncesi (Kretase) oluşmuştur.

Alloktonların ince ve Mardin grubu karbonatlarının sığ olduğu alanlarda kuyular önerilmiştir.

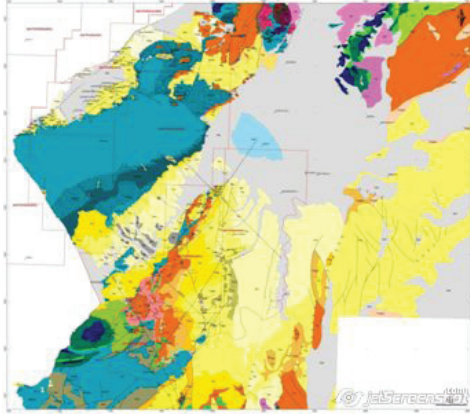
Olumsuz Yönleri; Üst Kretase yapıları günümüze kadar aktif olan tektoniklerden etkilenmiştir.

Bölgedeki hidrokarbon sızıntılarının varlığı genç tektoniğe bağlı olabilir, Prospekt alandaki konvansiyonel 2D ve 3D sismik kaliteleri kötüdür,

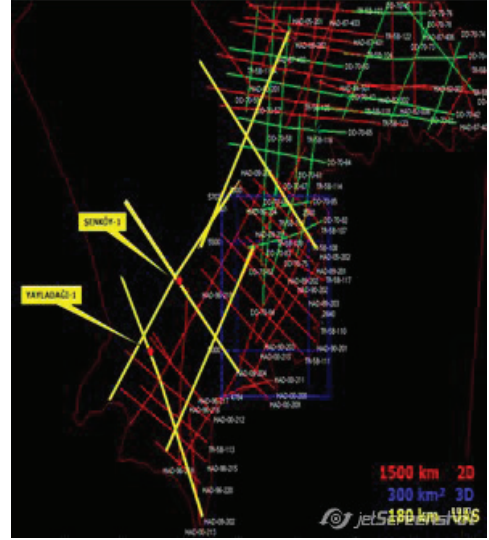
## KAYNAKLAR

- Dellaloğlu, A. A., Pasin, C., 1984 Yalangoz ve Keldağı (Hatay) yörelerinin jeolojisi ve petrol olanakları, TPAO Arşivi, Rapor No:2011
- Derman, A. S., et all., 1979, Antakya civarı stratigrafisi ve jeolojisi TPAO Arama Grubu, Rapor No:1513
- Gül, M.A.,2003, Hatay bölgesinin jeolojisi ve petrol olanakları, TPAO Arama Grubu Rapor No:4510
- Günay, Y.,1984, Amanos dağlarının jeolojisi ve Karasu-Hatay grabeninin petrol olanakları, TPAO Arama Grubu, Rapor No:1954
- Günay, Y. Sarıdaş, B., 1984, Amanos Dağlarında Cudi ve Mardin Grubu Karbonatları ve Üst Kretase-Eosen yaşlı istifin konumu, TPAO Arama Gubu, Rapor No:2021
- Yılmaz, Y., et all, 1984, Amanos dağlarının jeolojisi, TPAO Arşivi, Rapor No: 1920
- Yılmaz, O., Uygun, S., Olmez A., Cali, E, 2010, Mapping imbricate structures in the thrust belt of southeast Turkey by large offset seismic survey, Society of Exploration Geophysicist Extended Abstract.

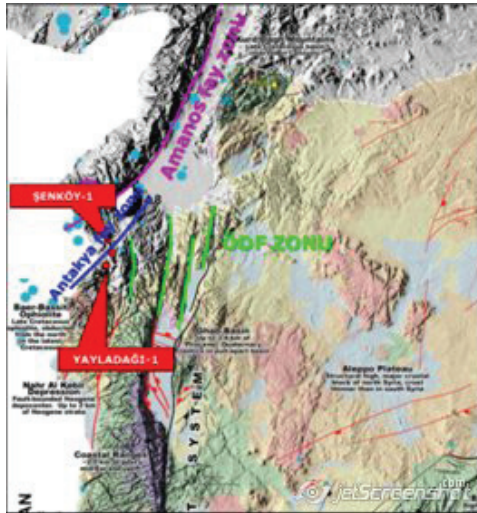
Şekil-1 Jeoloji haritası



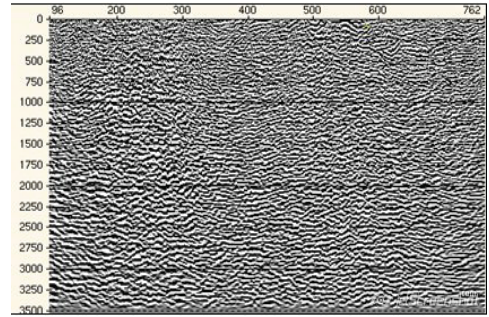
Şekil-3 Çalışma alanı



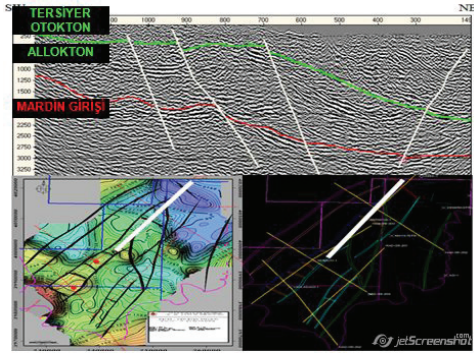
Şekil-2 Tektonik trendler



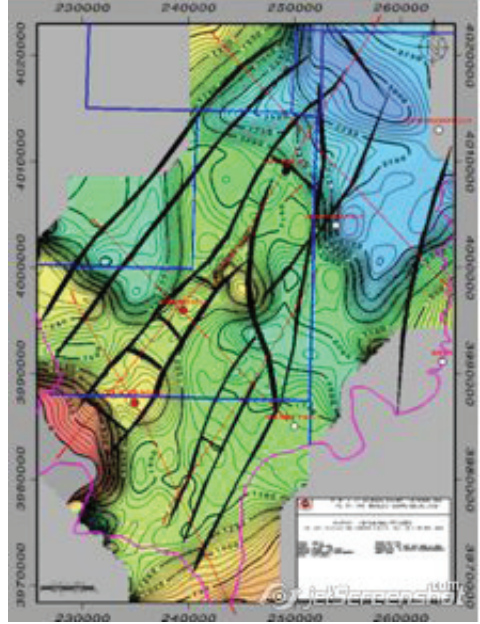
Şekil-4 Geleneksel Yöntemlerle Yapılan 2D Sismik Hat



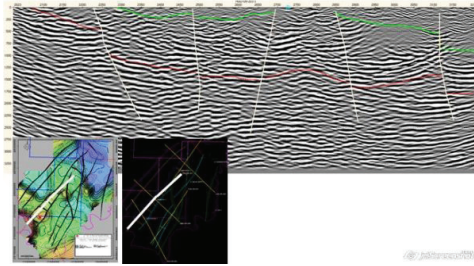
Şekil-5 Line-1, KD-GB Doğrultulu UAS Kesit 2005 Yılı



Şekil-8 Olası Mardin Grubu Girişi TWT haritası



Şekil-6 Line-2, KD-GB Doğrultulu UAS Kesit 2009 Yılı



# Hatay bölgesi'nde açılan Şenköy-1 kuyusunda alınan sonuçların, tektonik ve kaynak kaya açısından değerlendirilmesi



**Nuray Sahbaz<sup>1</sup>, Hüsnü Çorbacıoğlu<sup>2</sup>, Aslı Korkmaz Elmacı<sup>2</sup>,**

**Mehmet Gökhan Hacımehmetoğlu<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>TPAO, Arama Daire Bşk., Ankara

<sup>2</sup>TPAO, Araştırma Daire Bşk., Ankara

## ABSTRACT

Hatay region is located intersection of African-Arabian-Anatolian plate (triple junction) at the southeastern Turkey. Arabian plate sediments offers an almost uninterrupted succession from Paleozoic to present in this area where include the Senkoy-1 well at the east of Amanos. In this region, tectonic activity started with the closure of NeoTethyan ocean at Cretaceous and continued with the Dead sea and East Anatolian strike-slip faults that began to develop in the Miocen. Today from Pliosen, the region is under affect of the normal fault ( north-south directional and has fallen left block). This study contain well logs, results of geochemistry and paleontological data that is obtained from Senkoy-1 well that drilled for testing the Mardin Group targeted reservoirs and tectonical models created with them.

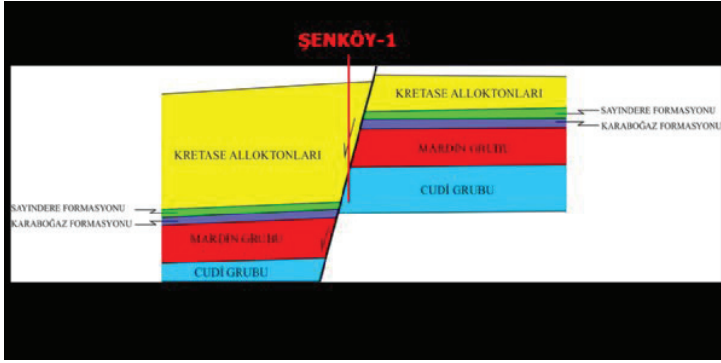
## ÖZ

Bu çalışma Hatay Bölgesinde 2013 yılında Mardin Grubu hedefli rezervuarları test etmek amacıyla açılan Şenköy-1 kuyusundan elde edilen kuyu logu, jeokimya ve paleontoloji verilerinin sonuçlarını ve bunlarla birlikte oluşturulan tektonik modelleri kapsamaktadır. Hatay Bölgesi, Türkiye'nin güneydoğusunda, Afrika-Arap-Anadolu plakalarının kesişim noktasında (triple junction) yer almaktadır. Amanoslar'ın doğusunda, Şenköy-1 kuyusunun da içinde bulunduğu bu alanda, Arap Platformu çökelleri, Paleozoyik'ten günümüze neredeyse kesintisiz bir istif sunmaktadır. Bölgede Kretase'de Neotetis'in kapanmaya başlaması ile başlayan tektonik aktivite Miyosen'de gelişmeye başlayan Ölü Deniz ve Doğu Anadolu yanal atımlı fayları ile devam etmiştir. Pliosen'den günümüze gelişen süreçte ise yaklaşık kuzey güney yönlü ve batısı normal faylarla düşen, bölgede genişlemeli bir tektoniğin etkisi altında kalmıştır. Bilindiği üzere, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Orta Kampaniyen yaşlı Karaboğaz Formasyonu, Koniasiyen-Santoniyen yaşlı Karababa Formasyonu A Üyesi ve Senomaniyen-Turoniyen yaşlı Derdere Formasyonu sferli seviyesi, kaynak kaya özelliği göstermektedir. Ölü Deniz fayının batısında yapılan saha çalışmaları ve açılan kuyulardan elde edilen bilgilere göre, bu kaynak kayalardan Derdere Formasyonu sferli seviyesi ve Karababa Formasyonu A Üyesi'nin bu bölgede bulunduğu bilinmektedir. Ancak Karaboğaz Formasyonu'nun varlığı tartışmalıdır. Bölgede, pek çok sızıntı ve asfalt emaresinin varlığı, çalışan bir petrol sisteminin olduğunu göstermektedir. Bu

nedenle, bölgede 2013 yılında, Kretase karbonatlarının petrol potansiyelini test etmek amacıyla, saptanan yapısal bir kapanda, Şenköy-1 kuyusu kazılmıştır. Kuyu, yüzeyde Koçali Karmaşığı'nın ofiyolitik birimleriyle başlamış, Mardin Grubu karbonatları Koçali karmaşığı içinde blok halinde ve terslenmiş olarak kesildikten sonra Trias-Jura yaşlı Cudi Grubu Karbonatları'nın en üst birimi olan Latdağı Formasyonu ile devam etmiştir. Daha sonra kuyuda ince bir ofiyolit kesiltikten sonra Cudi Grubu karbonatları ikinci bir dilim olarak kesilmiş ve sondaj 4100 m'de bitirilmiştir.

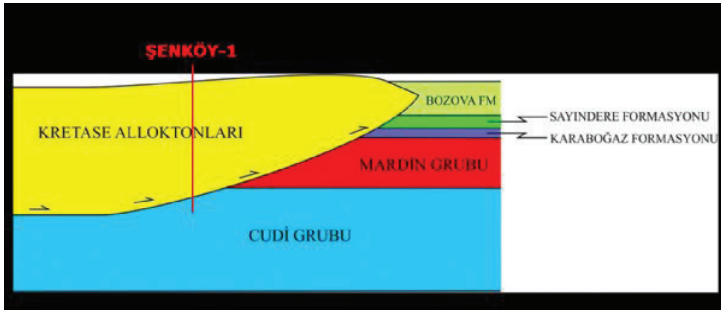
Mevcut veriler ışığında Şenköy-1 kuyusunda neden Mardin Grubu Karbonatlarının kesilemediğini açıklamak amacıyla üç farklı tektonik model oluşturulmuştur. Modellerden ilkinde, ikinci dilim olarak kesilen Cudi Grubu birimleri otokton kabul edilmiş ve bunun üstünde yer alan tüm formasyonlar, Kretase allokonları içindeki bloklar olarak kabul edilmiştir. Bu modelde, Pliosenen itibaren gelişen normal faylar etkisiyle, kuyunun Mardin grubunu kesmeden, alttaki Cudi Grubuna girdiği yorumu yapılmıştır. (Şekil-1) İkinci modelde ise ilk modeldeki gibi Cudi Grubu otokton olarak kabul edilmiş ve bunun üstündeki birimlerin, bindirme fayı ile sıyrılmış olduğu şeklinde yorumlanmıştır. (Şekil-2) Son modelde ise alttaki ikinci dilim olarak kesilen Cudi Grubu da bir blok olarak kabul edilmiş ve otokton Mardin Grubu'nun daha derinde olduğu yorumu yapılmıştır. (Şekil-3) Şenköy-1 kuyusunda petrol keşfi yapılamasa da, bölgedeki kaynak kayalarla ilgili önemli bilgiler elde edilmiştir. Bölgede varlığı soru işaretli olan Karaboğaz Formasyonu'nun kuyuda kesilmesi ve orta-çok iyi kaynak kaya özelliği göstermiş olması ve Sayındere Formasyonu tabanındaki kısımlarda da kaynak kaya potansiyelinin varlığı jeokimya verileri ile ilk kez ortaya konmuştur. Ancak bu kaynak kaya seviyeleri HI ve Tmax grafiğinde olgunlaşmamış-erken olgun alanda kalmıştır.

şekil-1



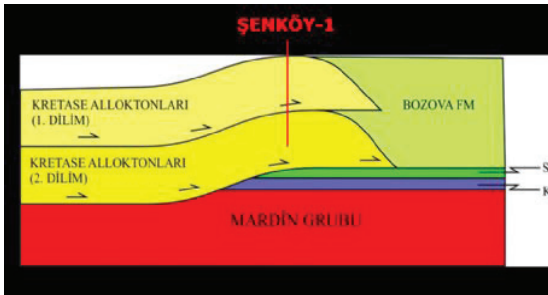
Normal faylarla otokton Cudi grubuna girildiğini gösterir şematik kesit

şekil-2



Bindirme fayı Cudi Grubuna kadar olan birimler sıyrılmış olduğunu gösterir şematik kesit

şekil-3



İkinci dilim olarak kesilen Cudi Grubu'nda aslında ikinci bir dilim olduğunu gösterir şematik kesit



**Türkiye Güneydoğu Anadolu Kenet Kuşakları ve İlişkili  
Basenlerinin Petrol Potansiyeli**

**Petroleum Potential of Suture Zones and Associated  
Basins of Southeastern Anatolia, Turkey**

---





# Evaluation of the Oil Possibilities of the Mardin Group Under the Allochthonous Koçali-Karadut Ophiolites in the Adiyaman-Diyarbakir-Çelikli Areas, SE Turkey



**Bülent Coşkun**

Ankara Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Ankara (Emekli )

---

## **ABSTRACT**

Deep exploration wells, drilled in the allochthonous units to the North of the suture zone, which has been occurred during the North to South movements of the Late Cretaceous and Miocene ophiolites, indicate continuation of the oil producing Mardin Group's carbonates under the allochthonous Koçali-Karadut ophiolites. The TPAO and PERENCO oilfields align parallel to this suture zone, existing between the Anatolian and Arabian plates. The study area is situated to the North of the suture zone. Following North to South movements and accumulation of the Koçali-Karadut ophiolites in the so called Kastel Basin during the Late Cretaceous time, a Horst-Graben structural model occurred in the allochthonous area. In order to carry out the results obtained with the evaluation of the drilled well data on the allochthonous area under the allochthonous units, the Structural, Temperature-Geothermal Gradient, Porosity-Permeability, Erosional and Subsidence Ratio maps are prepared on top of the Upper Cretaceous, Mardin and Bedinan horizons. Moreover, in the Adiyaman area, where well data are more abundant, the Koçali-Karadut unit has been evaluated in detail and the results are carried towards the northern zone. The aim of this study is to evaluate the oil possibilities of the zones under the allochthonous Koçali-Karadut ophiolites by studying the structural and reservoir conditions of the Mardin Group's carbonates in relation with the Basin Modelling, creating by the emplacement of the ophiolites to the northern area. The results of this study reveal presence of a SW-NE oriented structural trend at the northern part of the suture zone under the allochthonous which may contain undiscovered oilfields.

# Ergani Yöresi, Yeraltının Gravite ile Modellenmesi



## Süleyman Sancak

Süleyman Sancak, Mehmet Ali Gül, Sait Yüksel, Doğan Tayfun Beşevli

### 1. GİRİŞ

Bu çalışma ile gravite datası kullanılarak Ergani civarındaki (Şekil-1) basen alanları, bu alanları sınırlayan fay trendleri ve yükselim alanları ile kuzeyden ilerleyen allokton bindirmesinin belirlenmesi amaçlanmıştır. Bölgenin tektonik yapısı ve bu tektonik yapıların sismik yöntemlerle belirlenmesindeki sıkıntılar nedeniyle, Gravite yöntemi, bölgedeki yer altı yapısının belirlenmesinde önem arz etmektedir. Çalışma sahasında, özellikle Ergani'nin güneylerinde, bulunan kuyulardan da yararlanılarak 6 adet K-G yönlü, 3 adet de D-B yönlü model yapılmıştır.

### 2. YÖNTEM

Çalışma sahasında 16436 Gravite ölçüm noktası vardır. Öncelikle gravite verisine Bouguer ve diğer düzeltmeler yapılarak, İzostatik Gravite haritası oluşturulmuştur (Şekil-2). İzostatik Gravitenin Rejyonel 0-5 km derinliklerine ait dominant faylar bulunmuştur. İzostatik Gravite ile olası basen ve yükselim yapıları belirlenerek, Analitik Sinyal haritası ile bu yapıları oluşturan birimlerin sınırları tayin edilmiştir. Güç Spektrumu ve Aşağı Uzanım Yöntemleriyle bölgenin ortalama temel derinliği tayin edilmiştir. Gravite modellerde kullanılan yoğunluklar, bölgeden toplanan el numunelerinden elde edilen yoğunluk değerleri ile kuyulara ait sonic ve check-shot'lerden elde edilen yoğunluk değerleri kullanılmıştır.

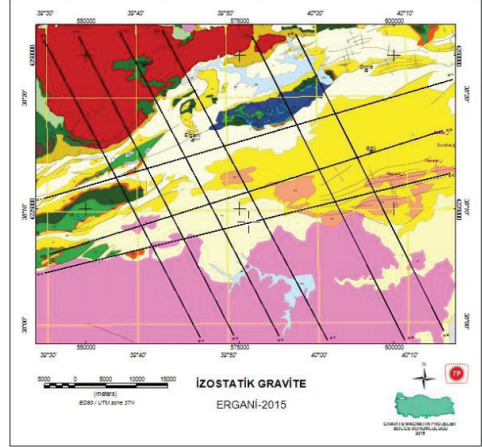
### 3. SONUÇ

Gravite modeller İzostatik Graviteden elde edilmiştir. Bölgede 9 adet Gravite model oluşturulmuştur. Buna göre; 1- 2 Boyutlu modellerle, kuzeyde Miyosen yaşlı ve güneyde Kretase yaşlı fay trendleri ile bunların oluşturduğu muhtemel yapılar belirlenmiştir. Modelleme çalışmasında Analitik Sinyal, Tilt Derivative, Aşağı-Yukarı Uzanımlar ve Düşey Türev haritalarından önemli bilgiler elde edilmiştir.

2- Bölgedeki ortalama temel derinliği (Rejyonel-Rezidüel anomali ayrımı) yaklaşık olarak 2,5 km'dir.

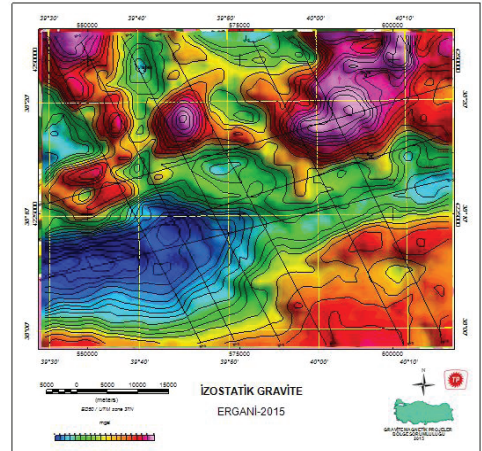
3- Kuzeyden güneye doğru, jeoloji ile gözlemlenen bindirmeler, derinlik faylarıyla da teyit edilmiştir.  
4- Bölgedeki çukur alanların (olası basen alanları) D-B yönlü geliştiği görülmüştür.

### Şekil-1



Ergani Yöresi Jeoloji Haritası

### Şekil-2



Ergani - İzostatik Gravite Haritası

# Constructing a 3D geo-model based on well data for a production field SE Turkey



**Ahmet Ergün Geniş, Umut Işıkalp**

Türkiye Petrolleri, Ankara

## ABSTRACT

The study area is located in the South-East of Turkey and covers approximately 3 km<sup>2</sup>. The dominant structure style is characterized by low angle thrusts and associated tear faults. The source rock of this basin is an Upper Silurian aged organic rich shale. Thick Upper Cretaceous clayey carbonate and shale overlies the Lower Cretaceous aged dolomitic limestone reservoir unit and provides thick blanket seals. The data that I have for this model consist of 44 well logs. Unfortunately, there are only two NW-SE and NE-SW oriented low quality seismic data available for this study area. The structural contour map of the reservoir is hand drawn by using the dip data that I derived from shiva and image logs. The digital well data, which include GR, Sonic, NPHI, RHOB, resistivity and shiva logs, are imported in SLB Petrel for well correlation purposes. The hand drawn map is also digitized and imported in SLB Petrel to start building the model. Correlation for the reservoir rock is done based on GR and sonic logs and their dip & azimuth directions are assigned to their specific well tops (Figure 1). All the imported data are QC'ed. Since the tectonics of the basin is complicated, the faults that are cut through by the wells are observed on some of the image logs and their dip and azimuth directions are calculated to insert the geo-model for making it more realistic (Figure 2). There are 5 small scale structures in this basin and they are mainly constrained by the thrust faults and some are sliced by the tear faults that make the tectonics even complicated for model building (Figure 3). With this knowledge, I started to build the fault model by using the fault modeling process under Corner Point Gridding. After validating the faults and assigning their relationships, according to their truncations, I, J and K directions are assigned and pillar gridding process is run to create the skeletons for the model (Figure 4). The displacement calculated for each faults are defined into the model prior to the horizon modeling process. The reservoir interval is divided into 3 units. First unit is a 10-15 meters thick dolomitic limestone with an average porosity of 12 to 18%. Second unit is roughly 80 meters thick wackestone with shell fragments. Third unit is approximately 60 meters thick partly organic rich spheroidally formed mud-wackestone. These 3 units are used to create zones for the model (Figure 5). After the horizon modelling, 13 segments are created and for each segments OWC 's are defined (Figure 6). The empty areas in this basin is hard to model since there is no available well or seismic data. It is required to have quality seismic data in order to make the model more accurate. To sum up, the geomodeling is essential for reservoir studies and to estimate the oil and gas volume in basins, it also provides insights about the basin development

and further well proposals.

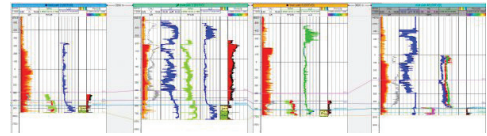
## ACKNOWLEDGEMENT

I thank Turkish Petroleum Corporation, Exploration Department, for providing the data and giving the permission to present this study.

## REFERENCES

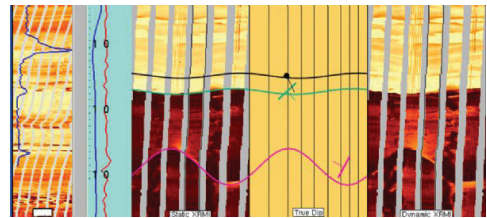
- İçin, B., 1986, "Kurkan-Sahaban-Yatır-Sarıcak-Kayaköy-Kartaltepe-Yeniköy-Mehmetdere sahalarının Mardin Grubu üstü Yapı Kontur Haritası ve Yeni Lokasyon Olanakları", Türkiye Petrolleri, Rapor No:2210.
- Chara, M., İçin, B., Perinçek, D., 1986, "Structural and sedimentological applications of dipmeter in over thrust area South East Turkey", Türkiye Petrolleri, Rapor No:2212.

Figure 1.



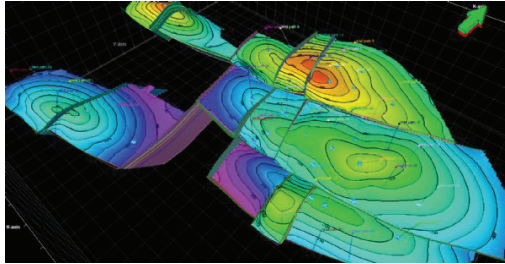
Well section is flattened on the reservoir unit.

Figure 2.



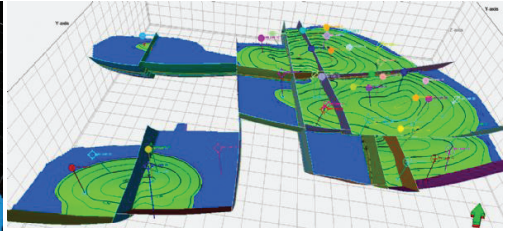
Pink line shows the interpreted fault on an image log.

**Figure 3.**



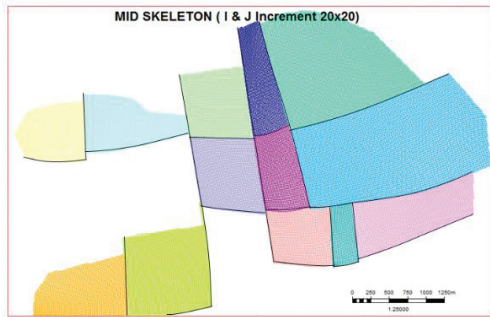
Structures and faults are shown on a 3D window. Wells and horizon tops with their dip plates are displayed on the reservoir surface.

**Figure 6.**



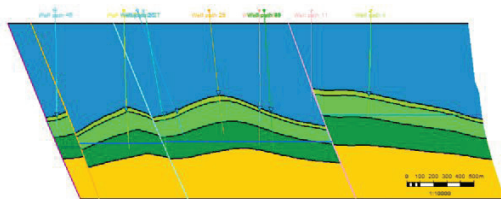
Structures are shown in a 3D grid. Blue surface represents the OWC.

**Figure 4.**



Middle skeleton exported from the pillar gridding process is shown above. I and J increments are set to 20.

**Figure 5.**



Intersection shows the zones and drilled wells in the basin. Reservoir zones are colored in green. Blue triangles represent the reservoir top and blue line represents the OWC. Section is two times vertically exaggerated and the well offset is set to 100 m.

# The Mapping of Hydrocarbon Seepages by Using Landsat TM Satellite Images: Adiyaman Case Study



Adem Polat<sup>1</sup>, Cankut Örmeci<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Turkish Petroleum Corporation Trakya District, 39750 Luleburgaz, Kırklareli

<sup>2</sup> ITU, Center for Satellite Communications and Remote Sensing, 34469 Maslak, Istanbul

## ABSTRACT

Hydrocarbon seepages where they reach to surface sedimentary rocks cause chemical changes like bleaching of iron oxide minerals and transformation of feldspars to clay minerals. In this study, Landsat 5 TM satellite's path173/row034 image frame belonging to the Adiyaman region was chosen as study area. Under the scope of field work, 15 different locations belonging to Adiyaman region were investigated at 5-6-7 August 2010 and the coordinates of hydrocarbon seepage points were fixed by GPS. At the application stage, totally 4 methods have been used which are: Two methods from Abrams method (B3 (Red) / B1 (Blue) ratio - iron oxide and B5 (SWIR) / B7 (SWIR) ratio - clay minerals); two methods from band ratios assigning to RGB channels (A-5/7:3/2:4/5, B-7/4:4/3:5/7). These methods documented in literature were used to determine hydrocarbon seepages of the study area by using the Landsat TM images that are evaluated in the algorithm of ENVI 4.5 image process program. The methods were run in ENVI 4.5 program for 15 different stations and the results obtained were analyzed. The results obtained from these methods and hydrocarbon seepage findings of the land were finally compared to each other. As a result of analyses performed, %73 via Abrams method (3/1 ratio-iron oxide), %60 via Abrams method (5/7 ratio-clay), %67 via A application and %47 via B application of band ratios assigning to RGB channels values of realization were obtained. The most important point to notify is neither the existence of iron oxide nor the existence of clay minerals' alteration is the unique indicator of hydrocarbon existence in that region. The surveys conducted show that the hydrocarbon seepages affect the iron oxide and clay minerals' alteration generations. By ENVI 4.5 applications included within this study, it is one more proved that hydrocarbon seepages, iron oxide and clay minerals can coexist together.

## INTRODUCTION

Hydrocarbon seepages where they reach to surface sedimentary rocks cause chemical changes like bleaching of iron oxide minerals and transformation of feldspars to clay minerals. Due to the tectonic movements and pressure changes, the hydrocarbons in underground reservoirs migrate and seepage the earth surface. Hydrocarbon seepages reaching the earth's surface (by interaction with minerals in the rocks) lead to clay minerals anomaly and bleaching of iron oxide. These anomalies, which indicate the presence of hydrocarbon seepages, can be detected by remote sensing techniques using satellite images. Based on the

determined anomalies, hydrocarbon seepages can be detected and viewed (Khan, 2006; Schumacher, 2001; Werff and Lucieer, 2006; Yamakawa et al., 1999; Zhang et al., 2009; Zhang et al., 2011).

## MATERIALS AND METHODS

In this study, Abrams method and band ratios assigning to RGB channels have been used to determine hydrocarbon seepage by using the Landsat TM satellite images that are evaluated in the algorithm of ENVI 4.5 image process program. The results obtained from these methods have been finally compared to each other.

For the hydrocarbon seepage determination business, The Adiyaman region and its surroundings has been chosen as study area. Dated 22.08.2010 belonging to the region, the radiometric and geometrically corrected (L1T level), and Landsat 5 TM satellite's path173/row034 image frame has been used. By the ENVI 4.5 satellite image process software program, the six bands of the image (six images) to be used in algorithm application have been undertaken preprocessing steps. As a result, atmospheric corrections of the images have been completed. This study is composed of three parts namely: field study, literature search and application.

THE SAMPLES COLLECTED FROM FIELD			
SAMPLE NO	FIELD	COORDINATES	
		X	Y
1	Bozova Formation	4153845N	429765E
2	Bozova Formation	4155795N	424665E
3	Sayindere Formation	4155975N	425625E
4	Kastel Formation	4174695N	405675E
5	Kastel Formation	4177035N	406155E
6	Sayindere Formation	4181985N	389745E
7	Besni Formation	4174605N	405855E
8	Terbüzek Formation Karaboğaz Contact	4183965N	410325E
9	Sayindere Formation Karaboğaz Contact	4182645N	409995E
10	Midyat Formation	4189365N	402525E
11	Germav Formation	4187115N	404655E
12	Germav Formation	4176105N	420315E
13	Gaziantep Formation	4133265N	385695E
14	Germav Formation	4151835N	446265E
15	Yavuzeli Formation	4136925N	406155E

Under the field study headline, 15 different locations belonging to Adiyaman region were investigated at 5-6-7 August 2010 and the coordinates of hydrocarbon

seepage points were fixed by GPS. The 15 coordinates of field stations are shown in Table 1.

From these hydrocarbon seepage points, the samples were also collected and hydrocarbon seepages were photographed (Fig.1& Fig.2). During the literature research stage, different resources have been scanned for methods used in hydrocarbon seepages' anomaly. As an outcome of this study, Abrams and band ratios assigning to RGB channels methods have been fixed which would be able to determine the anomaly of iron oxide and clay minerals showing the existence of hydrocarbon seepages.

At the application stage, these methods have been run in ENVI 4.5 program for 15 different stations and the results obtained have been analyzed. Before using these algorithms, in order to focus on the rocks' regions and to obtain healthy analysis, the regions having vegetation cover and water area have been masked by ENVI 4.5 program's masking application. While making this masking, the threshold values of input histogram curves of images have determined. Thus three different mask applications have been produced for each area namely: vegetation cover, water areas, and together with vegetation cover and water areas. While for vegetation cover mask NDVI (Normalized Difference Vegetation Index) algorithm at ENVI was processed, for water mask band 4 giving the contrast between water masses and land was used (Özelkan and Örmeci, 2008; Sari, 2005; Sari, 2007).

Later by unifying vegetation cover and water masks with summing operation, masking application file named as ALL MASK was made up. In order to determine the threshold values of input histogram curves of images, colorful composite image (R:G:B-4:3:2) was constructed (Fig.3 (left)). To achieve this, band 4 was assigned to red channel, band 3 to green channel, band 2 to blue channel where vegetation cover was symbolized as red color and water as black color. By using this image generated, the NDVI mask and water masks were compared. NDVI and water masks' the threshold values of input histogram curves were adjusted to give the nearest image to vegetation cover and water fields at R:G:B-4:3:2 image. In ALL MASK image shown in Fig.3 (right), black color demonstrates the masked areas.

Totally 4 techniques have been used which are: Two techniques from Abrams method (B3 (Red) / B1 (Blue) ratio - iron oxide and B5 (SWIR) / B7 (SWIR) ratio - clay minerals) and two techniques from band ratios assigning to RGB channels (A-5/7:3/2:4/5, B-7/4:4/3:5/7).

#### Abrams method

In Abrams method, by using the iron oxide and clay mineral's spectral reflection signature and Land 5 TM satellite band intervals; for iron oxide anomaly image Red (0,630 – 0,690  $\mu\text{m}$ ) / Blue (0,450 – 0,515  $\mu\text{m}$ ), and for clay mineral anomaly image SWIR (1,55 – 1,75  $\mu\text{m}$ ) / SWIR (2,08 – 2,35  $\mu\text{m}$ ) band ratios have been used.

Whereas iron oxide minerals do have low reflection values within blue band region, they have high reflection value within red band region. In the same way, whereas clay minerals have high reflection values at band 5 (1,55 – 1,75  $\mu\text{m}$ ) region, they show low reflection character at band 7 (2,08 – 2,35  $\mu\text{m}$ ) region (Abrams et al., 1983; Kargı and Sari, 2006; Sabins, 1999; Sari, 2005).

The applications of Abrams method in ENVI 4.5 for station 8 (Terbüzek Formation, Karaboğaz Contact) that has coordinates 4183965N and 410325E print out the images as Fig. 4. In the Fig. 4, the blue color demonstrates the iron oxide (left) and the red color demonstrates the clay minerals anomalies (right).

#### Band ratios assigning to RGB channels method

In method band ratios assigning to RGB channels (A-5/7:3/2:4/5, B-7/4:4/3:5/7), the composite images produced by assigning various band ratios with different combinations to RGB channels (A and B applications) have determined iron oxide and clay minerals' anomalies together.

For these anomalies Land 5 TM satellite band intervals; SWIR (1,55 – 1,75  $\mu\text{m}$ ) / SWIR (2,08 – 2,35  $\mu\text{m}$ ): Red (0,630 – 0,690  $\mu\text{m}$ ) / Green (0,525 – 0,605  $\mu\text{m}$ ): SWIR (0,760 – 0,900  $\mu\text{m}$ ) / SWIR (1,55 – 1,75  $\mu\text{m}$ ) band ratios have been used for A application image, whereas for B application image SWIR (2,08 – 2,35  $\mu\text{m}$ ) / SWIR (0,760 – 0,900  $\mu\text{m}$ ): SWIR (0,760 – 0,900  $\mu\text{m}$ ) / Red (0,630 – 0,690  $\mu\text{m}$ ): SWIR (1,55 – 1,75  $\mu\text{m}$ ) / SWIR (2,08 – 2,35  $\mu\text{m}$ ) band ratios have been used.

Areas rich in iron oxide, ultraviolet (UV) light seems green due to ferric ions transfer, the clay-rich areas appear red due to the presence of aqueous mineral absorption band near 2,2  $\mu\text{m}$ . However, the yellowish and orange sections show both part of the iron oxide and clay minerals can be found (Table 2) (Abrams et al., 1983; Sari, 2005).

**Table 2.** The composite characteristics of (A) and (B) kompozitlerinin özeti (Sarı, 2007; Yamakawa, 1999).

TM Bandları (RGB)	Red	Green	Blue	Other	Reference
A (5/7:3/2:4/5)	Clay-rich areas	iron oxide-rich areas		yellowish and orange areas rich in clay + iron oxide	Abrams et al., 1983
B (7/4:4/3:5/7)	Minerals containing iron ions	vegetation cover	Minerals containing Hydroxyl		Kaufmann, 1988

#### **A Application (R:G:B-5/7: 3/2: 4/5)**

The threshold values of the RGB input histogram of colorful composite image (R:G:B-4:3:2, Fig.3) have been changed as Fig.5 for Application A, and anomaly fields in Abrams method have been characterized as magenta (false color) in this method (A).

Applied thresholds of (A) are below:

Red threshold: 0,000-0,007

Green threshold: 0,998-1,003

Blue threshold: 0,000-0,008

The false color “**MAGENTA**” of anomaly has been determined by *Green threshold*.

Because of Red and Blue thresholds are ineffective in detecting the color of anomalies maximum and minimum values of these both thresholds are taken to zero. On the other hand, Green threshold is referenced at the start of ramp where has the fixed and conflicting values of maximum and minimum.

These histogram thresholds are applied to the image to yield meaningful results as in Abrams. In Fig.6, areas rich in clay + iron oxide are represented as magenta-false color.

#### **B Application (R:G:B-7/4:4/3:5/7)**

The threshold values of the RGB input histogram of Colorful composite image (R:G:B-4:3:2, Fig.3) for Application B have been changed as below, and anomaly fields in Abrams method have been characterized as light blue (false color) (Fig.7).

Red threshold: 0,737-0,744

Green threshold: 0,000-0,006

Blue threshold: 0,000-0,007

The false color “**LIGHT BLUE**” of anomaly has been determined by *Red threshold* in (B).

These histogram thresholds are applied to the image;

observed areas of anomalies in Abrams method and Application (A) could not be observed. In Fig.7, areas rich in clay + iron oxide are represented as light blue-false color in (B).

Due to light blue areas with color anomaly in the 8.station are unsatisfactory, it is said that Application (B) does not give favorable results.

#### **Results and Discussion**

As a result of analyses performed, values of realization and consistency changing between 47% to 73% ratios were obtained. In this way, with 4 different methods, hydrocarbon seepages could be determined and compared. Abrams method (3/1 ratio-iron oxide) 73%, Abrams method (5/7 ratio-clay) 60%, A-application 67% and B-application 47% were percentages realization and consistency successes all showing positive results (Table 3). In Table 3, “+” sign indicates that there is enough anomaly and “-” sign indicates that there is no enough or any anomaly. In conclusion, Abrams method (3/1 ratio-iron oxide) performs the best results, whereas B-application performs the worst results.

Zoom	METHOD	FIELD STATIONS															Anomaly Color	Realization
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
1	Abrams (3/1)	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	+	+	Blue	73%
2	Abrams (5/7)	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	Red	60%
3	(A) R:G:B (5/7:3/2:4/5)	+	+	-	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-	+	-	Magenta	67%
4	(B) R:G:B (7/4:4/3:5/7)	+	+	-	+	+	+	+	-	-	+	-	-	-	-	-	Light Blue	47%

The anomaly zoom images obtained by ENVI 4.5 program for stations 1-5 shown in Fig.8, for stations 6-10 shown in Fig.9, and for stations 11-15 shown in Fig.10.

From top to down, 4 rows that are zoom1, zoom2, zoom3 and zoom4 represent that Abrams (iron oxide), Abrams (clay minerals), (A) and (B) respectively for Fig.8, Fig.9 and Fig.10.

The most important point to notify is neither the existence of iron oxide nor the existence of clay minerals' anomaly or both of the mentioned is the unique indicator of hydrocarbon existence in that region. The surveys conducted show that the hydrocarbon seepages affect the iron oxide and clay minerals' anomaly (showing variations according to mineral kind and distribution pattern) generations. By ENVI 4.5 image processing software program applications included within these studies, it is one more proved that hydrocarbon seepages, iron oxide and clay minerals can coexist together.

The determination and mapping of anomalies obtained by processing the Landsat 5 TM satellite images with remote sensing techniques does support to determine hydrocarbon seepage existing areas. These anomaly images have the supportive qualification to other hydrocarbon exploration methods such as seismic research, field geology and geochemical surveys.

**ACKNOWLEDGEMENTS**

It gives me great pleasure here to acknowledge the support and help of Professor Cankut ÖRMECİ.

**REFERENCES**

Abrams, M. J., Brown D., Lepley L., Sadowski R., (1983). Remote sensing for porphyry copper deposits in southern Arizona. *Economic Geology*, 78, 591-604.  
 Crosta, A. P. and Moore, J., (1989). Enhancement of Landsat

Thematic Mapper imagery for residual soil mapping in SW Minas Gerais State, Brazil: A prospecting case history in Greenstone Belt terrain. *Proceedings of the Seventh Thematic Conference on Remote Sensing for Exploration Geology*, 2(6), 1173-1187.

Kargı, H. and Sarı N., (2006). LANDSAT TM Determination of Alteration Zones on Landsat TM Images-A Case Study for Mineral Exploration. *4th. GIS Days in Türkiye, September 13-16, 2006, Fatih University, Istanbul, Turkey.*

Khan S. D. (2006). Mapping Alteration Caused by Hydrocarbon Microseepages in Patrick Draw area Southwest Wyoming Using Image Spectroscopy and Hyperspectral Remote Sensing. *Grant/Cooperative Agreement No. DE-FG26-05NT42494, Final Report, 01.07.2005-30.06.2006, University of Houston, Houston.*

Özelkan, E. and Örmeci C., (2008). Risk Assessment of Forest Fires By Using Satellite Data With Remote Sensing Techniques. *EARSEL, 2-5 June 2008, Istanbul, Turkey.*

Sabins, F. F., (1999). Remote sensing for mineral exploration. *Ore Geology Reviews*, 14, 157-183.

Sarı, N., (2005). Investigation of Geological Features of Denizli and Its Surroundings by The Remote Sensing Method. *MSc. Thesis, Pamukkale University, Institute of Informatics.*

Sarı, R., (2007). Determination of Epithermal Alteration Associated with Gold Deposits in Western Turkey, Using Landsat Enhanced Thematic Mapper And Aster Imagery. *MSc. Thesis, Dokuz Eylül University, Institute of Informatics.*

Schumacher, D., (2001). Petroleum Exploration in Environmentally Sensitive Areas: Opportunities for Non-Invasive Geochemical and Remote Sensing Methods. *Canadian Society of Petroleum Geologists*, 18(22), 1-5.

Tangestani, M. H. and Moore F., (2002). Porphyry copper alteration mapping at the Meiduk area, Iran. *International Journal of Remote Sensing*, 23(22), 4815-4825.

Werff, H. V. D. and Lucieer A., (2006). *Remote Sensing Image Analysis: Including Spatial Domain* (pp. 201-210). Springer. Netherlands.

Yamakawa T., Almeida-Filho R., Miranda F.P., (1999). Remote detection of a tonal anomaly in an area of hydrocarbon



microseepage, Tucano basin, north-eastern Brazil. *Taylor & Francis*, 20(13), 2683-2688.

Zhang, G., Zou L., Shen X., Lu S., Li C., Chen H., (2009). Remote sensing detection of heavy oil through spectral enhancement techniques in the western slope zone of Songliao Basin, China. *AAPG Bulletin*, 93(1), 31-49.

Zhang G., Zheng Z., Shen X., Zou L., Huang, K., (2011). Remote sensing interpretation of areas with hydrocarbon microseepage in northeast China using Landsat-7/ETM+ data processing techniques. *International Journal of Remote Sensing*, 32(21), 6695-6711.





**Balkanlar, Trakya Baseni, Karadeniz, Güney Hazar,  
Doğu Avrupa Basenlerinin Petrol Potansiyeli, Yeni  
Gelişmeler**

**Petroleum Potential of Balkans, Thrace Basin, Black  
Sea, South Caspian and East European Basins, Recent  
Developments**

---



# Can we extrapolate the Eocene shallow water carbonate play from the present-day shelf to the deepwater of the Black Sea?



Gabor Csaba Tari<sup>1</sup>, Mohammad Fallah<sup>1</sup>, Zühtü Bati<sup>2</sup>,  
Nazim Özgür Sipahioğlu<sup>2</sup>, Walter Kosi<sup>1</sup>

<sup>1</sup>OMV

<sup>2</sup>Turkish Petroleum

## ABSTRACT

Given the very few numbers of deepwater wells drilled in the Black Sea to date, ongoing exploration efforts frequently use reservoir analogs from the well-known coastal and shelf areas of the Black Sea. In particular, the well documented cases of Eocene neritic limestone units with potentially good reservoir characteristics (Figs. 1 and 2) along the coast of the Black Sea, e.g. at Karaburun, NW Turkey (Less et al., 2011) or at Belogorsk, Crimea (Afanasenkov et al., 2007) highlighted the possibility of having the same age rocks targeted in offshore exploration (e.g. Nikishin et al., 2015). The age of the shallow water carbonate units range from Middle to Upper Eocene and have a reported porosity range of about 20-25% (Afanasenkov et al., 2007). There are some documented cases of offshore Eocene carbonate reservoirs on the present-day shelf of the Black Sea (e.g. Tambrea et al., 2002, Dinu et al., 2005). However, even within the paleo-shelf, there is typically a break between potential reservoir facies (mixed carbonate and siliciclastic facies with nummulites), like in the case of the Bulgarian coastal basin and shelf (Harbury and Cohen, 1997). In this part of the Black Sea, the potential Eocene reservoir rock facies transitions to non-reservoir units with increasingly higher marl content. In terms of exploration plays, the question then is whether we can expect similar shallow water Eocene carbonate reservoirs in the present-day deepwater of the Black Sea? At least one well penetrated the Eocene sequence in the deepwater, the Sinop-1 well, drilled some 144 km N of Sinop, over the Mid-Black Sea High by a TPAO/Petrobras/ExxonMobil joint venture (Aydemir and Demirer, 2013). Whereas the primary exploration targets were prognosed deeper in the well, the Eocene strata turned out to be a deepwater, pelagic non-reservoir marl sequence deposited on the paleo-basin floor. The Black Sea opened up during the Cretaceous (e.g. Nikishin et al., 2015) and therefore the Eocene sequence is part of the post-rift basin fill (Fig. 3). The deepwater sedimentation was already in place in most parts of the basin by Senonian times and it continued until the Present as the basin floor is still located in about 2000 m water depth (Fig. 3). Therefore the absence of shallow-water, reservoir facies Eocene carbonate units as reservoir targets (either reefal buildups or nummulitic banks) should not be surprising basinward of the Eocene shelf break. In conclusion, one cannot extrapolate the neritic carbonate play from the shelf area into the basin center, into the paleo-deepwater basin, as pelagic, non-reservoir marls were deposited there at the basin floor and the slopes. With other words, one cannot expect to find Eocene

neritic carbonate reservoirs over the prominent intra-basin structural highs of the Black Sea Basin, such as the Polshkov, Mid-Black Sea, tetyaev and Shatsky Highs.

## REFERENCES

- Afanasenkov, A.P., Nikishin A.M., & Obukhov A.N. (2007). *Geology of the Eastern Black Sea*. Moscow: Scientific World, pp.198.
- Aydemir, V. & Demirer, A., 2013. Upper Cretaceous and Paleocene shallow water carbonates along the Pontides Belt. IPETGAS Conference Abstract book, pp.284-290.
- Dinu, C., Wong, H. K., Tambrea, D., & Matenco, L. (2005). Stratigraphic and structural characteristics of the Romanian Black Sea shelf. *Tectonophysics*, 410(1), 417-435.
- Harbury, N., & Cohen, M., 1997. *Sedimentary History of the Late Jurassic-Paleogene of Northeast Bulgaria and the Bulgarian Black Sea*. In: Andrew G. Robinson (Ed.). *Regional and Petroleum Geology of the Black Sea and Surrounding Regions*. AAPG Memoir 68, 129-168.
- Less, G., Özcan, E. & Okay, A.I. (2011). Stratigraphy and Larger Foraminifera of the Middle Eocene to Lower Oligocene Shallow-Marine Units in the Northern and Eastern Parts of the Thrace Basin, NW Turkey. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 20, pp. 793-845.
- Nikishin, A. M., Okay, A., Tüysüz, O., Demirer, A., Wannier, M., Amelin, N., & Petrov, E. (2015). The Black Sea basins structure and history: New model based on new deep penetration regional seismic data. Part 2: Tectonic history and paleogeography. *Marine and Petroleum Geology*, 59, 656-670.
- Tambrea, D., Raileanu, A., Barbuliceanu, N., & Borosi, V. (2002). Seismic facies and depositional framework of Eocene deposits in central Romanian block sea offshore: implications for hydrocarbon. In: Dinu, C., Mocanu, V. (Eds.). *Geology and Tectonics of the Romanian Black Sea Shelf and its Hydrocarbon Potential*. Vergiliu, Bucharest: Bucharest Geoscience Forum Special Volume, 2, pp. 85-100.

Fig01



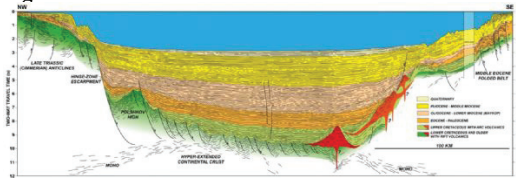
Outcrop photo of the Upper Eocene reefal limestone at Karaburun, NW Turkey, and a measured section at this location to show the character of the Upper Eocene (Priabonian) shallow-water carbonates of the Soğucak Formation (Less et al., 2011).

**Fig02**



Two potential Eocene carbonate formations with reservoir facies on the Black Sea shelf: (above) reef facies of the Soğucak Formation at Karaburun, Turkey, and below) nummulitic limestone at Belogorsk, Crimea (Afanasenkov et al., 2007).

**Fig03**



Line drawing interpretation of a composite seismic transect across the Western Black Sea between Bulgaria and Turkey. Note the subdivision of the basin fill to an Upper Cretaceous to Recent post-rift sequence underlain by a Lower Cretaceous syn-rift succession. After the mid-Cretaceous rifting, the basin was dominated by deepwater deposition, similarly to the present day situation, with the basin floor situated in about 2000 m water depth. Therefore the presence of shallow-water, reservoir facies Eocene carbonate reservoir units (either reefal buildups or nummulitic banks) should be excluded as reservoir targets basinward of the Eocene shelf break. In exploration terms, one cannot expect to find Eocene neritic carbonate reservoirs over intra-basin structural highs, such as the Polishkov High.

# The importance of mass transport complexes in the Black Sea: examples from the DSDP 380 and 381 wells, offshore Turkey



Mohammad Fallah<sup>1</sup>, Gabor Csaba Tari<sup>1</sup>, Walter Kosi<sup>1</sup>, Zühtü Bati<sup>2</sup>,

Nazim Özgür Sipahioğlu<sup>2</sup>

<sup>1</sup>OMV

<sup>2</sup>Turkish Petroleum

## ABSTRACT

The first three deepwater wells were drilled during Leg 42 of the Deep Sea Drilling Program (DSDP) in 1975 (Ross et al., 1978). These are the DSDP 379, 380 and 381 wells. The lithostratigraphic summary of the DSDP 380 well is shown in Fig. 1, with the corresponding depth-converted seismic data to show the seismic expression of the strata (Tari et al., in press). There is one particular unit in this well that provided the critical argument for Hsü and Giovanoli (1979) to claim the signal of the Messinian Salinity Crisis in the Black Sea. A coarse clastic “pebbly breccia” (about 20 m thick), the genesis of which is uncertain (Ross et al., 1978), was recovered from a depth of between 864.5 m and 883.5 m (Fig. 1). It includes clasts of a stromatolitic dolomite (Ross et al., 1978) that was considered to have formed in an intertidal, to supratidal environment (Stoffers and Müller, 1978). This was interpreted by Hsü and Giovanoli (1979) as the evidence for a very shallow Black Sea at that time, in agreement with data from diatoms that suggested a water depth of less than 50 m. However, the original ship-board description and interpretation of the “pebbly breccia” and the overlying parts of units III and IV (Ross et al., 1978) suggested something entirely different. They described the clastic part of the “pebbly breccia” as a slump breccia, having largely angular clasts within it, up to cobble size (Fig. 2). Ross et al. (1978) wrote «A large-sized clast found in Sample 380A-58, 94-112 cm, with the bedding surface within the clast now inclined at 50 degrees, is lithologically identical to the underlying, horizontally bedded, stromatolitic dolomite». We reproduced the core photo of this particular clast (Fig. 2). Ross et al. (1978) further stated: «We can safely conclude that the clast was ripped off from the dolomite deposit and was transported for a very short distance when it was embedded in the matrix of the pebbly mudstone.» Our alternative interpretation is that the underlying only about 20 cm thick subhorizontally bedded stromatolite unit (Fig. 2), is also a clast embedded in the overall «pebbly breccia» unit between 864.5-883.5 m below the seafloor. Using modern 2D seismic section data, the well penetrated the updip parts of two mass transport complexes (Tari et al., in press). The geometry of the gravity-driven system reflects that of gravity slides, where both the extensional and contractional systems acted as independent, spoon-shaped gravity slides (e.g. Posamentier & Walker, 2006). More specifically, the mass transport complexes we were able to map on seismic data can be classified as “slope-attached” (sensu Moscardelli and Wood, 2008), on their cusped scarp morphology and the

location of the headwalls on the slope of the basin. These gravity-driven detached systems could not be seen on the short-offset and low-fold seismic data which was used to spud the well in 1975 (Letouzey et al., 1978). The observation of two major detached gravity slides in the DSDP 380 well (Fig. 1) is mostly in agreement with the original description and interpretation of the core materials by the shipboard scientific party (Ross et al., 1978). The existence of mass wasting was already mentioned as a potential explanation for the existence and the tilted position of the “shallow water” dolomite in this deep water setting, as well as the angular clasts in a mudstone matrix of the “pebbly breccia” (Grothe et al., 2014). These authors proposed mass transport from the continental shelf, similar to Quaternary subaqueous erosional processes observed along the Turkish Black Sea margin (e.g., Dondurur et al., 2013). In our interpretation, the extent of the allochthonous material in this well is not limited to the circa 20 m thick «pebbly breccia» interval (i.e. 864.5-883.5 m below the seafloor), but it is the entire 363.5 m thick sequence between 520-883.5 m below the seafloor which resulted from mass movements on the slope. As we interpret two major allochthonous sequences in the DSDP 380 well (Fig. 1), a certain portion of the existing biostratigraphic work located within these units needs to be re-visited (e.g. Popescu et al., 2006; Grothe et al., 2014). A detailed re-evaluation of these high-resolution biostratigraphic and magnetostratigraphic interpretations may reveal missing sections due to low-angle extensional faulting and possibly repeated sections or even overturned beds due to thrusting and slumping between about 520-883.5 m below the seafloor. The DSDP 381 well reportedly also has the “pebbly breccia” in it. Based on seismic reflection and well core data we interpret this unit being as mass transport complex. Here again, the original core description of the pebbly breccia in DSDP well 381 by the shipboard scientific staff (Ross et al., 1978, p. 328) of the interval between 465.5-475.0 m refers to it as a “breccia showing abundant evidence of soft sediment deformation. Casts show internal flowage deformation”. The pebbly breccia is clearly not a sequence corresponding to in situ shallow-water “supra- or inter-tidal” deposition, therefore its presence in both DSDP 380 and 381 wells cannot be used as evidence for a 1600 m sea level drop as suggested by Hsü and Giovanoli (1979). In conclusion, it is suggested here that the presence of mass transport complexes in the Black Sea has not been fully appreciated in the past, with the exception of a few papers

(e.g. Dondurur et al., 2013). However, the recognition of large mass transport complexes in this basin has important consequences for ongoing exploration effort.

REFERENCES

Dondurur, D., Küçük, H.M., & Çiğci, G. (2013). Quaternary mass wasting on the western Black Sea margin, offshore of Amasra. *Global and Planetary Change*, 103, pp. 248-260.

Grothe, A., Sangiorgi, F., Mulders, Y.R., Vasiliev, I., Reichart, G.-J., Brinkhuis, H., & Krijgsman, W. (2014). Black Sea desiccation during the Messinian Salinity Crisis: Fact or fiction? *Geology*, 42(7), pp. 563-566.

Hsü, K.J., & Giovanoli, F. (1979). Messinian event in the Black Sea. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 29, pp. 75-93.

Letouzey, J., Gonnard, R., Montadert, L., Kristchev, K. & Dorkel, A. (1978). Black Sea: geological setting and recent deposit distribution from seismic reflection data. Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project, 42, pp. 1077-1084.

Moscaredelli, L. & Wood, L. (2008). New classification system for mass transport complexes in offshore Trinidad. *Basin Research*, 20, 73-98.

Popescu, S.-M. (2006). Late Miocene and early Pliocene environments in the southwestern Black Sea region from high-resolution palynology of DSDP Site 380A (Leg 42B). *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 238(1-4), pp. 64-77.

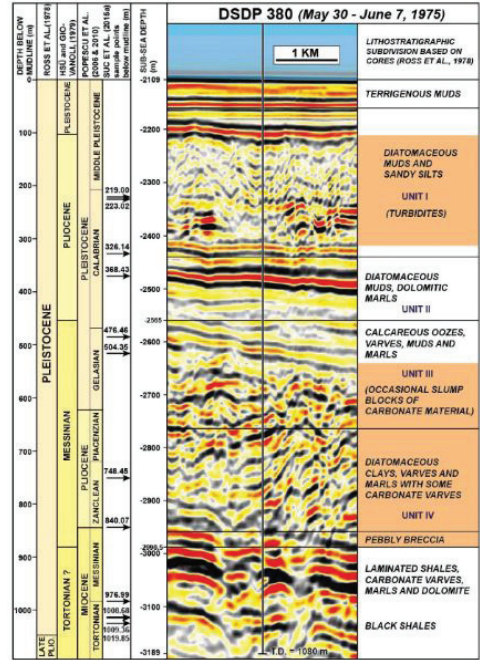
Posamentier, H.W., & Walker, R.G. (2006). Deep-Water Turbidites and Submarine Fans. *Facies Models Revisited*. SEPM Special Publication 84, pp. 399-520.

Ross, D.A., Yuri, P.P., Degens, E.T., Erickson, A.J., Hsü, K., Hunt, J.M., Manheim, F., Percival, S., Senalp, M., Stoffers, P., Supko, P., Traverse, A., & Trimonis, E.A. (1978). In: Ross, D.A., Neprochnov, Y.P. (Eds.). Initial reports of the Deep Sea Drilling Project, 42(2). Washington: U.S. Government Printing Office.

Stoffers, P., & Müller, G. (1978). Mineralogy and lithofacies of Black Sea sediments, Leg 42B Deep Sea Drilling Project. In: Ross, D.A., Neprochnov, Y.P. (Eds.). Initial Report of the Deep Sea Drilling Project, vol. 42(2). Washington: U.S. Government Printing Office. pp. 373-390.

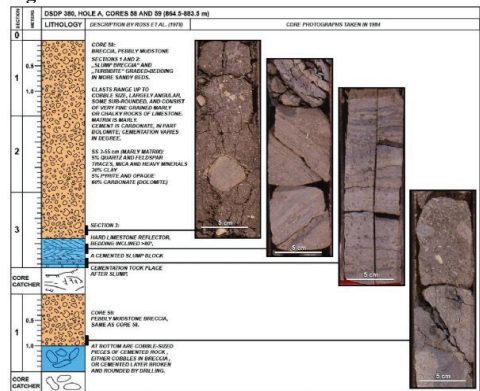
Tari, G., Fallah, M., Kosi, W., Floodpage, J., Baur, J., Bati, Z. & Sipahioğlu, N. Ö. (in press): Is the impact of the Messinian Salinity Crisis in the Black Sea comparable to that of the Mediterranean? *Marine and Petroleum Geology*.

Fig01



Stratigraphic summary of the DSDP 380 well (drilled in the Turkish sector of the Black Sea). A depth converted detail of a recently acquired, very long offset regional seismic transect across the well location is shown as a seismic tie to the strata encountered in the well. Two large segments of the strata penetrated in this well are interpreted as allochthonous units, highlighted in orange (Tari et al., in press).

Fig02



Core description of the critical "pebbly breccia" from the DSDP 380 well, cores #58-59, adapted from Ross et al. (1978) and Tari et al. (in press). Note the descriptions of the "pebbly breccia" in terms of "slump breccia" and the underlying carbonate unit in terms of cemented slump block. These original descriptions reported by the DSDP Shipboard Scientific Staff (Ross et al., 1978) are at odds with the summary given by Hsü and Giovanoli (1979). We interpret this sequence as the basal part of a large mass transport complex (cf. Fig. 1).



# Seep-hunting; a de-risking tool for offshore exploration



**Mohammad Fallah<sup>1</sup>, Eric Cauquil<sup>2</sup>, Walter Kosi<sup>1</sup>, Jim Gharib<sup>3</sup>,  
Özgür Sipahioğlu<sup>4</sup>, Zühtü Bati<sup>4</sup>, Gabor Tari<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>OMV, Vienna, Austria

<sup>2</sup>Total, Paris, France

<sup>3</sup>FGCI, Houston, USA

<sup>4</sup>TPAO, Ankara, Turkey

---

## ABSTRACT

Seep hunting techniques provide an efficient and relatively cost effective tool to evaluate an offshore area for hydrocarbon prospectivity. There are several criteria to use in order to find hydrocarbon seepages. Seep hunting procedures could start from sea level down to the sea floor as well as being tied in to subsurface information to help the reliability of the interpretations of seepages and relate them to the deeper geological structures. The objective is the identification of seepage sites to high-grade the geochemical exploration of a prospect. The major tools to identify hydrocarbon seepage for geochemical work are through satellite imagery, multi-beam echo-sounder (MBES) and sub-bottom profiler (SBP) which could be integrated with 2D or 3D seismic data if it exists. Natural hydrocarbon seepages can alter the physical and biological characteristics of the very recent sediments and water at and near to the seafloor. There are several features like gas hydrate, biologic communities, pock marks, mounds, mud volcano, gas plumes, gas chimneys which could represent the appearance of hydrocarbon seepage sites. Recently developed high resolution bathymetry together with acoustic backscatter allows us to identify many of those features with much greater accuracy than in the past, allowing for much more effective geochemical sampling capabilities than in the past. To interrogate these potential seep targets, a piston drop core survey (6 to 9 meters of penetration) could be deployed. These cores can be navigated to the chosen seep feature by modern underwater positioning systems with great accuracy. By analyzing core samples, the occurrence of hydrocarbon in the seepage could be validated, and additional geochemical analyses (e.g. stable carbon isotope) would help to identify the hydrocarbon type in the source rock in greater details. Since there are only a couple of deepwater penetrations in the western Black Sea basin, these techniques could considerably help to reduce the risk of deep water hydrocarbon exploration. Seep-hunting projects have been applied in many parts of the world, most recently OMV have applied these techniques to a large exploration block Han Asparuh (approximately 14,200 km<sup>2</sup>) in offshore Bulgaria. Satellite seep study, MBES, SBP, 2D and 3D seismic interpretation have been used to identify potential seepage targets.

# Batı Pontidler ve Batı Karadeniz Baseni Arasındaki Bağlantıların Jeofizik Verilerle İrdelenmesi



**Gökberk Burak Tokat, Şenol Özyalın, Mustafa Ergün**

Dokuz Eylül Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, Jeofizik Mühendisliği, Uygulamalı Jeofizik Ana Bilim Dalı, İzmir

## ÖZ

Karadeniz günümüzde tek bir depolanma alanıdır, fakat gerçekte ise karmaşık KB-GD uzanımlı kıtasal Orta Karadeniz Sırtı tarafından, belki de farklı zamanlarda oluşmuş iki depolanma alanı olmuşlardır. Batı Karadeniz baseni büyük bir olasılıkla okyanusaldır (yüksek Bouguer gravite ve düzgün manyetik alan). Batı Karadeniz'in güney kenarı, Pontidler, İstanbul Zonu (Batı Pontidler) ve Sakarya Zonu (Orta Pontidlere) olarak tanımlanan iki temel tektonik birimden oluşmaktadır. İstanbul Zonu batıda; karada uzanımı belgelenen Batı Karadeniz Sırtı tarafından, doğuda ise Araç-Daday-İnebolu makaslama zonu tarafından ve güneyde de İç-Pontid Dikiş zonu tarafından çevrelenmektedir. İstanbul Zon'unun Paleozoyik'den Triyası'ya kadar Lavrasya ile benzerliğe sahip olduğu genel bir anlayış oluşturmuştur. Neo-Tetis'in kapanmasının sonucu olarak İstanbul Zonu Erken Kretase-Erken Eosen süresinde günümüz konumuna eriştiği öne sürülmüştür. İstanbul Zonu Batı Karadeniz Baseni açılmadan önce Odessa kıta kenarının güneyinde yer almaktaydı. Erken Kretase döneminde, bu kıtasal parçacık kuzeye doğru dalan Neo-Tetis (İç-Pontid kolu) tarafından yay-ardı genişleme sonucu olarak Avrasya'dan riftleşmeyle ayrılmış, batıdaki Batı Karadeniz Fayı ve Batı Kırım Fayı olarak bilinen iki transform fayı vasıtasıyla da güneye sürüklenmiştir. Karadeniz'in manyetik anomali haritası GD-KB yönelimleriyle Kafkas kıyıları boyunca büyük bölgesel anomali göstermektedir, ve birçok küçük anomalilerce uzanımı boyunca karmaşıklaştırılmaktadır. Kafkaslara ve Türkiye'ye yakın kıyı alanlarında, küçük manyetik anomaliler, kıyının Alp yapıları ile temel olarak uyumlu yönelimlere sahiptirler. Basenin güney kıta sahanlığı ve eğim bölgelerinde, belirgin olarak farklılaşmış alan, göreceli olarak düşük değerlerli kuşakile derinsu kısmındaki anomalilerden ayrılmıştır. Kısa dalga boylu anomaliler (300 nT büyüklüklerinde) batı Pontidler'in kıyı açığı boyunca gözlenmektedir. Bunlar büyük bir olasılıkla karada batı Pontidlerde gözlenmiş magmatik (granitler) ve volkanikler ile ilişkilidirler. Bu volkanikler andezitik olarak tanımlanmışlardır, fakat aynı zamanda tüfler, akıntılar, yastık lavları, aglomeralar, konglomeralar ve filiş ile ilişkili tüflü kumtaşları içermektedir. Türkiye Karadeniz kıyıları boyunca, sismik yansıma profillerinde görülen taban büyük bir olasılıkla volkanoklastik ortama karşılık gelmektedir ve yer yer kıvrımın ve üste binnelerle etkilenen kuvvetli sürekli yansıtıcılar olarak tanımlanmaktadır. Bu amaçla jeofizik verilerden yararlanarak bağlantılar açıklanmaya çalışılmıştır.

## ABSTRACT

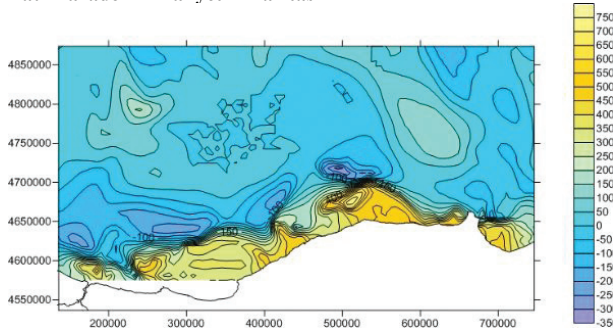
The Black Sea is today a single depocentre, but in reality it comprises two major extensional basins, probably of different ages, separated by a complex NW-SE trending continental mid-Black Sea Ridge. The Western Black Sea basin is most probably floored by oceanic crust (high Bouguer gravity and featureless magnetic field). Southern margin of the Black Sea, the Pontides, consists of two main tectonic units, the İstanbul Zone (Western Pontides) and the Sakarya Zone (Central Pontides). The İstanbul Zone is delimited by the inferred onshore prolongation of the Western Black Sea Fault in the west, by the Araç-Daday-İnebolu shear zone in the east and by the Intra-Pontide Suture to the south. There is a general agreement that the Palaeozoic to Triassic rocks of the İstanbul Zone have a Laurasian affinity. It has been proposed that the İstanbul Zone gained its present position during the Early Cretaceous-Early Eocene period as a result of the closing of the Neo-Tethys. It has been accepted that the İstanbul Zone was located to the south of the Odessa Shelf before the opening of the Western Black Sea Basin. During the Early Cretaceous, this continental fragment rifted off from Eurasia as a result of back-arc extension created by northward subducting Neo-Tethys (Intra-Pontide branch), and drifted southward along two transform faults, namely the Western Black Sea Fault to the west and the West Crimean Fault to the east. The magnetic anomaly map of the Black Sea shows a large regional maximum that extends along the Caucasus coast in the SE-NW trends and is complicated throughout its extent by several local anomalies. In the marginal regions of the basin adjacent to the Caucasus and to Turkey, the local magnetic anomalies have a trend that basically conforms to the trend of the Alpine structures of the coast. On the southern shelf and slope of the basin, a distinctly differentiated field is observed that is separated from the anomalies of the deep-water part by a belt of relatively low values. Short wavelength magnetic anomalies (in the range of 300 nT) occur to the offshore parts of the western Pontides. These are most probably related to the magmatic rocks (granites) and volcanic rocks observed within the western Pontide system on land. The volcanics have been described as andesitic, but it is also includes tuffs, flows, pillows, agglomerates, conglomerates and tuffaceous sandstones, associated with flysch. Along the Turkish Black Sea margin, the basement seen on reflection seismic profiles corresponds most probably to this volcanoclastic horizon. It is pervasive, strong reflector which is in places affected by folding and even overthrusts.

**KAYNAKLAR**

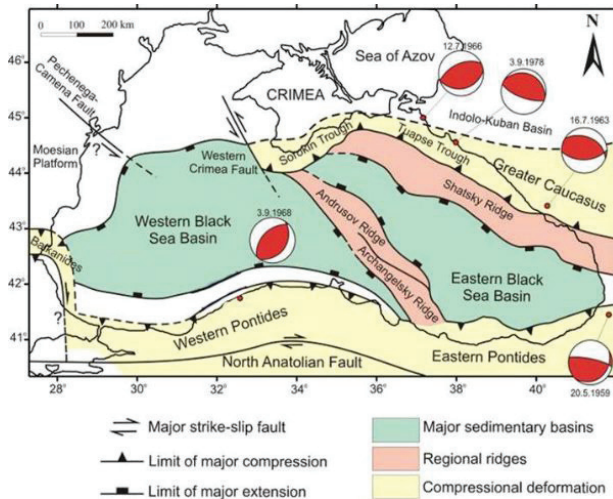
Finetti, I., Bricchi, G., Del Ben, A., Pivan, M., Xuan, Z., 1988. Geophysical study of the Black Sea. Bolletino di Geofisica Teorica ed Applicata 30 (117-118), 197-324.

Gardner, G.H.F., Gardner, L. W., Gregory, A. R., 1974. Formation Velocity Density: The Diagnostic Basis For Stratigraphic Traps, Geophysics, V. 39, 770-780.

Meredith, D.J. and Egan, S.S., 2002. The geological and geodynamic evolution of the eastern Black Sea basin: insights from 2-D and 3-D tectonic modeling. Tectonophysics, 350, 157-179.

**Batı Karadeniz Manyetik Haritası**

MTA, 1962' den değiştirilerek

**Çalışma Alanı Tektonik Elemanları**

Çiğçi ve diğ., 2002





**Basen Modellemesi, Jeokimya ve Petrol Sistemi  
Tanımlamaları, Örnek Olay İncelemeleri**

**Basin Modelling, Geochemistry and Petroleum System  
Definitions, Case Studies**

---



# GDA Ağır Petrollerinin (I.Grup Petrollerinin) Kökeni ve Kuzey Irak Petrol Sistemi ile Korelasyonu



## Hüsni Corbacioğlu

Türkiye Petrolleri, Araştırma Merkezi, Jeokimya Müdürlüğü, Ankara

### ABSTRACT

In the Southeastern Anatolia (SEA), the Raman, West Raman, and Syria border oil fields and asphaltites in Şırnak are the largest hydrocarbon reserves in Turkey. But, it cannot be yet determined which formation generates above mentioned hydrocarbons. In this study, data from recently-drilled wells and regional geology are combined to determine the source rock in this region (Fig. 1). Oil samples selected from West Raman-351 (9.70 API) and Kedil-1 (250-270 API) wells in the Southeastern Anatolia as heavy oil are originated from similar facies of the same source rock. The reason of the difference between their API gravity values is the secondary processes that are observed on all heavy oils of the Group-1 Oil Group (Fig. 2; İztan, 1999). Analyses show that all of the oil samples from W.Raman-351, Kedil-1, Çalıskan-1 wells and Kerbent petroleum seep are originated from some units of the same source rock that present almost the same thermal maturity level and paleoenvironmental conditions. Also, thermal maturity of the studied samples increases from the northwestern to the southeastern parts of the region. Consequently, analysis results and also literature review, especially for petroleum system of the northern Iraq (Fig. 3) showed that hydrocarbon is generated from the Yolaçan Formation (Middle Jurassic aged Sargelu Formation) in SEA. In addition, the results and evaluations from this study indicate new play targets in the Southeastern Anatolia.

### ÖZ

Türkiye'nin Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yer alan Raman, Batı Raman, Suriye Sınır Petrol Sahaları ve Şırnak Asfaltitleri, Türkiye'de üretimi yapılan ve en fazla rezerv miktarına sahip olan hidrokarbon kaynaklarıdır. Fakat bugüne kadar, tüm bu hidrokarbonları türeten kaynak kayanın hangi birim olduğu net bir biçimde ortaya konulamamıştır. Son dönemde açılan kuyulardan elde edilen veriler ile bölgesel jeolojinin beraber ele alınması sonucu, bu çalışma ile bölgedeki kaynak kaya probleminin büyük ölçüde çözüm getirilebilmiştir (Şekil 1). GDA'da üretimi yapılan ağır petrolere örnek olarak seçilen Batı Raman-351 (9.70 API) ile Kedil-1 (250-270 API) kuyularından alınan petrolerin aynı kaynak kayanın benzer fasiyesinden tüedikleri tespit edilmiştir. API gravite değerlerindeki farklılığın ise, İztan, 1999 çalışması ile belirlenen Grup-I Petrol Grubu'nda (Şekil 2) yer alan GDA ağır petrollerinin tümünde gözlenen ikincil süreçler neticesinde oluşmuş olabileceği sonucuna varılmıştır. Yapılan analiz ve değerlendirmeler sonucunda B.Raman-351, Kedil-1, Kerbent Petrol Sızıntısı ve Çalıskan-1 kuyularından alınan tüm petrol

örneklerinin, aynı kaynak kayanın olgunluk ve organik fasiyes bakımından bir miktar farklılık gösteren seviyelerinden türediği tespit edilmiştir. Ayrıca çalışılan petrolerin olgunluk düzeylerinde KB-GD yönünde bir artış olduğu da gözlemlenmiştir. Değerlendirilen tüm bu petrolerin, yapılan analiz sonuçları ve özellikle K.İrak Petrol Sistemi ile ilgili literatür bilgileri ışığında (Şekil 3), Yolaçan Formasyonu'ndan (Orta Jura yaşlı Sargelu Formasyonu) türemiş olabileceği sonucuna varılmıştır. Elde edilen bu bulgular ve yapılan değerlendirmeler bölgesel ölçekte yeni potansiyel alanların varlığına işaret etmektedir.

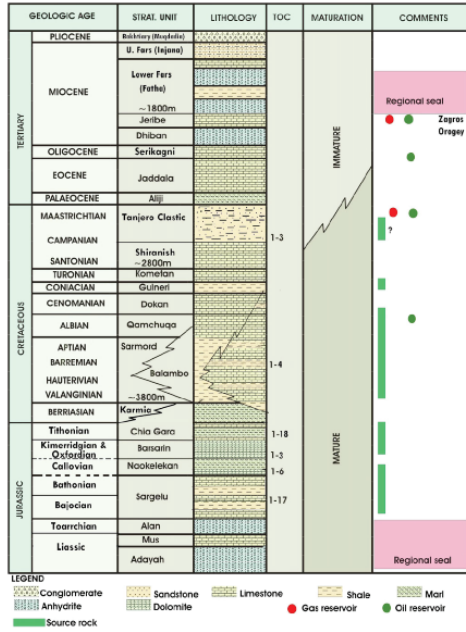
### REFERANSLAR

İztan, Y. H., 1999, Oil Classification in SE Anatolia, Turkey, TPAO Research Center Report no. 2376, 88p.  
Al-Ameri, T.K. and Zumberge, J., 2012, Middle and Upper Jurassic hydrocarbon potential of the Zagross Fold Belt, North Iraq, Marine and Petroleum Geology, (36), 13-34p.

### GDA Petrol Grupları'nı oluşturan petrol ve asfaltitler (İztan, 1999)

GROUP-I	GROUP-II		MIXED I+II	GROUP-III	MIXED II+III
KAMAN	SILVANKA	KARADUTI	GARZAN	BEYKAN	DİDAN
B.RAMAN	CELİKLİ	ESKİTAŞ	GERMİK	KURKAN	HAZNEMİR
MAGRİP	OYUKTAŞ	EŞMELİ	KURTALAN	KAYAKÖY	KARTALTEPE
G. DİNER	ŞELMO	PİYANKO	SINAN	BARBES	KASTEL
CAMİRLİ	BEYÇAYIR	TOKARIS	SILVANKA (SINAN)	MEHMETDERE	KAYAYOLU
CAMİRLİ - 9	KENTALAN	BOZOVA	GÜNYAYLA	G. İHAZRO	KÖSELER
YOLAÇANCI	KARAALI	YANARISU	İ.R. BERENT	G. SARIÇAK	G. ŞELMO
İKİTEPE	KOZLUK	ÜNSALDI	AREBAN	ŞABABAN	
D. SINDİTEPE	PAPUR	TURA		MALTEPE	
CİZRE	ADIVAMAN	SEVİNDİ		K. MİGO	
B. KOZLUCA	CEMBERLİTAŞ	K. KARAKUŞ		G. ŞABABAN	
SEKİDİRLİ (ASPL)	ÇUKURTAŞ	YANANKÖY		G. KAYAKÖY	
SOĞUKTEPE (ASPL)	BÖLÜKAYLA	KAHİTA		B. KAYAKÖY	
MİLLİ (ASPL)	KARAKUŞ	ÖSUNGÜRLÜ		B. AZIKLI	
BARLI (ASPL)	G. KARAKUŞ	BEŞİKLİ		ABDÜLAZİZ	
YIGANASSA (ASPL)	AKPINAR	ÇAYLARBAŞI		SOĞUKTEPE	

**K.Irak Petrol Sistemi (Al-Ameri & Zumberge, 2012)**



**Lokasyon Haritasi**





## Petroleum System Modelling of a Jurassic Source Rock: Yolaçan Formation (SE Turkey)



Feridun Alp Uğur, Zeynep Dincer Kırman, Hüsnü Çorbacıoğlu

Turkish Petroleum Company, Research Center, Department of Geochemistry, Ankara - Turkey

---

### ABSTRACT

Batman, Raman, Batı Raman, Garzan and Syria border oil fields which are classified as Group I oils (İztan, 1999) contribute the most amount of oil reserves in Turkey. However, exploration for oil in this area has always been challenging due to limited knowledge about petroleum system and especially the source rock characteristics. Geochemical correlation studies on recently explored oil at Çalışkan-1 well have shown that the hydrocarbons were generated from Jurassic aged Yolaçan formation (Çorbacıoğlu, 2014). In this study, addition to organic geochemical analysis, one-dimensional petroleum system modelling was realized by running GENEX 1D software in order to evaluate hydrocarbon generation and expulsion history of Yolaçan formation in the vicinity of Çalışkan-1 well. Based on organic geochemical analysis, the formation is rich in organic matter with Total Organic Carbon (TOC) content up to 9.0 % comprising dominantly oil-prone Type II Kerogen, indicating good to excellent source rock potential.

Petroleum system modelling allows to the understanding of hydrocarbon potential of the area and analogous systems. Modelling results were calibrated with maturity parameters. Outcomes of the study suggest that considerable amount of hydrocarbon generation has begun 60 my before present, and more than 50 percent of the total hydrocarbons were expelled through early Oligocene to recent.

# Organic Carbon Isotope Records of Cores from The Oatka Creek Member of The Marcellus Formation - Pa, United States



**Cihan Can<sup>1</sup>, Michael A. Arthur<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Turkish Petroleum Corporation, Research Center, Ankara, Turkey

<sup>2</sup>Penn State University, Department of Geosciences, State College, Pa, Usa

## ABSTRACT

Gas from shales is growing in importance with the development of technology that allows improved natural gas production. Devonian shales from the Appalachian Basin are recognized for their significant natural gas potential. The Marcellus Shale Formation is the lowest unit of the Devonian age from Hamilton Group and consists primarily of black shales high in organic carbon. Subunits of The Marcellus Formation have been studied to assess the abundance of the organic matter and type in the shale. The Oatka Creek Member of the Marcellus Formation was chosen for this study because of its high gamma ray log response, which corresponds to increased Uranium content and the presence of organic carbon enrichment. Few data are available on this unit because much of the focus has been on the lower part of the Marcellus Formation (The Union Springs Member). Additionally, the distinct Kačák- otomari bioevent is thought to have had a big influence on black shale deposition globally within the interval of Oatka Creek Member deposition. For this study, The Bald Eagle and Bilger cores of the Oatka Creek Member were analyzed to assess the effect of The Kačák- otomari event on sedimentation in the Appalachian Basin, and to examine the organic carbon content and the sources that affected the organic carbon deposition in the cores.

This study establishes a base line for the organic carbon content and stable isotopic trends of the Bald Eagle and the Bilger cores. The comparison between these two cores helps interpretations for the general characteristics of the cores and the organic carbon enrichment throughout the whole zone.

Total organic carbon (TOC) content and carbon stable isotopic values of The Bald Eagle and Bilger cores from Pennsylvania were determined after crushing and decarbonation steps. Based on these analyses, TOC content in the Bald Eagle Oatka Creek Member (692 to 780 ft) varies between 1.19 and 4.65 %, whereas the TOC content of the Bilger Oatka Creek Member (160 to 250 ft) varies between 0.21 and 2.8 %. The  $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$  values in the Bald Eagle core have a narrow range of -29.1 to -29.9 ‰ (PDB) whereas the  $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$  values for the Bilger core have a relatively wider range of -25.6 to -29.9 ‰ (PDB). The organic carbon content in the Bald Eagle core is much higher than that in the Bilger core, and the lithofacies of the Oatka Creek Member suggest less overall dilution and/or oxygenation at the location of the Bald Eagle core. Kačák-otomari bioevent didn't have much influence in both of the cores because of the lack of significant isotopic trend excursions. Because the  $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$  pattern of Bald Eagle core is uniform and depleted in BC, this study suggests the dominance of amorphous marine organic matter at that location whereas in Bilger core marine organic matter gives way upward to increasing terrestrial organic matter input indicated by the trend towards more enriched  $\delta^{13}\text{C}_{\text{org}}$  values.

# Investigation of the organic matter properties and hydrocarbon potential of the Sivas Basin, Eastern Central Anatolia, Turkey



**Nazan Yalçın Erik<sup>1</sup>, Attila Aydemir<sup>2</sup>, Aydın Büyüksaraç<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Cumhuriyet University, Geological Engineering Dept. TR-58140 Sivas- Turkey

<sup>2</sup>Turkiye Petrolleri A.O. Sogutozu Mah. 2180. Cad. No: 86, 06100 Sogutozu, Ankara, Turkey.

<sup>3</sup>Bitlis Eren University, Department of Civil Engineering, Bitlis, Turkey

## ABSTRACT

The main goal of this study is to assess the organic geochemical properties and hydrocarbon generation potential of Tertiary units in the Sivas Basin which is one of the largest sedimentary basins in the Central Anatolia, Turkey. In this investigation, 200 representative samples were collected from the outcrops of Tertiary sedimentary rocks. In addition, 15 sections were measured and 187 samples were collected along these sections. Hydrocarbon generation potential and the maturity of the Tertiary units were determined by means of the total organic carbon (TOC) analysis, Rock-Eval pyrolysis, vitrinite reflectance (Ro) measurements and the organic petrographical observations. Kerogen slides of 96 samples containing high TOC were prepared to determine the organic matter types. Information on maturity was also obtained using the spore fluorescence colours and the vitrinite reflection (Ro). According to the results of analyses, TOC values of the Hafik (0.05-0.17 %), Kalekoy (0.01-0.12 %), Yagmurluseki (0.01-0.54 %) and Selimiye (0.01-0.17 %) formations are very low and other geochemical parameters are not encouraging to perform further investigations for these formations. For these reasons, they may not be considered as potential source rocks. However, the Bozbel (0-1.43 %) and Karayun (0.07-7.5 %) Formations display high TOC values indicating poor to moderate source rock characteristics with S1+S2 values up to 1.03 mg HC/g rock for the Bozbel and up to 23.45 mg HC/g rock for the Karayun Formation. Organic matter types of the Bozbel and Karayun Formations are mainly Type-III and Type-II/III in the HI-OI and HI-Tmax diagrams, respectively. Samples of the other formations include only Type-III kerogen, in general. The maturation degree of the Bozbel Formation varies in a broad range, from immature to mature levels in the majority of samples. The Karayun Formation is generally in the early mature interval. Consequently, both formations have a limited gas generation potential. However, the Sivas Basin is still worth to explore for hydrocarbons, because all samples were collected from outcrops and sections close to the basin margins and not from boreholes or from the deeper parts of the basin. Thickness of the sedimentary units is found as 8-10 km in average in the previous studies. On the other hand, the deepest parts of the basin containing such a thick sedimentary deposits have not been drilled, yet. It is possible to find out more encouraging results in case of drilling deep exploration wells.

# Türkiye'deki Gaz Zuhurlarının Özellikleri, Kökenleri ve İlişkili Petrol Sistemleri



Mehmet Namık Yalçın, Hakan Hoşgörmez

İstanbul Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeoloji Mühendisliği

## ABSTRACT

Türkiye'de ekonomik olarak üretim yapılabilen gaz sahalarının sayısı ve dolayısıyla ülkemizin doğal gaz potansiyeli son derece sınırlıdır. Buna karşın, yüzeydeki gaz sızıntıları ile gaz emareli kuyuların sayısı ise oldukça fazladır. Bir ölçüde çelişkili bu duruma bir açıklama getirebilmek amacıyla, Türkiye'deki gaz zuhurlarının özellik, köken ve petrol sistemleri toplu olarak gözden geçirilmiştir. Bunun için çoğunlukla, petrol jeolojisi, organik jeokimya, izotop jeokimyası ve havza modellemesi yaklaşımları kullanılan kendi araştırmamızın sonuçları özetlenmiş, bunun yanı sıra mevcut diğer bilgi birikimi de değerlendirilmiştir. Amaç doğrultusunda gaz zuhurları havza/bölge bazında ele alınmıştır. Değerlendirilen havza/bölgeler şunlardır: Trakya Havzası, Zonguldak Havzası, Batı Karadeniz Bölgesi, Adana ve İskenderun Havzaları, Antalya Bölgesi, Güneydoğu Anadolu Bölgesi ve İç Anadolu Bölgesi.

Trakya Havzası ülkemizdeki ekonomik olarak gaz üretimi yapılan ender bölgelerden en önemlisidir. Bu nedenle de havzanın petrol jeolojisi özellikleri çok sayıda araştırmaya konu olmuştur (Bürkan, 1992; Turgut vd, 1991; Perinçek, 1991; İnan ve Yalçın, 1997; Hoşgörmez vd, 2005; Gürgey, 2009). Havzada, farklı ana kayalardan türemiş termojenik gazların yanısıra, biyojenik gazlar ve bu gazların karışımından oluşan zuhurlar bulunmaktadır. Sızıntıların yanı sıra derin ve sık kuyularda rastlanan gazların havzadaki petrol sistemleriyle ayrıntılı bir şekilde ilişkilendirilmesi mümkün olmuştur (Hoşgörmez ve Yalçın, 2005) Zonguldak Havzası, Karbonifer yaşlı kömürlere bağlı Kömür Gazı (CBM) potansiyeli açısından ayrıntılı olarak çalışılmıştır (Yalçın, 1997; Yalçın vd, 1994; 2002; Gürdal ve Yalçın, 2000; 2004; 2008; Hoşgörmez, vd, 2002). Kömür damarları bünyesinde yerinde gaz miktarı olarak ekonomik boyutlarda gazın bulunduğu saptanmıştır. Bu gazlar ağırlıklı olarak metandan oluşmakla birlikte, etan-pentan bileşenleri de belirlenmiştir. Kömür gazlarının kökeni çoğunlukla termojeniktir. Bunun yanı sıra bazı sahalarda ikincil biyojenik gazların (secondary biogenic gas) bulunduğu da saptanmıştır. Henüz test edilmemiş olmakla birlikte Karbonifer yaşlı kömür ve ana kayalardan türemiş konvansiyonel gaz olanakları da söz konusudur (Yalçın vd., 2003 ).

Batı Karadeniz Bölgesi denizdeki Akçakoca sahasında üretilen gaz ise yüksek oranda metandan oluşmaktadır. Eosen yaşlı kumtaşlarından üretilen bu gaz bu gaz izotopik bileşimine göre büyük ölçüde biyojeniktir. Adana ve İskenderun havzasında gerek kara alanında gerekse denizdeki birçok kuyu gaz emarelidir. Bu havzalardaki Miyosen ve daha genç birimlerden oluşan istif termojenik gaz oluşumu için henüz

yeterince olgunlaşmamıştır (Yalçın, 1982; 1987; 1988; Baum ve Schmitt, 1992; Aksu ve Demirkol, 2001). Bu nedenle kuyulardaki gaz emarelerinin kaynağı büyük ölçüde biyojenik olmalıdır. İskenderun Kurtbaşı Köyü dolaylarındaki ofiyolitik kayaların çatlak ve kırıklarından sızan gazın ise abiyojenik olduğu gösterilmiştir (Yüce vd, 2014). Bu bağlamda Antalya Çıralı gaz sızıntısının varlığı mitolojiye de konu olabilecek kadar eski tarihlerden bu yana bilinmektedir. Bununla birlikte bu gazın kaynağı ancak Hoşgörmez (2007) tarafından saptanmış ve bunu izleyen bir dizi çalışma ile de (Hoşgörmez vd. 2008; Etiope vd. 2011) bunun ayrıntıları ortaya konmuştur. Çıralı gazı yaklaşık % 10 hidrojen ve % 90 hidrokarbon gazlarından oluşmaktadır. Bölgedeki ofiyolitik kayaların serpantinizasyon sürecinin bir ürünü olarak oluşan bu gaz sızıntısı, karalardaki abiyojenik gaz oluşumunun dünyadaki en büyük örneklerinden biridir. Güneydoğu Anadolu bölgesinde başlıca petrol üretimi yapılmaktadır. Ancak sınırlı sayıdaki sahada gaz üretimi de söz konusudur. Dodan, Çamurlu, Silivanka gaz sahaları farklılıklar sunan gaz bileşimleri ve kökenleri nedeniyle ayrı ayrı ele alınacaktır. Üretilen gazlar, Dodan sahası dışında hidrokarbon gazlardır. Dodan sahasında ağırlıklı olarak karbondioksit ve bir miktar da hidrojen sülfür ile hidrokarbon gazları üretilmektedir. Hidrokarbon gazları termojeniktir. Karbondioksit ise acidolysis ve termo-kimyasal sülfat indirgenmesi (TSR) sonucunda oluşmuştur. Düşük miktardaki hidrojen sülfürün kökeni de termo-kimyasal sülfat indirgenmesi (TSR)'dir (Hoşgörmez vd, 2014). Çamurlu sahasındaki hidrokarbon gazları olgun tek bir ana kayadan türemiş termojenik gazlardır. Söz konusu ana kaya büyük bir olasılıkla Paleozoyik yaşlı formasyonlardır (Connan vd., 2006, Hoşgörmez vd, 2015?). Silivanka sahası gazları etan-pentanca zengin nispeten ıslak gazlardır ve bu gazlar da termojenik kökenlidir. İç Anadolu bölgesinde dört farklı bölgede (Aksaray, Kayseri, Kemerhisar ve Karapınar) ticari olarak üretilen karbondioksit gazı bulunmaktadır. Yüzey sızıntılarının varlığı ile keşfedilen bu gazlar tümüyle karbondioksitten oluşmaktadır. Karbondioksitin kökeni ve oluşum mekanizması ise bölgedeki karbonatların termal dekarbonizasyonu olarak belirlenmiştir (Hoşgörmez ve Özcan, 2014).

Ele alınarak değerlendirilen bölgelerdeki petrol sistemlerinin, gerek hidrokarbon gazları ve gerekse diğer gazlar açısından bugüne kadar ortaya konabilmiş olandan daha fazla bir potansiyele işaret ettiği ve bu nedenle de doğal gaz odaklı yeni senaryolar ile arama çalışmalarının sürdürülmesinin gerektiği sonucuna varılmıştır.

## DEĞİNİLEN BELGELER

- AKSU, R., VE DEMİRKOL, S.C., 2001, İskenderun Baseni'nin Kantitatif Basen Modellemesi ve Hidrokarbon Potansiyeli. TPJD Bülteni, 13, 1, 65-117.
- BAUM, M.G. VE SCHMITT, M., 1992, Stable Isotope Geochemistry Sheds Light on Potential of Basins in Southeast Turkey. Oil & Gas Journal, Nov.2, 90-95.
- BÜRKAN, K., 1992, Geochemical Evaluation of The Thrace Basin. In: Proceedings, 9th Petroleum Congress of Turkey, 17-21 February 1992, Ankara, Turkey, Chamber of Petrol. Geol. Of Turkey, Tpa0, Ankara, s.34-48
- CONNAN, J., KAVAK, O., AKIN, E., YALÇIN, M.N., İMBUS, K., ZUMBERGE, J., 2006, Identification and origin of bitumen in Neolithic artefacts from Demirköy Höyük (8100 BC): Comparison with oil seeps and crude oils from southeastern Turkey. Organic Geochemistry, 37, 12, 1752-1767
- GÜRDAL, G., YALÇIN, M. N., 2000, Gas adsorption capacity of Carboniferous coals in the Zonguldak basin (NW Turkey) and its controlling factors. Fuel, 79, 1913-1924
- GÜRDAL, G., MANN, U., YALÇIN, M.N., 2004, Comparison of Adsorption Related Properties of Zonguldak Basin Coals (NW Turkey) Obtained at Two Different Adsorption Temperatures of Carbon Dioxide. Energy Sources, 26, 1301-1312.
- GÜRDAL, G., YALÇIN, N., 2008, Zonguldak Havzası Karbonifer Kömürlerinde Kömür Kökenli Doğal Gazın Depolanması ve Kontrol Parametreleri, TPJD Bülteni, Cilt 20, Sayı 1, 9-24
- GÜRGEY, K., 2009, "Geochemical overview and undiscovered gas resources generated from Hamitabat petroleum system in the Thrace Basin, Turkey. Marine and Petroleum Geol. 26, 1240-1254.
- HOŞGÖRMEZ, H., YALÇIN, M.N., CRAMER, B., GERLING, P., FABER, E., SCHAEFER, R.G., MANN, U., "Isotopic and Molecular Composition of Coal-Bed Gas in The Amasra Region (Zonguldak Basin - Western Black Sea)", Organic Geochemistry, 33, 1429-1439 (2002).
- HOŞGÖRMEZ, H., YALÇIN, M.N., CRAMER, B., GERLING, P. AND MANN, U., "Molecular and Isotopic Composition of Gas Occurrences in The Thrace Basin (Turkey): Origin of The Gases and Characteristics of Possible Source Rocks", Chemical Geology, 214, 179-191 (2005).
- HOŞGÖRMEZ, H., YALÇIN, M.N., "Gas-Source Rock Correlation in Thrace Basin, Turkey", Marine and Petroleum Geology, 22, 901-916 (2005).
- HOŞGÖRMEZ, H., "Origin and secondary alteration of coalbed and adjacent rock gases in the Zonguldak Basin, western Black Sea Turkey", Geochemical Journal, 41, 201-211. (2007).
- HOŞGÖRMEZ, H., ETIOPE, G., YALÇIN, M.N., New evidence for a mixed inorganic and organic origin of the Olympic Chimaera fire (Turkey): a large onshore seepage of abiogenic gas. Geofluids, 8, 263-273, (2008)
- ETIOPE, G., SCHOELL, M., HOŞGÖRMEZ, H., 2011, Abiotic methane flux from the Chimaera seep and Tekirova ophiolites (Turkey): Understanding gas exhalation from low temperature serpentinization and implications for Mars. Earth and Planetary Sciences Letter, V. 310, 96-104 (2011)
- HOŞGÖRMEZ, H., YALÇIN, M.N., SOYLU, C., BAHTIYAR, İ., "Origin Of Hydrocarbon Gases, Carbon dioxide And Hydrogen Sulfur in The Dodan Field (SE-Turkey)". Marine and Petroleum Geology. 57, 433-444 (2014).
- HOŞGÖRMEZ, H., SOYLU, C., BAHTIYAR, İ., Prediction of Source Rock Characteristics of Hydrocarbon Gases in the Camurlu Field (South Eastern Turkey) by Isotopic Modeling. Arabian Journal for Science and Engineering. (2014) (in press)
- HOŞGÖRMEZ, H., ÖZCAN, D., 2015 "Origin of Carbon Dioxide Occurrences in Central Anatolia (Turkey)". Geochemical Journal. 49, 1-9 (2015)
- İNAN, S., YALÇIN, M.N., 1997, Evolution of the Thermal Maturity in the Thrace Basin. Turkish Journal of Earth Sciences, V.6, pp. 21-31.
- PERİNÇEK, D., 1991, Possible Strand of the North Anatolian Fault in the Thrace Basin, Turkey-An Interpretation. AAPG Bulletin, V.75, pp. 241-257.
- TURGU, S. TÜRKASLAN, M. AND PERİNÇEK, D., 1991, Evolution of the Thrace Sedimentary Basin And Its Hydrocarbon Prospectivity, In: Spencer Am (Ed) Generation, Accumulation, And Production of Europe's Hydrocarbons. Spec. Publ. Eur. Assoc. Petrol. Geosci. 1, pp 415-437.
- YALÇIN, M.N., 1982, Jeokimya Yöntemleriyle Adana Havzası Petrol Potansiyelinin Araştırılması. Doçentlik Tezi, İstanbul Üniversitesi, Yer Bilimleri Fakültesi, 154 Sayfa, 89 Şekil, 7 Çizelge.
- YALÇIN, M.N., 1987, Adana Havzası-Petrol ve Doğal Gazın Kökeni. Türkiye 7. Petrol Kongresi Bildirileri-Jeoloji, 427-441.
- YALÇIN, M.N., 1988, Numerical Simulation of the Geologic Evolution, the Thermal History and the Hydrocarbon Generation Potential of the Adana Basin (South Turkey): Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 72, 8, 1031-1032.
- YALÇIN, M.N., SCHENK, H.J., SCHAEFER, R.G., 1994, Modelling of gas generation in coals of the Zonguldak Basin (NW Turkey). International Journal of Coal Geology, 25, 2, 195-212.
- YALÇIN, M.N., 1997, Role of basin modelling in coalbed methane resource assesment, The 1997 International Coalbed Methane Symposium, Alabama/USA, Proceedings, pp. 357-364.
- YALÇIN, M. N., İNAN, S., GÜRDAL, G., MANN, U., SCHAEFER, R. G., 2002. Carboniferous coals of the Zonguldak Basin (northwest Turkey): Implications for Coalbed Methane Potential, AAPG Bull., 86, 1305-1328.
- YALÇIN, M.N., İNAN, S., HOŞGÖRMEZ, H., ÇETİN, S., "A new carboniferous coal/shale driven gas play in the Western Black Sea Region (Turkey)", Marine and Petroleum Geology, 19, 1-16 (2003).
- YUCE, G., F. ITALIANO, W. D'ALESSANDRO, T.H. YALCIN, D.U. YASIN, A.H. GULBAY, N.N. OZYURT, B. ROJAY, V. KARABACAK, S. BELLOMO, L. BRUSCA, T. YANG, C.C. FU, C.W. LAI, A. OZACAR, V. WALIA, Origin and interactions of fluids circulating over the Amik Basin (Hatay, Turkey) and relationships with the hydrologic, geologic and tectonic settings. Chemical Geology, 388, 23-39.





**Ege ve Akdeniz Basenlerinin Petrol Potansiyeli, Yeni  
Gelişmeler**

**Petroleum Potential of Aegean and Mediterranean  
Basins, Recent Developments**

---





# Turkey's Exclusive Economic Zone in the Mediterranean Sea: The Case of Kastellorizo (Meis)



**Serhat Süha Cubukcuoğlu**

The Fletcher School of Law and Diplomacy, Tufts University, Medford MA, United States

## ABSTRACT

This research looks at the motivation behind competing claims over maritime delimitation between Greece and Turkey concerning the island of Kastellorizo as a potential crisis spot in the eastern Mediterranean Sea. The objective is to assess the legal basis of these claims, their implications for security, trade and economic development in the region. Russia's annexation of Crimea and monopolization of energy supply routes to Europe has led energy consumers of the industrialized world finally to become serious about hydrocarbon alternatives. Viability of energy pipeline projects depends on the extent of EEZ delimitations in the region upon which the final status of Kastellorizo has a profound impact.

The power struggle over alternative energy supply routes between the Central Asia, Middle East, and Europe draw the attention of global and regional players to prospects for gas exploitation in the eastern Mediterranean. EEZ provides a coastal state the right to exercise economic exploitation and exploration of the seabed. For Greece and Turkey that run large budget deficits, delimitation of maritime boundaries translating into ownership over sub-soil resources and potential windfall profits from gas finds are very attractive. This research reveals that Kastellorizo has a pivotal position in a multi-dimensional conflict over exertion of political influence and control of energy reserves in a region with long-standing confrontations. The final status of the island may have implications on settlement of the dispute over EEZ claims in the eastern Mediterranean. There is a limited time window of opportunity to find an equitable solution for extraction and transportation of eastern Mediterranean gas as alternative suppliers from the U.S. to East Africa have started to place downward price pressure and to undermine profitability of new underwater pipeline projects.

Historical precedent on similar cases of dispute settlement highlights the necessity to take special geographical circumstances into account to find an equitable solution for all parties. Past cases of dispute settlement before the International Court of Justice (ICJ) on Libya-Malta, Ukraine-Romania, and Germany-Denmark-Netherlands cases demonstrated that international law could contribute to peaceful resolution of EEZ disputes and set a successful precedent if political obstacles can be overcome. This may all the more be facilitated if parties involved avoid political brinkmanship and refrain from unilateral proclamations of sovereignty over disputed areas.

Maritime delimitation between islands and adjacent

coastal states should be based on an "equity" principle and take into consideration special circumstances, such as relative length of coastlines, distance from mainland, and freedom of access to high seas. Kastellorizo may be entitled to an EEZ, albeit in proportion with its size, location, population, and distance to mainland Greece. The width of the EEZ should be coextensive with its territorial waters, due to the distorting effect of the island's position on maritime delimitation that would otherwise create an inequitable delimitation for Turkey. Moreover, Egypt, Israel and Lebanon may benefit from revising their EEZ delimitation agreements with Cyprus to reach a more equitable distribution of sea areas in accordance with UNCLOS, which might reinforce a possible multilateral agreement between Cyprus, Greece and Turkey.

The conflict over EEZ delimitation between Greece and Turkey is inextricably linked with long-standing confrontations over the Cyprus Problem. Eurozone financial crisis exacerbated economic divergence in the 28-member union that may lead to its political disintegration in the long run. As Europe looks increasingly towards gaining energy independence, Cyprus and Greece, whose economies are closely linked and stricken worst from the sovereign-debt crisis, should disengage from unilateral efforts to create fait accompli. An opportunistic approach to view energy resources as a life buoy would jeopardize a possible final agreement.

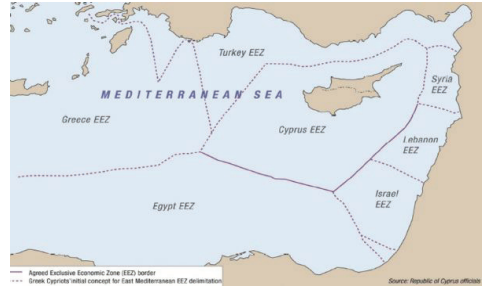
Turkey emerges as an energy transit hub and the most viable commercial route to deliver eastern Mediterranean gas to Europe. Viability of natural gas extraction and transportation projects from the eastern Mediterranean to energy consumer markets of Europe and Asia depends on just and equitable resolution of the EEZ delimitation dispute not only between Greece and Turkey, but also Cyprus. There are deep-rooted hostilities between Greek and Turkish Cypriot sides that render it unlikely to reach a quick and immediate solution, although an interim agreement to jointly search for and produce natural resources could serve as a confidence-building measure and catalyze settlement of the EEZ dispute over Kastellorizo whereby all parties would gain. Rich reserves of recoverable natural gas resources in the Levant Basin, if translated into windfall profits, can be vital for Greece and Turkey that run large budget deficits. International law can contribute to peaceful settlement of the EEZ delimitation dispute over Kastellorizo, although priority should be given to multiparty negotiations that may involve Greek and Turkish Cypriots.

Considering related decisions by the ICJ that constitute significant precedents, it is possible to conclude that

a peaceful settlement may be reached on the EEZ delimitation dispute in the eastern Mediterranean, on the condition that the agreement would satisfy fundamental concerns of Greece and Turkey, and these are security and equity. Greece has committed to resolve disputes arising from UNCLOS through the ITLOS, but since Turkey is non-signatory to the treaty, maritime delimitation dispute concerning the status of Kastellorizo should be resolved through negotiations as a priority.

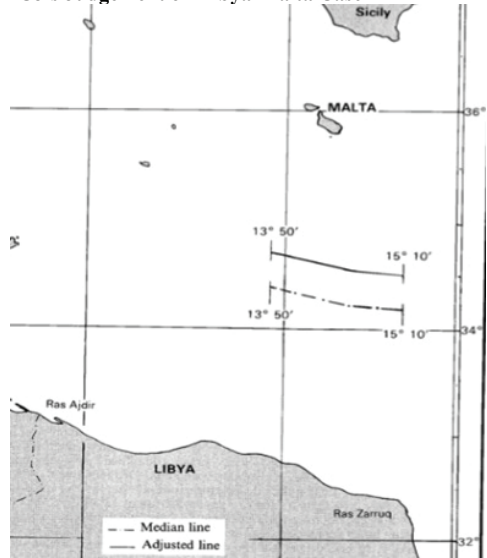
The key guiding principle should be to avoid brinkmanship during the process and to possibly draw Greek and Turkish Cypriots into a multilateral agreement. All parties should keep the channels open for discussion to overcome frictions on long-entrenched opposing views on sea rights. This would ensure maximum utilisation of opportunities for offshore gas exploitation in a limited time window by picking the most commercially viable option to reach energy consumer markets. Turkey should also pursue bilateral agreements with Egypt and Libya, if possible, to delimit its EEZ and should not hesitate to take the case with Greece for litigation to the ICJ if negotiations fail to reach a resolution. This research finds that Kastellorizo may be entitled to an EEZ, the width of which should be coextensive with its 6-mile-wide Territorial Waters, based on the precedent of Anglo-French arbitration case.

**Greece's view of EEZs in the Mediterranean Sea**



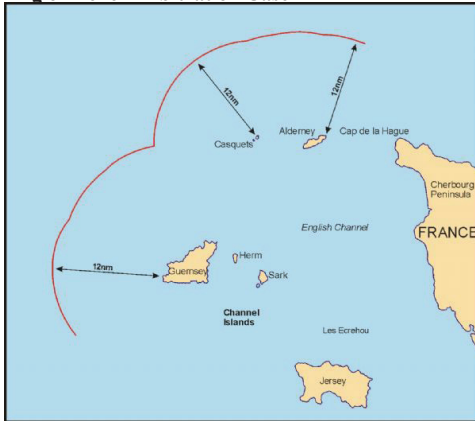
This picture shows Greece's claims to maritime boundaries in the Mediterranean Sea.

**ICJ's Judgement on Libya-Malta Case**



This picture shows the precedent of ICJ's judgement on Libya-Malta maritime delimitation case.

**Anglo-French Arbitration Case**



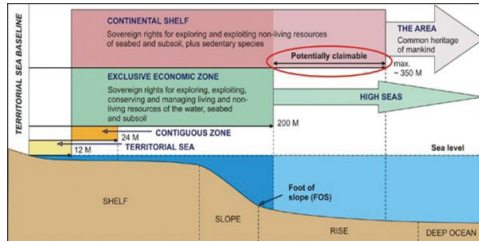
This picture shows the Anglo-French arbitration case that can set a precedent to resolve the dispute around Kastellorizo.

**ICJ's Judgement on Ukraine-Romania Case**



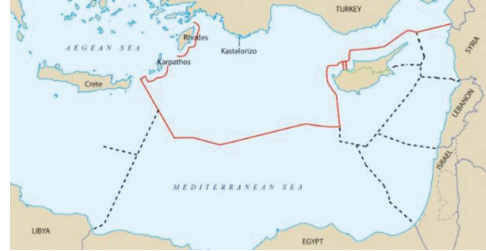
This picture shows the precedent of ICJ's judgement on Ukraine-Romania maritime delimitation case.

**Maritime Delimitation**



*This picture shows maritime zones that have been defined in UNCLOS III treaty.*

**Turkey's view of EEZs in the Mediterranean Sea**



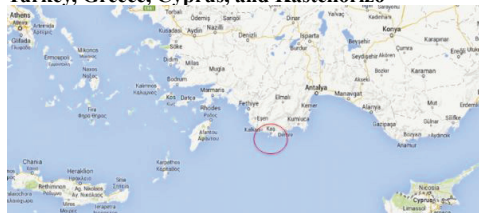
*This picture shows Turkey's claims to maritime boundaries in the Mediterranean Sea.*

**Natural Gas Discoveries around Cyprus**



*This picture shows competing claims over natural gas deposits around the island of Cyprus.*

**Turkey, Greece, Cyprus, and Kastellorizo**



*The picture shows the littoral states that are parties to the dispute around the island of Kastellorizo.*

# Kuzey Kıbrıs'ın (KKTC) Rasyonel Petrol Arama Stratejisi Nasıl Olmalı



**Salih Saner**

Orta Doğu Teknik Üniversitesi Kuzey Kıbrıs Kampusu, Güzelyurt, Mersin 10, Türkiye

## ÖZ

Annan Planı'na referandumda "Evet" demelerine rağmen Kıbrıs Türkleri çözümsüzlükten zarar gören taraf olmuşlardır. Yaratılmış olan "Birleşik Kıbrıs" ve "Bölünmüş Kıbrıs" ikilemi Kuzey Kıbrıs Türk Cumhuriyeti (KKTC)'deki hidrokarbon politikasını menfi etkilemekte ve arama operasyonlarının rasyonel yapılmasına engel olmaktadır. Şimdiye kadar yapılan faaliyetler siyasetin gölgesinde kalmış olup teknik çalışmalar ön plana çıkmamıştır. Petrol siyasetinde Türkiye'nin vasiliğinde kalan KKTC devleti de etkinliklerde söz sahibi olamamıştır. Gereksinim duyulan KKTC petrol Kanununun çıkarılmasıyla bir yandan Türkiye'yle yapılan deniz yetki alanlarının paylaşımı ve TPAO'ya verilen ruhsatlar yeniden gözden geçirilirken, diğer yandan da arama faaliyetlerini KKTC'nin sahiplenmesi sağlanmalıdır. Uluslararası teamüllere uygun olarak yapılacak ruhsatlandırma ve arama operasyonları daha başarılı ve daha saygın bir arama stratejisi ortya koyacaktır.

## ABSTRACT

Although Cypriot Turks voted "Yes" for the Annan Plan, they got discomforted with the political situation following the referendum. The dilemma of "United Cyprus" versus "Divided Cyprus" caused adverse effects on hydrocarbons politics of Turkish Republic of Northern Cyprus (TRNC) and prevented rationalization of exploration activities. So far technical issues remained behind the political issues and could not be concluded with a successful discovery. Under the guardianship of Turkey, TRNC always stayed calm by leaving Turkey to carry out most political interactions and technical operations relevant to hydrocarbons. Making a Petroleum Law will put TRNC to take more responsibilities and will provide opportunity to review and revise Exclusive Economic Zone Agreement and exploration concession agreements with Turkey. Exploration activities inline with international tendency will yield a more successful and respectable ownership in onshore and offshore explorations.

## GİRİŞ

Kıbrıs adası ve çevresinde petrol bulma amaçlı jeolojik çalışmalar ilk kez 1938 yılında Irak Petrol Şirketi tarafından başlatılmıştır. Hernekadar ismi Irak ise de bu şirket bir Shell, BP, Exxon ve Mobil konsorsyumu idi. Yapılan çalışmalar kapsamında 1949-1974 arasında karada Forest Oil Corporation tarafından dört adet de petrol arama kuyusu açılmış ama petrole rastlanamamıştı (Kassinis, 2011).

Takibeden yıllarda Türkiye, İsrail ve Mısır Doğu Akdeniz'de sığ sularda aramalar yapmışlarsa da sadece Mısır ekonomik rezervler bulabilmişti. Bölgede İlk kez 1960'lı yıllarda Nil deltasının hidrokarbon potansiyeli kanıtlanmıştır. İsrail'in Levant havzası sığ deniz alanlarında yıllarca yaptığı aramalarda kayda değer bir keşif gerçekleştirilememiştir. Derin deniz sondaj teknolojisinin gelişmesiyle birlikte, Amerikan Jeoloji Dairesi (USGS) jeolojik verileri dayalı olarak Levant havzasında 122 Tcf gaz rezervi olabileceği tahminini ortaya atmıştır (USGS, 2010a). Buna ilaveten Nil deltasında 223 Tcf ve Heredit havzasında da 123 Tcf gaz rezerv tahminleri yapılmıştır (USGS, 2010b). Verilen tahminler ışığında 2010 yılında İsrailin derin deniz sondajlarına geçmesiyle Tamar ve Leviathan gibi önemli gaz rezervleri bulunmuştur. Bunları 2011'de Güney Kıbrıs Rum Yönetimi (GKRY)'nin Afrodite keşfi izlemiştir. Böylece bölgede Nil deltası sonrası Levant havzasında da gaz hidrokarbon varlığı kanıtlanmış oldu.

Bulgular halen USGS tahminlerinin altında olduğundan daha bulunabilecek rezervlerin olduğu kanısıyla arama çalışmaları günümüzde hızla sürdürülmektedir. Aramaların sadece Nil ve Levantla sınırlı kalmayıp Doğu Akdenizin diğer havzalarına da kaydırılmasıyla daha çok hidrokarbon bulunabileceği düşünülmektedir. Şekil 1'de görülen Kıbrıs ile Suriye arasındaki Lazkiye havzası ve Kıbrıs kuzeyindeki Mersin havzası da kalın çökel tabakalarıyla ve gaz kapalı olusturabilecek yapılarıyla KKTC'nin arama yapacağı birer potansiyel alanlardır.

Bir yörede petrol aramalarının üç bacağından, (1. siyaset, 2. ekonomi, ve 3. Teknik) da sağlam yere basması gerekir. Halbuki, siyaset bacağındaki aksaklıklar nedeniyle hem Güney Kıbrıs Rum Yönetimi (GKRY), hem de KKTC istenilen başarıyı yakalayamamışlardır. GKRY uluslararası konulara aykırı olarak eşit haklara sahip olan Kıbrıs Türkleri'nin haklarını gasbetmeye kalkıştığından, Kıbrıs Türkleri adına vasilik yapan Türkiye'nin baskılarına maruz kalmaktadır. KKTC'nin kara ve deniz alanlarının tümünde arama yapabilme ruhsatı 2011'de yapılan bir anlaşma ile Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO)'ya verilmiş bulunmaktadır. KKTC ise Kıbrıs sorununun çözümünde içine düşürüldüğü ikilemeden dolayı günümüze dek bir arama stratejisi geliştirememiştir.

Kuzey Kıbrıs Kara Alanlarındaki Arama Etkinlikleri GKRY'nin 1974 yılında petrol yasasını takiben adım adım yürüttüğü arama etkinlikleri karşısında sessiz duran KKTC ve Türkiye, 2011 yılında güneyde sondaj safhasına gelindiğinde reaksiyonel bir politika

başlatmışlardır. Açıkcası rasyonel bir arama stratejisi yerine siyasal ağırlıklı bir strateji tercih edilmiştir. Denizlerdeki GKRY'nin etkinliklerine karşılık olarak TPAO Kuzey Kıbrıs kara alanlarında herhangi bir ön çalışma yapmaksızın siyasi bir kararla 2012'de Türkyurdu-1 kuyusunu açmıştır. Burada Türkyurdu-1 kuyusunun açılması sırf teknik çalışmaların eksikliğini vurgulamak için gündeme getirilmiştir. Muhakkak ki o gün için siyasi bir gereksinim söz konusu idi kibu kuyu açılmıştır.

TPAO Türkyurdu-1 kuyusu sonrasında programını daha ciddi boyutlara taşımış ve 2013-2014 döneminde karada jeolojik, gravite, magnetik ve sismik ölçümler yapmıştır. Sismik verilerin değerlendirilmesi ve yeni bir sondaj lokasyonu verilmesi belki iki-üç yıllık bir zaman alabilecektir. Çalışmalar hem kara alanlarında bir prospekt belirlemesi hem de verilerin deniz alanlarına yansıtılması yönünden önem arz eder. Bir prospekt belirlendiği takdirde sondaj safhasına gelinebilecektir. Bu çalışmalar çökel kayalarla örtülü İskele-Mağusa dan Güzeyurada kadar olan bölgeyi kapsar. KKTC'nin bu şansına karşın GKRY'nin elindeki Trodos alanı magmadan türeme volkanik kayalardan yapıldığından Güney Kıbrıs kara alanları hidrokarbon aramaları için ümit verici değildir.

Yapılan jeolojik, jeofizik ve sondaj çalışmalarında KKTC'nin hiçbir resmi kurum veya kuruluşu etkinliklere dahil edilmemiş, hiçbir denetleme yapılmamış ve KKTC'den hiçbir elemanın deneyim kazanması sağlanmamıştır. Bundan başka KKTC'nin malı olan numuneler ve veriler de adadan çıkarılmıştır. Burda TPAO'nun bir yanlışı ve zorlaması söz konusu değildir. Sorun KKTC'de tüm ruhsat ve operason düzenlemelerini sağlayacak bir petrol kanununun olmayışdır.

### Mersin Havzası

Kıbrıs ve Türkiye arasındaki Mersin havzasında kalın bir çökel istifi bulunur. Akdenizin tümüyle kurduğu Messiniyen (5-6 milyon yıl) evresine tekabül eden 1000 m kalın tuz istifine göre çökel katmanlar tuzüstü ve tuzaltı olarak ikiye ayrılır. Levant havzasındaki keşifler tuzaltı katmanlarındandır. Tuzaltı hedeflerinin görüntülenmesi yeni sismik teknolojiyi gerektirir ki TPAO nun yeni aldığı Barbaros Hayrettin Paşa sismik gemisi bu sorunu aşabilecek teknolojiye sahiptir.

Aksu ve diğerleri (2005)'nin Mersin havzası ortasında kalınlığını 2500 m kadar olarak haritaladıkları tuzüstü istifinde de gaz bulunması büyük olasıdır. Sismik kesitlerde direkt gaz indikasyonları gözlenmektedir (Çiftçi ve diğerleri, 2012). Havzanın güney kanadının daha tatlı eğimli ve geniş olması güney kanadın (Kıbrıs şelfinin) önemini artırır. Mersin havzasının derinliğinin 1200 m den sığ oluşu da arama giderlerinin daha düşük olması yönünden önem arzeder.

Türkiye ile Kıbrıs arasındaki deniz yetki alanlarının

paylaşılması 21 Eylül 2011'de TC Başbakanı Recep Tayyip Erdoğan'la KKTC Cumhurbaşkanı Deriç Eroğlu'nun NewYork'ta yaptıkları anlaşmayla belirlenmiştir. Bu anlaşmada da iki devletin teknik heyetlerinin görüşmeleri olmamıştır. Zaten olması da olanaksızdı çünkü KKTC'nin konuyla ilgili ne bir yasası, ne de konuyla ilgili uzmanları mevcut değildi. Bu yapılan anlaşma da GKRY'nin açtığı Afrodit kuyusuna gösterilen reaksiyonun bir sonucudur.

### Lazkiye Havzası

Diğer bir potansiyel havza da Lazkiye havzasıdır. Karpaz yarımadasının doğu ve güneydoğusunda yer alan bu havza deniz altında da devam eden Beşparmak-Misis dağ sırasıyla Mersin havzasından ayrılmıştır. Havzanın doğu yarısı Suriye deniz yetki alanları içerisinde bulunur, batı yarısı ise KKTC nin TPAO ya verdiği "E" Ruhsat sahasını oluşturur.

Lazkiye havzasının doğu kesiminde Suriyenin yaptığı sismik araştırmaların bir kısmını literatürde bulmak mümkündür (Şekil 2). Bowman (2011)'in yorumlarında tuzüstü çökellerde birçok hidrokarbon indikasyonlarına yer verilmektedir. Deniz yüzeyinde doğal petrol sızıntılarının yayıldığı bir bölge bulunduğu da rapor edilmektedir. Bu sızıntılara sebep olan faylar haritalanmış ve yorumlanmışlardır. Suriye günümüzde içinde bulunduğu siyasi durum nedeniyle aramalarda devamlılık sağlayamamıştır. Suriyenin çalışmalarına karşın havzanın batısında ciddi bir arama çalışması halen yapılmamıştır.

Lazkiye havzası yöresinde Güney Kıbrıs Rum yönetimi parselasyon yapmaktan çekinmiştir. Böyle bir girişimle bir yenilgi almaktansa bugünlük geri durmayı yeğlemişse de ileride böyle bir girişim yapmayacağı anlamına gelmez. Alternatif bir görüş de bölünmüş Kıbrıs şeklinde bir çözümünün onların da B planında bulunması olabilir. İleride menfi gelişmeleri önlemek açısından KKTC Suriye ile deniz yetki alanlarını belirleyip Lazkiye havzasında ciddi çalışmalara başlama kararlılığını göstermelidir. Havzanın petrol potansiyelinin olması kuvvetle olasıdır.

### Levant Havzası Rezervleri

Bugüne kadar keşfi gerçekleştirilmiş olan İsrail'in Tamar, Leviathan ve Kıbrıs'ın Afrodit sahalarının 38 Tcf toplan gaz rezervinin dünya rezervleri içindeki yeri yüzde 0.5 tir. Sadece Afrodit tekbaşına 5.2 Tcf ile dünya rezervleri içinde yüzde 0.07'lik bir hacime tekabül eder. Afrodit sahası bugün Avrupa'nın 4.5 aylık tüketimini karşılayabilir. Öyle olmakla beraber 35-40 milyar dolarlık bir servet küçümsenmeyecek bir miktardır.

Hidrokarbon Aramalarında Siyasal Etkenler Doğu Akdenizde siyasal sorunlar aramalara ve diğer operasyonlara gölge düşürmektedir. Kıbrısta da siyasi istikrarsızlık Afrodit bulgusunu ve süregelen tüm arama faaliyetlerini kökünden sarsmaktadır. İsrail

siyasal sorunlar nedeniyle gaz rezervlerini piyasalara ulaştırılmamaktadır. Öte yandan Mısır iç istikrarsızlık nedeniyle gaz satacağı yerde gaz ithal eder duruma düşmüş bulunmaktadır.

Doğu Akdeniz’de hidrokarbon operasyonlarını etkileyen anlaşmazlıklar üç kategoride ele alınabilir:

1. Siyasal: Daha ziyade tarihten ve kültürden kaynaklanan anlaşmazlıklar
2. Deniz yetki alanı anlaşmazlıkları: Lübnan-İsrail, Türkiye-Yunanistan- Güney Kıbrıs
3. Hidrokarbon haklarının paylaşımı: Filistin-İsrail, KKTC-GKRY

Tüm anlaşmazlıklar sonucu Kıbrıs yöresinde ortaya çıkan deniz yetki alanı ve arama ruhsat durumu endişe verici bir görünüm arz etmektedir (Şekil 3). Günümüzde GKRY’nin ısrarla tek taraflı aramaları devam etmesi, KKTC’nin Türkiye kanalıyla NAVTEX ilan ederek Barbaros Hayrettin Paşa sismik gemisinin GKRY’nin dokuzuncu parseliyle üstelenen “F” parselinde sismik çalışma yapması, Rumların Kıbrıs müzakerelerinden çekilmeleri; GKRY’nin İsrail, Mısır ve Yunanistanla petrol ittifakları; son olarak da Mısır’la boru hattı anlaşma eğilimleri hep hidrokarbonlardan kaynaklanan kriz politikalarıdır.

Kıbrısta bir siyasal çözüme ulaşamadığından halen geçerli olan 1960 Kıbrıs Cumhuriyeti kuruluş yasalarıdır. Bu yasalar uyarınca Kıbrıs çevresindeki doğal kaynaklarda Rumlar ve Türkler eşit hakka sahiptirler. Afrodit gazında Türklerin de payı olduğunu Rumlar inkar edemiyorlar ama sorun bu hakkı Türklerin kendilerine teslim olması şartına bağlıyorlar. Kuzeydeki Türk halkı da eski Kıbrıs Cumhuriyetinden doğan hakları uyarınca denizlerde arama ruhsatını TPAO ya vermiş bulunmaktadırlar. Bugün aynı bölgede Güney Kıbrıs adına ENI-KOGAS (İtalyan-Kore ortaklığı) arama yaparken bir yandan da Kıbrıs Türkleri adına TPAO arama yapmaktadır. TPAO bunu yaparken bulunabilecek herhangi bir rezervde Kıbrıs Rumlarının hakkını vemyi kabul etmektedir. Geçerli olan yasalar uyarınca Kıbrıs Türkleri Kıbrıs adası güneyinde arama yaparken, Kıbrıs Rumlarının da Girne açıklarında arama hakkı vardır. Bunun gerçekleştirilmesi için Rumların da bulguları Türklerle paylaşmayı kabul etmeleri gerekir.

Görüldüğü üzere Kıbrıs’ın hidrokarbon sorununda siyasal etken aşılammıştır ve anlaşmazlık ciddi boyuttadır. İki toplumun ya Birleşik Kıbrıs temelinde veya iki devletli bölünmüş Kıbrıs temelinde anlaşmaları zorunluluk arz eder. Gündülen siyasi eğilimler iki ayrı devlet temelinde bir çözüme öne çıkarmaktadır. Bu durumda bölgenin deniz yetki alanları paylaşımı Şekil 4’teki haritadaki gibi olacaktır. KKTC kıyıdaş ülkelerle gerekli anlaşmaları yapmak için hazırlıklı olmalıdır.

## SONUÇLAR

Petrol aramacılığında teknoloji ne kadar üstün olsa da siyasal duraysızlık teknik aramaları gölgeler. Hem Güney hem de Kuzey Kıbrıs siyasal sorunlar içerisinde arama aktiviteleri sürdürmektedirler. Güney Kıbrıs uluslararası teamüllere uyumlu prosedürler izlerken KKTC’de uluslararası teamüllere uyumu sağlayacak bir petrol yasası yoktur. Tüm kara ve deniz arama ruhsatları siyasal etkiler altında Türkiye Petrollerine (TPAO) verilmiş olup, ruhsat denetleme mekanizması da yoktur. TPAO’nun Türkyurdu-1 kuyusunu açılması veya Barbaros Hayrettin Paşa sismik gemisini Kıbrıs’ın güneyine göndermesi gibi arama etkinlikleri de çoğu zaman siyasetin güdümündedir. Muhakkak bunun bir gereğesi vardır ama siyaset nedeniyle teknik konular arka plana itilmemelidir. Petrol veya gaz bulgularının ispatlanması siyasete de güç katacaktır.

Kıbrıs sorununun Kuzey Kıbrıs Türk Cumhuriyeti (KKTC)’de oluşturduğu ikilem Güney Kıbrıs Rum Yönetiminin (GKRY) yararına çalışmaktadır (Saner, 2014). Rum’ların görüşmeleri sürüncemede tutma taktiği Türklerde bıkkınlık yaratarak avantaj sağlama politikası olduğu bir gerçektir. 2004 yılında Annan planı için yapılan referandumda KKTC’de Türkiye’nin isteği doğrultusunda onay çıkması KKTC olgusunun vazgeçilmez olduğu imajını vermiştir (Uluçevik, 2013) ve bu da KKTC’deki devlet düzenini kökünden sarsmıştır. Bir Birleşik Kıbrıs çözümüne varılmıyorsa KKTC olgusunun güçlendirilmesi ve TC ile KKTC arasında yapılan deniz yetki alanları anlaşması ile petrol arama ruhsatları KKTC de oluşturulacak petrol yasası çerçevesinde yeniden gözden geçirilmelerini gerekli kılacaktır. KKTC uluslararası yasalar ve uygulamalara uyumlu olarak arama etkinliklerini sahiplenmelidir. Bu sahiplenmeyle birlikte teknik donanımlı insan kaynaklarıyla TPAO ve diğer ruhsat alacak olan şirketlerin arama faaliyetlerini uluslararası teamüllere uyumlu olarak yapmalarını sağlayabilmelidir. Uluslararası teamüllere uyumluluk hem aramalara hem de KKTC’ye saygınlık kazandıracaktır.

## ÖNERİLER

KKTC’nin bugüne değin oluşturmadığı hidrokarbon arama stratejisi oluşturabilmesi için atılacak adımlar şöyle özetlenebilir:

1. KKTC, Birleşik Federe Kıbrıs veya iki ayrı devlet ikileminden en kısa sürede kurtulmalıdır.
2. Kıbrıs güneyindeki denizlerde değil de KKTC denizlerinde faaliyet yapılmalı. Kuzeyde yapılacak çalışmalar uluslararası tepkiyi çekmeyeceği gibi bir çözüm halinde yatırım kaybına neden olmayacaktır. Güneydeki sahalar ise her türlü çözümde Türkiye’nin çekilmesini gerektirecek sahalardır. KKTC denizlerinde arama yapmak denizin sahiplenilmesi yönünden önemlidir. Ayrıca kuzeyde yapılacak birhidrokarbon keşifi önemli siyasal bir üstünlük oluşturacaktır.

3. Hidrokarbon konusunu KKTC sahiplenmeli ve bertürlü hidrokarbon girişimi Türkiye yapıyormuş görünümünden çıkarılmalıdır.

4. En kısa sürede bir petrol kanunu çıkarılmalıdır ve her türlü ruhsatlandırmalar ve operasyonlar kanun uyarınca uluslararası teamüllere uyumlu olarak yapılmalıdır.

5. Türkiye ile KKTC arasında yapılan deniz yetki alanları anlaşmasının KKTC'li bilim adamları ve uzmanlar tarafından yeniden gözden geçirilmesine fırsat verilmelidir.

6. Kıbrıs adası doğusunda Suriye ile deniz yetki alanı belirleme girişimleri yapılmalıdır.

7. Aramalara uluslararası boyut kazandırmak için TPAO'ya verilmiş olan tüm arama hakları TPAO ile yapılacak bir anlaşma ile geri alınmalı ve yenilenecek ruhsat parselleri ihaleyle TPAO dahil tüm petrol şirketlerine açılmalıdır.

8. TPAO yanı sıra yabancı şirketlerin de gelmesini sağlayacak teşvikler oluşturulmalıdır.

9. TPAO'nun elindeki KKTC kara ve denizlerine ait bertürlü rapor, veri ve numune KKTC'nin mülkiyetine geçirilmelidir.

10. Her türlü jeolojik, jeokimya, sondaj, üretim verilerinin KKTC'de arşivlenmesi sağlanmalıdır. Gizlilik süresi bitiminde KKTC bu bilgiyi açma veya ücret karşılığı başka şirketlerle paylaşma hakkına sahip olmalıdır.

11. Her türlü yeraltı numunesi KKTC'de depolanmalıdır. Özel izinle yurtdişına çıkarılan numunelerin geri teslimi ve bunlar üzerinde yapılan analiz raporları KKTC makamlarına teslim edilmelidir.

12. Şirketler tarafından yapılan operasyonlarda KKTC vatandaşı kişilere eğitim ve pratik deneyim kazanma fırsatı sağlanmalıdır.

13. Her türlü çalışmada üstün bilgi elemanlar ve üstün teknoloji kullanılmalıdır. Hidrokarbon konusunda eleman yetiştirilmesi teşvik edilmelidir.

14. Petrol aramalarında çevreyle ilgili hususlara bağlayıcı duyarlılık getirilmelidir.

15. KKTC'de petrol araması ve üretimi yapabilecek bir milli şirket oluşturulması yararlı olacaktır.

16. KKTC hidrokarbon konusunu ayrı bir devlet, fakat Türkiye ile yakın dayanışma içerisinde yürütmelidir.

## KAYNAKLAR

Aksu, A.E., T. T.J. Calon, T.T.J., Hall, J., Mansfield, S., and Yaşar, D., 2005. The Cilicia-Adana basin complex, Eastern Mediterranean: Neogene evolution of an active fore-arc basin in an obliquely convergent margin.

Bowman, S. A., 2011. Regional seismic interpretation of the hydrocarbon prospectivity of offshore Syria. GeoArabia, Gulf PetroLink, Bahrain, v. 16, no. 3, p. 95-124  
Çiftçi, S. Y., Haciköylü, P., Kalanyuva, Y. G., Kansu, E. and Aktepe, Arzu. 2012. Exploration plays in the Mersin Basin, Turkish Mediterranean Sea. The Leading Edge, July, p. 832 – 845

Kassinis, S. 2011, Offshore Cyprus, Geological framework and hydrocarbon prospectivity, Presentation slides-Geological Society London.

Saner, 2014. Doğu Akdeniz hidrokarbon bulguları ve Kıbrıs sorununa olumlu ve olumsuz etkileri. Ekoavryasya Kıbrıs çözüm sonrası beklentilerin karşılanması, Çalıştay 4, 24 Mayıs, Ankara.

Uluçevik, T. 2014. Çözölme sarmalında "Milli Dava" Kıbrıs. 8 Nisan, 21'inci yüzyıl Türkiye Enstitüsü (<http://www.21yyte.org/tr/arastirma/kibris/2014/04/08/7525> /cozulme-sarmalinda-mill-dava-kibris).

USGS, 2010. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Levant Basin Province, Eastern Mediterranean, World petroleum Resources project, U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, March.

USGS, 2010. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Nile Delta Basin, Eastern Mediterranean, World petroleum Resources project, U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey, May.

## Saner 1



Şekil 1. KKTC ve çevresindeki hidrokarbon aramaya uygun olan çökel havzaları.

## Saner 2



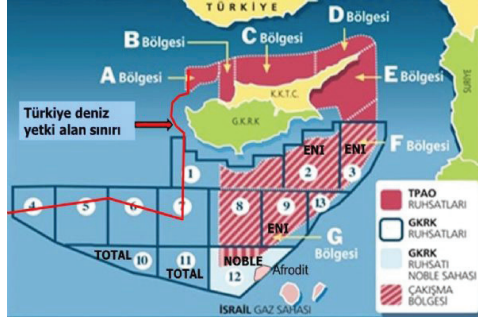
Şekil 2. Lazkiye havzası doğusunda Suriye sismik çalışma yapmış, batı uzanımı KKTC'nin TPAOya verdiği "E" ruhsat sahasında bulunur (Bowman, 2011'den değiştirilmiştir).

## Saner 4



Şekil 4. Uluslararası yasalara ve hakkaniyete göre çözüm haritada görüldüğü gibi olmalıdır (Başeren, 2012).

## Saner 3



Şekil 3. Bölgede Güney Kıbrıs Rum Yönetiminin ruhsat parselasyonu; Total, Eni ve Noble şirketlerine verilmiş sahalar; KKTC nin TPAO ya verdiği sahalar ve Türkiye'nin deniz yetki alanları hep üstlenmektedirler. Sorunlar çözülmediği takdirde hidrokarbon operasyonları rasyonel olamayacak ve bölge halkları bu nimetten gereğince yararlanamayacaktır.



# Kuzey Kıbrıs'ın Temel Jeolojik Özellikleri

## H. Yavuz Hakyemez

Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, Ankara



### ÖZ

Kuzey Kıbrıs'ın jeolojik çatısını Trodos Ofiyoliti, Trodos Çevresi Sedimanter İstifi, Beşparmak Dağları ve çevresindeki kaya toplulukları ile Mesarya Havzası Örtü İstifi oluşturur. K.K.T.C. sınırları içinde Trodos Ofiyolitik İstifi'nin yalnızca en üstteki volkanik kesimi bulunur. Bu istif alttan üste doğru sırasıyla diyabaz dayk karmaşığı, taban grubu, alt yastık lavlar ve üst yastık lavlar ile bunları kesen andezit ve bazalt dayklarından oluşur (Şekil 1,2). Trodos Ofiyolitik İstifi'ni uyumsuz olarak örten ve alta derin deniz çökellerinden üste doğru sığlaşan karbonat çökellerini ve en üstte sığ denizel jipsleri ve resifleri kapsayan Geç Kretase-Geç Miyosen yaşlı Yiğitler Grubu, Trodos Çevresi Sedimanter İstifi'nin Kuzey Kıbrıs'taki kısmen eksik kesimini oluşturur. Başlıca şelf ve derin su karbonatlarından oluşan istifte alttan üste doğru erken Kampaniyen-orta Maastrihtiyen yaşlı kilitaşları ve volkanik kırıntılı kumtaşı, geç Maastrihtiyen yaşlı tebeşirler, Geç Paleosen-Erken Eosen yaşlı tebeşir-çört arıdanması, geç İpresiyen-Lütesiyen yaşlı çörtlü tebeşirler, Lütesiyen-Bartoniyeen yaşlı çörsüz tebeşirler ve Burdigaliyen-Serravaliyen yaşlı kumtaşı-marn-tebeşir arıdanması ile Serravaliyen yaşlı sığ denizel-resifal kireçtaşları ve Geç Miyosen yaşlı jipsler yer alır. Beşparmak Dağları İstifi'nin tabanında Triyas-Geç Kretase yaşlı Tripa Grubu'na ait rekrystalize kireçtaşları ve dolomitler yer alır. Tripa Grubu metamorfizma geçirmemiş ve volkanik kırıntılı kumtaşı bir matris içinde altere volkanit ve metaltramafit, metamorfik şist ve Tripa Grubu'na ait mermer blokları içeren geç Kampaniyen yaşlı bir birim tarafından uyumsuzlukla örtülür. Bu formasyon Lapta Grubu tarafından uyumsuz olarak üzerlenir (Şekil 3).

Geç Maastrihtiyen-Lütesiyen yaşlı Lapta Grubu breş mercek ve düzeyleri içeren kırmızı renkli çamurtaşları, pelajik kireçtaşı ve kilitaşları, asidik volkanitler, bazik volkanitler ve pelajik kireçtaşı, marn ve kalsitürbiditlerden oluşur. Bunların üzerine gelen Orta-Geç Bartoniyeen-Priyaboniyeen yaşlı formasyonlar kuzeyden güneye ilerleyen Toros naplarının önünde depolanan kaba kırıntılılar ve türbiditlerdir (Şekil 4). Oligosen başındaki yerel uyumsuzlukla birlikte transgresif karakterde başlayan ve hızla denizaltı yamacına dönüşen ortamda türbidit karakterinde devam eden ve ancak geç Tortoniyeen'den itibaren şelf ortamında gerçekleşen çökelim Değirmenlik Grubu ile temsil edilir. Bu grup alttan üste doğru transgresif taban çakiltaşları ile başlıca türbiditler ve kalsitürbiditler, şelf çamurtaşları, kumtaşı ve killi kireçtaşları ve sığ denizel jipslerden oluşur (Şekil 5). Mesarya Grubu'nun altındaki kayaları kuzeyde

Değirmenlik Grubu, güneyde ise Yiğitler Grubu oluşturur. Ancak havzanın orta kesiminde, Mesarya istifinin altında, bu iki grubun geçiş kuşağında Erken ve Orta Miyosen sırasında çökelmiş olan ve her iki gruptaki eş yaşlı birimlerden daha farklı litolojilere sahip iki birim gözlenir. Bunlar Akitaniyen-Burdigaliyen yaşlı mamlar ile Burdigaliyen-Serravaliyen yaşlı pelajik kireçtaşlarıdır (Şekil 6).

Kıbrıs'ın orta kesimindeki Mesarya Havzası'nda ve Karpas Yarımadası'nda tüm eski kayabirimlerini uyumsuz olarak örten, Pliyosen-Erken Kuvaterner yaşlı Mesarya Grubu alttan üste doğru sırasıyla Pliyosen şelf mamları, sığ denizel kumtaşı ve yelpaze deltası çakiltaş ve kumtaşı, Alt Kuvaterner sığ denizel kumtaşı ve kireçtaşları ile alüvyon yelpazesi konglomeralarını kapsamına alır (Şekil 7).

Kıbrıs adasının süregelen yükselimi nedeniyle Geç Kuvaterner'de çok sayıda denizel ve karasal dolgulanma sekisi oluşmuştur. Kuzey Kıbrıs'ın ana tektonik kuşakları ve havzaları arasındaki stratigrafik farklılaşmalar belirgindir. Farklı havza konumlarını ve özelliklerini temsil eden bu tektonik kuşaklar ve havzalardaki başlıca deformasyon evrelerinin yaşları Turoniyeen-orta Maastrihtiyen, Orta-Geç Eosen ve Pliyosen başıdır.

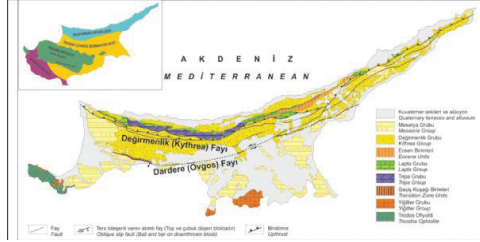
### DEĞİNİLEN BELGELER

CGSD (Cyprus Geological Survey Department), 1995. Geological Map of Cyprus, Scale 1/250,000, Nicosia, Cyprus. Hakyemez, H. Y., 2015. Kuzey Kıbrıs'ın temel jeolojik özellikleri. TPJD Bült., 26/2, baskıda.

The geologic framework of the Northern Cyprus is composed of Troodos Ophiolite, Circum-Troodos Sedimentary Succession, rock assemblages in Beşparmak (Pentadaktylos) Mountains and surrounding areas and Plio-Quaternary Cover Succession of Mesaoria Basin. Only the uppermost volcanic level of the Troodos Ophiolitic Suit exposes in Northern Cyprus. This volcanic level is composed of diabase dike complex, base group, lower pillow lavas and upper pillow lavas, respectively from bottom to the top, and andesite and basalt dikes (Figure 1,2). The Yiğitler Group overlies the Troodos Ophiolitic Suit and is composed of Upper Cretaceous-Upper Miocene deep marine sediments, shallowing upward carbonates, reefal limestones and gypsum respectively from bottom to top. It represents an imperfect part of the Circum-Troodos Sedimentary Succession in the Northern Cyprus. The lower Campanian-middle Maastrihtian claystones and epiclastic sandstones, upper

Maastrichtian chalks, Late Paleocene-Lower Eocene chert and chert alternation, upper Ypresian-Lutetian cherty chalks, Lutetian-Bartonian chalks, Lutetian-Bartonian sandstone-marl-chalk alternation, Serravalian shallow marine and reef limestone and Upper Miocene gypsum have been differentiated in this group. The basement of the Beşparmaklar Succession is made up from Triassic-Upper Cretaceous Trypa Group recrystallized carbonates and dolomites. The Tripa Group is unconformably overlain by a nonmetamorphic formation in late Campanian age. It is composed of altered volcanics, and blocks of metaultramafic rock, metamorphic schist and Tripa Group marbles in a volcanoclastic sandstone matrix and overlain by the Lapta Group unconformably (Figure 3). Lapta Group was deposited in a time interval between Maastrichtian and Middle Eocene. It consists of red mudstones including breccias as lenses and beds, pelagic carbonates and claystones, acidic volcanics, basic volcanics and pelagic limestone, marl and calciturbidite from bottom to top. Bartonian-Priabonian Baççeli and Ardahan formations represent the dominance of the coarse clastics and turbidites in front of the southward prograding Taurid nappes (Figure 4). Deposition of clastics on the submarine slope during the Oligocene to Miocene and on the shelf in the Late Miocene caused the formation of the Değirmenlik Group. This group includes transgressive conglomerates and turbidites and calciturbidites, shelf mudstones, sandstones and clayey limestones, and shallow marine gypsum respectively from bottom to top (Figure 5). The rocks under the Mesoria Group are composed of the Değirmenlik Group at the north whereas the Yiğitler Group at the south. However, two litho-units deposited along the transition zone between these groups from Early to Middle Miocene, which they have different lithologies from their correspondents, underlie the Mesaoria succession. These are Aquitanian-Burdigalian marls and Burdigalienen-Serravalian pelagic limestones (Figure 6). The Pliocene-Early Quaternary Mesaoria Group, which unconformably overlies all of the older lithologies in the Mesaoria Basin, the middle part of Cyprus Island, and in the Karpas Peninsula, consists of Pliocene shelf marls, shallow marine sandstones and fandelta conglomerates and sandstones, and Lower Quaternary shallow marine sandstones and limestones and alluvial fan conglomerates (Figure 7). Various marine and terrestrial depositional terraces were formed during the Late Quaternary due to continuous uplift of the Cyprus Island. Stratigraphical differences between the main tectonic zones and basins in the northern Cyprus are very clear. Time intervals of main deformation phases, which represent different basinal settings and conditions, are of Turonian to middle Maastrichtian, Middle to Late Eocene and earliest Pliocene.

**Şekil 1: K.K.T.C.nin yalnızlaştırılmış jeoloji haritası (Hakyemez, 2015) ve Kıbrıs'ın jeolojik çatısını oluşturan ana kuşaklar (CGSD, 1995).**



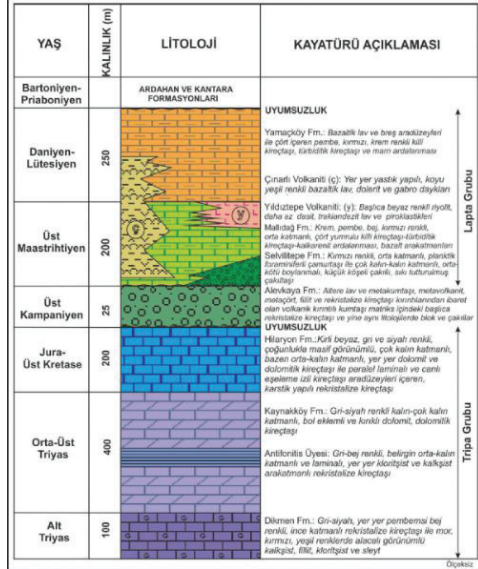
**Figure 1. Simplified geological map of T.R.N.C. (Hakyemez,2015) and main zones of Cyprus formed its geological framework (CGSD, 1995).**

**Şekil 2: Trodos Ofiyoliti ve Yiğitler Grubu'nun genelleştirilmiş stratigrafi kesiti**

YAŞ	KALINLIK (m)	LİTOLOJİ	KAYATÜRÜ AÇIKLAMASI
Pliyo-Kuvaterner		MESARYA GRUBU	UYUNSUZLUK
Üst Miyosen	20		Mesartape üyesi: Kalın katmanlı, lümenli, pelereşli, selenitli jips
Burdigalienen-Serravalien	70		Lefka Kiretaşı: Beyaz, gri, pembe renkli, yer yer zengin dolulı, dol mercan, moloz ve kumulaçlı; yer yer zengin ağır süz demirce ve marlifer kiretaşı.
Lütasiyen-Bartoniyen	91		Akıllıpa Fm.: Sarımsak kahve, gri, kırmızı beyaz renkli; kalın-orta katmanlı kumtaşı-marltaştaşı ardışıklığı.
Üst İgresiyen-Lütasiyen	92		Büyükçekir Fm.: Sarımsak ve kırmızı beyaz renkli, orta katmanlı, çört içermeyen, platinli kumulaçlı taştaşı.
Üst Paleosen-Alt Eosen	93		Çalkıkköprü Fm.: Açık sarı-kırmızı beyaz renkli, kalın katmanlı, çört jurnusu taştaşı
Üst Maastrichtiyen	94		UYUNSUZLUK
Alt Kampaniyen-Üst Maastrichtiyen	95		Kocakaraç Fm.: Koyu beyaz-apak gri, ince-orta katmanlı taştaşı; altı açık kırmızı-açık kahverengi çört ardışıklığı.
Senomaniyen-Turoniyen	7		Yastıpa Fm.: Koyu beyaz-pembe renkli, ince katmanlı, çört içermeyen taştaşı
			Ortaşpa Fm.: Tabanda yeşil-gri renkli, kalın katmanlı, volkanik kumtaşı kumulaçları; üstte açık grimsiz renkli kumtaşı ardışıklığı; yeşil renkli, bentonitli kumtaşı
			UYUNSUZLUK
			Üst Yastıpa Lülisi: Yar yer yeşil-gri kumtaşı, dikey ve faylılaşmış kumtaşı (çört, çört ve çörttaşlı) bazaltik yastıpa kumtaşı
			Alt Yastıpa Lülisi: Bazaltik, andezitik taşlık ve gabriol kumulaçları; bazaltik çörttaşlı jirid ve yeşil kumtaşı; masif süzül çörttaşlı yastıpa kumtaşı
			Taban Grubu: %50'den fazla yer tutan altıncı andezitik ve bazaltik taşlık ile çörttaşlı kumulaçlı yastıpa kumtaşı
			Diyabaz: Yeşil-gri renkli, çört dolulı, tektonik, selenitli, selenitli kumtaşı diyabaz taşları

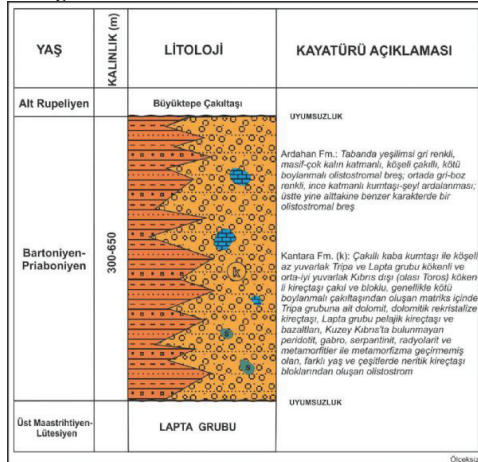
**Figure 2: Generalized stratigraphical section of Trodos Ophiolite and Yiğitler Group.**

**Şekil 3: Tripa ve Lapta gruplarının geliştirilmiş stratigrafik kesiti.**



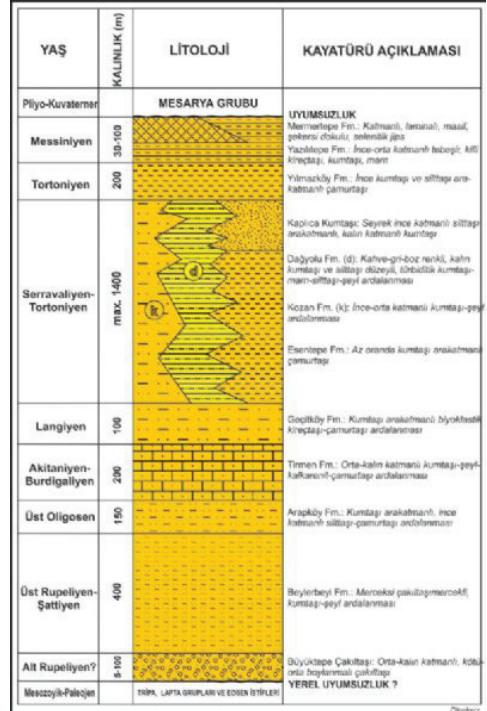
**Figure 3: Generalized stratigraphical section of Tripa and Lapta groups.**

**Şekil 4: Eosen birimlerinin geliştirilmiş stratigrafik kesiti**



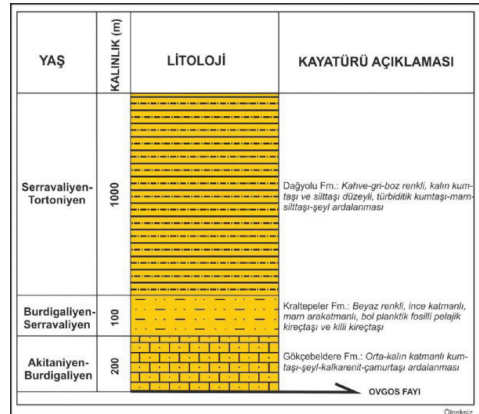
**Figure 4: Generalized stratigraphical section of Eocene**

**Şekil 5: Değirmenlik Grubu'nun geliştirilmiş stratigrafik kesiti.**



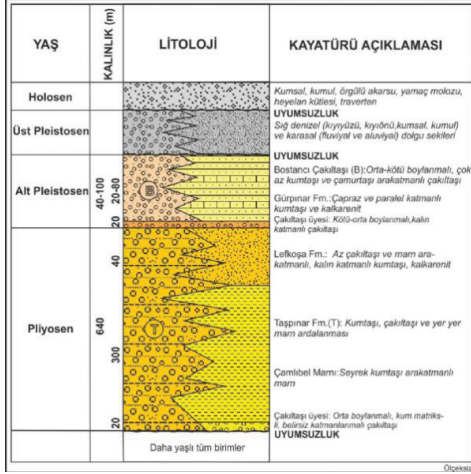
**Figure 5: Generalized stratigraphical section of Değirmenlik Group.**

**Şekil 6: Değirmenlik ve Yiğitler grupları arasındaki geçiş kuşağı birimlerinin geliştirilmiş stratigrafik kesiti.**



**Figure 6: Generalized stratigraphical section of the transition zone units between Değirmenlik and Yiğitler groups.**

**Şekil 7: Mesarya Grubu'nun genelleştirilmiş stratigrafi kesiti.**



**Figure 7: Generalized stratigraphical section of Mesaoria Group.**

# Gökçeada (Çanakkale) Tersiyer Birimlerinin Hidrokarbon Potansiyeli (Hydrocarbon Potential of Gökçeada (Çanakkale) Tertiary Units)



**Ayşe Bozcu, Gülşah Durak**

Çanakkale Onsekiz Mart Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü,  
Çanakkale

## ÖZ

Bu çalışmada Gökçeada'da yüzeyleme veren Tersiyer birimlerinin ana kaya özellikleri ve hidrokarbon potansiyelleri incelenmiştir. Bölgede Tersiyer yaşlı birimler genellikle kaba ve ince taneli kırıntılı tortullarla temsil edilir. Bu birimler Erken-Orta Eosen yaşlı Karaağaç Formasyonu ile başlar. Karaağaç Formasyonu üzerine uyumlu olarak Fıçıtepe Formasyonu gelir. Karbonatlarla temsil edilen Soğucak Formasyonu ise Fıçıtepe Formasyonu üzerinde uyumsuz olarak bulunur, bunun üzerine de Orta-geç Eosen yaşlı Ceylan Formasyonu gelir.

Bölgede Oligosen birimlerinin çökelişi Mezardere Formasyonu ile başlar. Mezardere Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelen, Danişmen Formasyonu'nun Armutburnu üyesi ile sonlanır. Oligosen sonunda ve Miyosen'de iki ayrı evrede etkin olan volkanizma ile Çan volkanitleri ve Ayvacık volkanitleri oluşmuştur. Geç Miyosen'nde ise kumtaşlarından oluşan Kirazlı Formasyonu çökelmiştir.

Çalışma alanında Karaağaç, Ceylan ve Mezardere Formasyonları'nın ana kaya özelliklerini belirlemek için sistematik olarak ve ölçülü kesitler boyunca derlenen 55 adet yüzey örneği üzerinde Rock-Eval analizleri yapılmıştır. TOC değerleri Karaağaç formasyonu için % 0.27-7.44 (ort % 1.16) arasında, Ceylan Formasyonu için % 0.3-8.5 (ort % 0.54, 8.5 değeri hariç) arasında ve Mezardere Formasyonu için % 0.17-0.55 (ort % 0.34) arasındadır. HI değerleri tüm formasyonlar için genellikle düşük olup, max. 119 mg HC/gr TOC'a kadar çıkmaktadır. Organik madde başlıca III. Tip kerojenden oluşmaktadır. Karaağaç formasyonunun Tmax değerlerinin hemen hepsi 450 OC'den büyüktür. Buna göre olgun-ileri olgun aşamasındadır. Formasyona ait 9 adet vitrinit yansına (R0) değerleri de bunu destekler. Ceylan Formasyonu'na ait Tmax değerleri değişkenlik göstermektedir. 8 adet R0 değeri orta-ileri olgun ve aşırı olgundur. Mezardere formasyonuna ait örneklerin Tmax değerleri olgun olmayan ve erken olgun aşamasındadır. 10 örnekte Gaz Kromatografi (GC) ve İnce Tabaka Kromatografi analizi, 2 örnekte ise GC-MS analizi yapılmış olup, buna göre çoğunlukla karasal organik maddeden türeyen hidrokarbon içerdiği, birimlerin oksid bir ortamda çökelmiş olduğu sonuçlarına varılmıştır.

## ABSTRACT

In this study, source rock characteristics and hydrocarbon potentials of Tertiary units outcropping in Gökçeada were investigated. In the region Tertiary units are represented by coarse and fine grained clastic sediments. This units start with Early-Middle Eocene

Karaağaç Formation. Fıçıtepe formation overlies Karaağaç formation conformably. Soğucak Formation represented by carbonates is unconformably overlain Fıçıtepe Formation. Soğucak Formation is conformably overlain by Middle-late Eocene Ceylan Formation. In the region deposition of Oligocene units starts with Mezardere Formation. This unit includes shallow marine, marsh and lagoon facies. Oligocene units end with Armutburnu member of Danişmen Formation conformably overlain Mezardere Formation. Çan volcanics and Ayvacık volcanics which is active in two phases occurred at the end of Oligocene and during Miocene. Kirazlı Formation which consist of sandstones deposited in Late Miocene.

In order to determine source rock characteristics of Karaağaç, Ceylan and Mezardere Formations Rock-Eval pyrolysis were performed on 55 surface samples collected systematically and along the measured sections. The total organic carbon (TOC) contents range from 0.27 to 7.44 wt % (average: 1.16 %) for the Karaağaç Formation samples, 0.3 to 8.5 wt % (average: 0.54 %, except for 8.5 %) for the Ceylan formation samples and 0.17 to 0.55 wt % (average: 0.34 %). Hydrogen Index (HI) values are generally low and range up max. 119 mg HC/g TOC. Organic matter composed mainly of Type III kerogene. Almost all the Tmax values of the Karaağaç formation is greater than 450 OC indicate that the maturation stage is mature to highly mature stage. R0 values obtained from 9 samples for the formation support this result. Tmax values of the Ceylan formation show different maturity values. According to R0 values obtained from 8 samples for the formation maturation stage is from moderately-highly mature to overmature. Tmax values of the Mezardere formation indicate that the maturation stage is immature to early mature stage. Gas chromatography (GC) and thin layer chromatography analyses on 10 samples and gas chromatography-mass spectroscopy (GC-MS) analyses on 2 samples were performed. These results indicate that the units contain hydrocarbons derived from predominantly terrestrial organic matter and the units were deposited in oxic environment.

## GİRİŞ

Gökçeada'nın hidrokarbon potansiyeli çevresinde bulunan petrol ve doğalgaz sahaları nedeniyle önemlidir (Şekil 1). Bölgenin kuzeydoğusunda bulunan Trakya havzasında küçük ölçekli pek çok gaz ve petrol sahasından üretim gerçekleştirilmektedir. Kuzeybatıda Yunanistan'ın Prinos havzasında petrol ve gaz üretimi yapılmaktadır. Edremit körfezinin

güneyinde, Gömeç yakınlarında 2003 yılında TPAO tarafından açılan kuyuda gaz gelişi mevcuttur. Trakya havzası Tersiyer birimleri Gökçeada'da da yüzeyler. Trakya havzasının litostratigrafik çatısı Güney Trakya, Gelibolu Yarımadası, Bozcaada ve Gökçeada'da görülen mostralral ile Kuzey Trakya'daki sismik kesitler ve açılan petrol arama kuyularından elde edilen bilgilerle kurulabilmektedir. Jeolojik olarak Trakya havzasının güney-güneybatı devamı niteliğinde olan Gökçeada'nın hidrokarbon potansiyeli de Trakya havzası ile benzerlikler gösterir. Trakya Tersiyer birimleri genellikle klastiklerden oluşmakta, shelf alanlarında ise karbonatları da içermektedir. Bu birimler, aralarında önemli yükselme ve aşınma evreleri olan havzalarda ve yedi ayrı zaman aralığında çökelmiştir (Siyako, 2006).

Gökçeada'da şimdiye kadar yapılan çalışmaların çoğunluğu bölgenin jeolojisine yönelik çalışmalardır. Bölgedeki ilk çalışma Akartuna (1950) tarafından yapılmış ve Eosen-Oligosen flišleri birbirinden ayrılmıştır. Ercan ve diğ. (1995) tarafından volkanizmaya yönelik çalışmalar yapılmıştır. Kesgin (2002) Gökçeada'nın da içinde yer aldığı kuzeydoğu Ege kıyı ve deniz alanlarının Tersiyer jeolojisini çalışmıştır. Temel ve Çiftçi (2002); Gelibolu Yarımadası, Gökçeada ve Bozcaada Tersiyer çökellerinin stratigrafisi ve ortamsal özelliklerine yönelik çalışmalarında, Gökçeada'da yüzlek veren Tersiyer yaşlı çökeller ve volkanitlerin Gelibolu Yarımadası'yla benzerlikler gösterdiğini belirtirler. Kesgin ve Varol (2003); Gökçeada'da, Tersiyer birimlerinin Erken Eosen, Orta Eosen-Geç Oligosen, Geç Miyosen ve Pliyosen yaşlı çökellerle temsil edildiğini belirtirler. Şen (2011); güneybatı Trakya Havzası'nın ana kaya özelliklerini içeren çalışmasında Gökçeada'daki tortulları da değerlendirmiştir.

Bu çalışma ile Gökçeada'da yüzeyleme veren ana kaya potansiyeli olabilecek Tersiyer yaşlı Karaağaç, Ceylan, Mezardere formasyonları'nın ana kaya özelliklerinin ve hidrokarbon potansiyellerinin organik jeokimyasal analiz yöntemleriyle ortaya koyması amaçlanmıştır. Önceki çalışmalar da dikkate alınarak bölgede stratigrafik ve sedimantolojik çalışmalara göre birimlerin yayılımları yeniden gözden geçirilmiştir.

## STRATİGRAFI

Gökçeada'da Tersiyer yaşlı birimler genellikle transgresyonel ve regresyonel özellikli, kırıntılı ve karbonat tortullarla temsil edilir (Şekil 2). Adada Tersiyer çökelleri Erken-Orta Eosen yaşlı Karaağaç Formasyonu ile başlar. Karaağaç Formasyonu kaba kırıntılılarla ardalanan ince kırıntılılar ve kömürlü birimlerden oluşan delta üstü bataklik ve kıyı ortamlarında oluşmuştur. Karaağaç Formasyonu üzerine uyumlu olarak karbonatlı kumtaşı, kömürleşmiş bitki kırıntılı, karbonat çimentolu, kumtaşlarından oluşan, Fıçitepe Formasyonu gelir. Karbonatlarla temsil edilen Soğucak Formasyonu ise Fıçitepe Formasyonu üzerinde uyumsuz olarak bulunur. Soğucak formasyonu resifal özellikli ve yer yer breşik kireçtaşlarından oluşur.

Soğucak Formasyonu üzerinde geçişli olarak, genellikle derin denizel türbiditik tortullarla temsil edilen Ceylan Formasyonu bulunur. Ceylan formasyonu üst düzeyleri regresif özellikte olup, çamur çatlaklı silttaşı ve kumtaşı düzeyleri içerir. Formasyon Orta-geç Eosen yaşlıdır. Oligosen dönemi çökeli mi Mezardere Formasyonu ile başlar. Bu birim sığ denizel, bataklik ve lagüner fasiyeler içerir. Mezardere Formasyonu üzerine uyumlu olarak gelen, karasal ve kaba kırıntılı çökellerle ardalanan çamurtaşı, kumtaşı litolojilerinden oluşan Danişmen Formasyonu'nun Armutburnu üyesi ile sonlanır. Oligosen sonunda ve Miyosen'de iki ayrı evrede etkin olan volkanizma ile Çan volkanitleri ve Ayvıcık volkanitleri oluşmuştur. Volkanik kayalar genellikle trakiandezit, andezit, dasit bileşimli lavlar ile aynı bileşimdeki piroklastiklerden oluşur. Geç Miyosen'de kumtaşlarından oluşan Kirazlı Formasyonu çökelmiştir. Düzlük alanlarda ve dere yataklarında depolanmış olan Alüvyon ise bölgedeki güncel çökelleri oluşturur.

## TERSİYER BİRİMLERİNİN ANA KAYA ÖZELLİKLERİ

İnceleme alanında ana kaya olması muhtemel Tersiyer birimlerinden Karaağaç, Ceylan ve Mezardere Formasyonları'nın farklı lokasyonlarından ölçülü stratigrafik kesitler yardımı ile çok sayıda numune derlenmiştir. Bu formasyonlara ilişkin Piroliz sonuçları Tablo 1,2,3' te verilmiştir. Ayrıca 18 adet numune için vitrinit yansıma (% Ro) (Tablo 4), 10 adet örnek için gaz kromatografisi (GC) ve ince tabaka kromatografisi analizleri, 2 adet örnek için gaz kromatografisi-kütle spektrometre (GC-MS) analizi ve 16 örnek için palinolojik analiz yapılmıştır. TOC değerleri Karaağaç formasyonu için % 0.27-7.44 (ort % 1.16) arasında (Tablo 1), Ceylan Formasyonu için % 0.3-8.5 (ort % 0.54, 8.5 değeri hariç) arasında (Tablo 2) ve Mezardere Formasyonu için % 0.17-0.55 (ort % 0.34) arasındadır (Tablo 3). Bu değerlere göre Karaağaç formasyonu hariç Ceylan ve Mezardere formasyonlarının ana kaya zenginleşmesi yeterli değildir. Ortalama TOC değerleri ince taneli tortullar için gerekli olan % 0.5 değerine (Tissot ve Welte, 1984) çok yakın veya altındadır. Karaağaç formasyonunda ölçülen kesitlerde alt, orta ve üst seviyeleri için farklı TOC değerleri elde edilmiştir. Gökçeada'da formasyonun görünür alt kesimlerini temsil eden örnekler (Ma) ort. % 0.44, orta düzeylerini temsil eden örnekler (KO) ort. % 1.89, üst düzeylerini temsil eden örnekler (M) ise ort. % 3.91 TOC değerlerine sahiptir. Buna göre Karaağaç formasyonunun orta -üst düzeylerinin organik maddece daha zengin olduğunu söyleyebiliriz. HI değerleri tüm formasyonlar için genellikle düşük olup (50 mg HC/gr TOC'dan küçük), max. 119 mg HC/gr TOC'a kadar çıkmaktadır. Organik madde başlıca III. Tip kerojenden oluşmaktadır (Şekil 3). HI değerleri (Peter and Cassa, 1994) ve kerojen tipine göre gaz veya sınırlı gaz türetebileceğini söyleyebiliriz. Karaağaç formasyonunun Tmax değerlerinin hemen hepsi 450 0C'den büyüktür. Buna göre olgunlukları olgun aşamasındadır. Formasyona ait 9 adet

vitritin yansıma (R0) değerleri de bunu destekler. PI değerlerinin çoğunluğu da olgun olduğunu gösterir. Ceylan Formasyonu'na ait Tmax değerleri değişkenlik göstermektedir. 8 adet R0 değeri orta-ileri olgun ve aşırı olgundur. PI değerleri ise olgunlaşmamış sonucu vermektedir. Mezardere formasyonuna ait örneklerin Tmax değerleri olgun olmayan ve erken olgun aşamasındadır. PI değerleri de olgunlaşmadığını gösterir. Şekil 4'te HI-Tmax grafiğine göre örneklerin katajenez ve metajenez evrede oldukları görülmektedir. Gaz kromatogramlarından elde edilen Pristane/Phytane (Pr/ Ph) oranlarına göre Karağaç ve Ceylan formasyonlarından elde edilen değerler (Tablo 5) oksik ortamı (Pr/Ph oranı >1) gösterir. Buna göre birimlerin karasal/ oksik bir ortamda çökebildiğini söyleyebiliriz. Pr/n-C17-Ph/n-C18 diyagramına (Şekil 5) göre de organik maddenin karasal ve karma kökenli olduğunu belirtebiliriz. S1, S2 ve Potansiyel verim (PY) (Tablo 1,2,3) değerlerine göre bölgedeki tortulların hidrokarbon potansiyeli değerlendirilmiştir. Buna göre S1 değeri hemen hemen tüm örneklerde 0.5'den düşük, S2 değeri de 2.5'dan düşük olup hidrokarbon potansiyelleri zayıftır (Peter and Cassa, 1994). PY değerleri ise tüm örneklerde 2 mg/g'dan daha azdır. Buna göre ana kaya potansiyeli zayıftır (Tissot ve Welte, 1978).

## SONUÇLAR

Gökçeada'da yapılan jeolojik ve stratigrafik çalışmalar sonucunda; önceki incelemeler ve kendi gözlemlerimize göre bölgede Eosen'den Oligosen sonuna kadar Karağaç, Fiçitepe, Soğucak, Ceylan, Mezardere Formasyonları ve Danışmen formasyonunun Armutburnu üyesi yüzeyleme vermiştir. Bu formasyonlardan Karağaç, Ceylan ve Mezardere Formasyonları'nın ana kaya özellikleri belirlenmiş ve şu sonuçlar elde edilmiştir. Karağaç Formasyonu'nun organik madde içerdiği düşünülen koyu renkli şeyil düzeylerinden alınan sistematik örneklerin TOC (%) değerleri alt seviyelerde daha düşük (ort. %0.44), orta ve üst seviyelere doğru ise daha yüksek (ort. %1.89, 3.91) değerler sunmuştur. Organik madde tipi, çoğunlukla Tip III organik maddeyi gösterir. Olgunlaşma olgun-ileri olgun evrededir. Ceylan Formasyonu'nun şeyillerinden alınan örneklerin TOC (%) değeri ortalama % 0.54 olup, genellikle zayıf-orta derecede bir ana kayayı işaret eder. Organik madde tipi, çoğunlukla Tip III organik maddeyi gösterir. Olgunlaşma için Tmax değerleri değişkenlik göstermekte olup, ölçülebilen R0 değerleri orta-ileri olgun ve aşırı olgundur. Mezardere Formasyonu'ndan alınan örneklerin TOC (%) değeri ortalama % 0.34 olup, zayıf derecede bir ana kayayı işaret eder. Organik madde tipi, çoğunlukla Tip III organik maddeyi gösterir. Olgunlaşma evresi olgunlaşmamış, erken olgun evredir. Bölgede ana kaya özellikleri incelenen tüm formasyonların HI değerleri genellikle düşüktür (<50 mg HC/gr TOC). S1, S2 ve PY değerleri de dikkate alındığında bölgedeki tortulların ana kaya potansiyelinin zayıf olduğu sonucuna varılmıştır. Karağaç Formasyonu'nun orta ve

üst düzeyleri organik madde açısından zenginlik gösterse de HI, S1, S2 ve PY değerleri düşüktür. Gökçeada'da Trakya Havzası'ndan farklı olarak yoğun volkanik aktivite mevcuttur. Volkanizmanın olgunlaşma açısından olumlu olabileceği düşünülse de ana kaya birimlerinin aşırı olgunlaşmalarına neden olabilir. Nitekim Gökçeada'da doğrudan ana kaya litolojilerini kestiği alanlarda şeyillerin sleytimisi özellik kazandığı gözlenir. Olgunlaşma analizlerinden elde edilen sonuçlar, örneklerin çoğunluğunun orta-ileri ve aşırı olgun olduğunu gösterir. Bu sonuçların volkanizmadaki etkilediğini söylemek mümkündür.

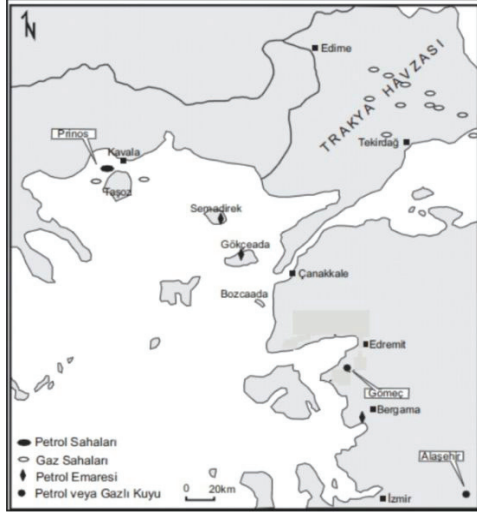
## KATKI BELİRTME

Bu çalışma Çanakkale Onsekiz Mart Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü'nde yüksek lisans tezi olarak hazırlanmış ve sunulmuştur. Tez kapsamındaki analizler, 113Y033 nolu TÜBİTAK Projesi ve FYL-2013-174 nolu ÇOMÜ BAP projesi ile gerçekleştirilmiştir. Jeokimyasal analizler ve palinolojik analizler TPAO Araştırma Merkezi Laboratuvarlarında, vitritin yansıma analizi ise MTA Laboratuvarlarında yapılmıştır. Yazarlar adı geçen kurumlara teşekkür ederler.

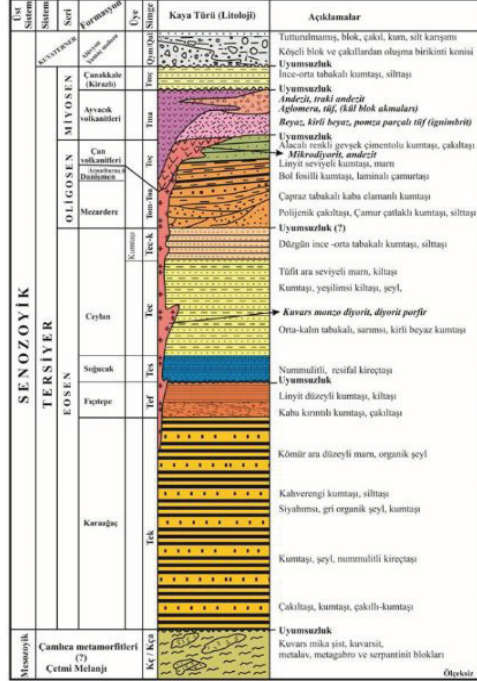
## REFERANSLAR

- Akartuna M., 1950. İmroz Adasında Bazı Jeolojik Müşahadeler. Türkiye Jeoloji Kurumu Bült., 2: 9-17.
- Çiftçi, N.B., Temel, R.Ö., Terzioğlu, M.N., 2004. Edremit Körfezi civarının Neojen stratigrafisi ve hidrokarbon sistemi, TPJD Derg., Cilt: 16, Sayı: 2, 81-104.
- Ercan T., Satır M., Steinitz G., Dora A., Sarfakioğlu E., Adis C., Walter H.J., Yıldırım T., 1995. Biga Yarımadası ve Gökçeada, Bozcaada ve Tavşan adalarındaki (KB Anadolu) Tersiyer Volkanizmasının Özellikleri. MTA Derg., 117: 55-86.
- Espitalie, J., Madec, M., Tissot, B., Leplat, P. 1977. "Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration", Offshore Technology Conference, 2935p.
- Kesgin, Y., 2002. Kuzeydoğu Ege kıyı ve deniz alanlarının Tersiyer Jolojisi ve Sedimantolojisi, Ankara Ün., Fen Bil. Enst., Doktora tezi, 265s., Ankara.
- Kesgin Y., Varol B., 2003. Gökçeada ve Bozcaada'nın Tersiyer Jeolojisi (Çanakkale), Türkiye. MTA Dergisi, 126: 49-76.
- Peters K.E., Cassa M.R., 1994. Applied Source Rock Geochemistry; Magoon L.B., and Dow W.G., eds., The petroleum system-from source to trap: AAPG, 60.
- Siyako M., 2006. Trakya Bölgesi Litostratigrafisi Birimleri. MTA Stratigrafisi komitesi, Litostratigrafisi Birimleri Serisi, 2.
- Şen Ş., 2011. Petroleum Source Rock Assessment of the Southwestern Thrace Basin, NW Turkey. Energy Sources, Part A, 33: 1005-1017.
- Temel R.Ö., Çiftçi N.B., 2002. Gelibolu Yarımadası, Gökçeada ve Bozcaada Tersiyer Çökellerinin Stratigrafisi ve Ortamsal Özellikleri. Türkiye Petrol Jeologları Derneği Bülteni, 14: 17-40.
- Tissot B., Welte D.H., 1978. Petroleum Formation and Occurrence: Springer-Verlag New York. 598 p.
- Tissot B., Welte D., 1984. Petroleum Formation and Occurrence: Berling. Springer-Verlag, 538 p.

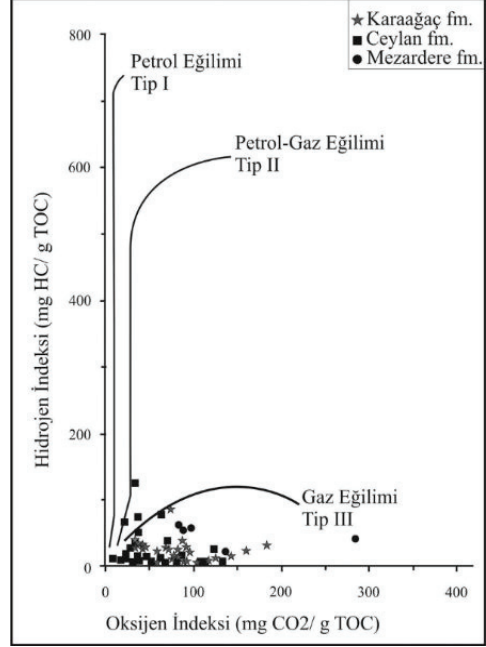
**Şekil 1. Çalışma alanı ve komşu alanlarda bulunan petrol ve doğal gaz sahaları ile hidrokarbon emareleri (Temel ve Çiftçi, 2004)**



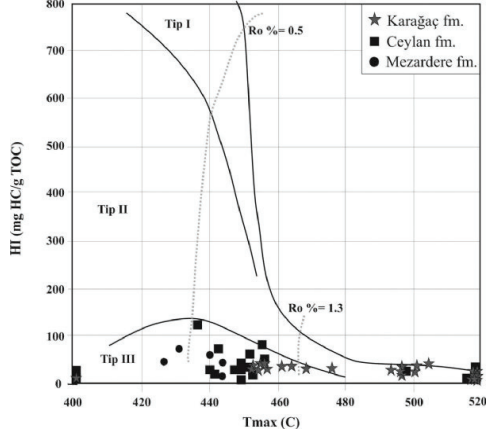
**Şekil 2. Gökçeada'nın genelleştirilmiş stratigrafik kesiti (Akartuna, 1950; Temel ve Çiftçi, 2002; MTA, 2008 baz alınarak hazırlanmıştır)**



**Şekil 3. Küçükkuyu Formasyonu şeyl örneklerine ait HI – OI grafiği (Espitalié ve diğ., 1977).**

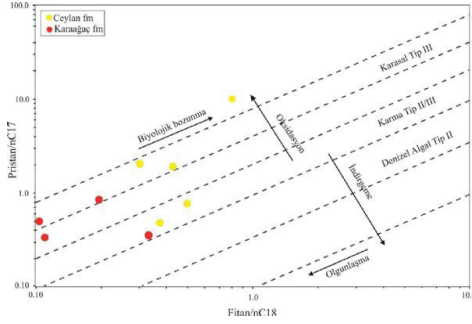


**Şekil 4. Tersiyer tortularının HI-Tmax. grafiği (Espitalié et al., 1977)**





**Şekil 5. Karaağaç ve Ceylan formasyonlarının Pr/n-C17-Ph/n-C18 diyagramı.**



**Tablo 1. Karaağaç formasyonunun Rock-Eval Piroliz analiz sonuçları**

Örnek No	TOC (%)	S1 (mgHC/g kaya)	S2 (mgHC/g kaya)	S3 (mgCO <sub>2</sub> /g kaya)	Tmax (oC)	HI (mgHC/gTOC)	OI (mgCO <sub>2</sub> /g TOC)	PI (S1/(S1+S2))	RC (%)	PC (%)	MINC (%)	PY (S1+S2)
Ma-1	0.44	0.06	0.12	0.34	499	27	77	0.34	0.41	0.03	3.25	0.18
Ma-2	0.49	0.03	0.17	0.32	497	35	65	0.16	0.46	0.03	1.13	0.20
Ma-3	0.55	0.04	0.18	0.22	500	33	40	0.19	0.52	0.03	1.29	0.22
Ma-4	0.46	0.05	0.17	0.12	478	37	26	0.24	0.44	0.02	2.72	0.22
Ma-5	0.4	0.03	0.15	0.16	501	38	40	0.16	0.38	0.02	2.52	0.18
Ma-6	0.44	0.04	0.18	0.14	504	41	32	0.16	0.48	0.02	1.28	0.22
Ma-7	0.31	0.02	0.1	0.1	498	32	32	0.18	0.3	0.01	3.05	0.12
Ma-8	0.45	0.04	0.16	0.17	498	36	38	0.2	0.43	0.02	1.9	0.20
KO-1	0.65	0	0.23	1.02	457	35	157	0	0.59	0.06	0.12	0.23
KO-4	3.25	0	1.49	2.8	453	46	86	0	3.01	0.24	0.24	1.49
KO-5	4.59	0	1.79	4.06	451	39	88	0	4.27	0.32	0.33	1.79
KO-6	4.43	0	1.61	4.1	464	36	93	0	4.15	0.28	0.88	1.61
KO-7	0.63	0.04	0.19	0.93	467	30	148	0.16	0.58	0.05	2.62	0.23
KO-9	0.54	0.02	0.12	0.74	456	22	137	0.16	0.5	0.04	1.76	0.14
KO-10	0.76	0.09	0.27	0.49	455	36	64	0.25	0.71	0.05	5.07	0.36
KO-11	0.33	0.06	0.13	0.58	461	39	176	0.31	0.29	0.04	3.58	0.19
M-1	0.41	0.01	0.01	0.47	581	2	115	0.37	0.39	0.02	3.1	0.02
M-2	0.45	0	0.01	0.38	345	2	84	0.21	0.43	0.02	3.6	0.01
M-5	7.44	0.02	0.92	5.85	533	12	79	0.02	7.13	0.31	0.88	0.94
M-6	5.15	0.02	1.59	3.17	457	31	62	0.01	4.88	0.27	0.44	1.61
M-7	6.12	0	0.69	4.88	527	11	80	0	5.88	0.24	0.95	0.69
MY-1	0.32	0.01	0.04	0.28	579	12	88	0.13	0.3	0.02	2.93	0.05
AK-4	0.27	0	0	0.28	578	0	104	0	0.26	0.01	3.74	0
AK-5	0.4	0	0.02	0.32	583	5	80	0	0.39	0.01	2.74	0.02
AK-6	0.36	0	0.01	0.22	584	3	61	0	0.35	0.01	2.35	0.01

**Tablo 2. Ceylan formasyonunun Rock-Eval Piroliz analiz sonuçları**

Örnek No	TOC (%)	S1 (mgHC/g kaya)	S2 (mgHC/g kaya)	S3 (mgCO <sub>2</sub> /g kaya)	Tmax (oC)	HI (mgHC/gTOC)	OI (mgCO <sub>2</sub> /g TOC)	PI (S1/S1+S2)	RC (%)	PC (%)	MINC (%)	PY (S1+S2)
ŞY-1	0.37	0	0.16	0.3	444	43	81	0.03	0.33	0.04	2.73	0.16
ŞY-3	0.5	0	0.22	0.16	445	44	32	0	0.47	0.03	1.75	0.22
ŞY-6	0.47	0	0.26	0.11	446	55	23	0	0.44	0.03	1.91	0.26
ŞY-9	0.31	0	0.06	0.19	448	19	61	0	0.3	0.01	1.1	0.06
K-1	2.14	0.01	1.34	1.33	441	63	62	0.01	1.96	0.18	1.26	1.35
K-3	0.48	0	0.18	0.6	440	38	125	0.01	0.44	0.04	1.27	0.18
K-5	0.58	0	0.17	0.5	441	30	89	0	0.52	0.04	0.59	0.17
K-7	0.58	0	0.69	0.25	436	119	43	0	0.51	0.07	1.72	0.69
S-1	0.46	0	0	0.5	u/d	0	109	1	0.44	0.02	1.06	0
S-3	0.37	0	0.01	0.09	583	3	24	0	0.36	0.01	1.91	0.01
S-6	0.35	0	0.05	0.13	499	14	37	0	0.34	0.01	1.68	0.05
S-9	0.64	0.06	0.32	0.27	454	50	42	0.16	0.59	0.05	0.98	0.38
S-11	8.5	0.16	5.93	3.4	451	70	40	0.03	7.82	0.68	0.4	6.09
D-2	0.62	0	0	0.2	343	0	32	0	0.61	0.01	0.87	0
DY-1	0.52	0.01	0	0.2	u/d	0	38	1	0.51	0.01	0.02	0
DY-2	0.36	0	0	0.37	u/d	0	103	0	0.34	0.02	0.94	0
DY-4	0.3	0	0	0.18	u/d	0	60	0	0.29	0.01	0.05	0
B-1	0.41	0	0.03	0.05	368	7	12	0.04	0.4	0.01	0.9	0.03
B-2	0.40	0.01	0.04	0.11	399	10	28	0.23	0.39	0.01	1.14	0.05
B-4	0.48	0	0.01	0.25	595	2	52	0.09	0.47	0.01	2.02	0.01
KZ-2	0.84	0	0.01	0.67	446	1	80	0	0.81	0.03	1.63	0.01
KZ-3	0.59	0	0	2.28	552	0	47	0.61	0.58	0.01	3.08	0
KZ-5	0.31	0	0	0.45	585	0	145	0	0.29	0.02	1.91	0
T-1	0.51	0	0.12	0.11	446	24	22	0.02	0.49	0.02	1.18	0.12
T-3	0.39	0	0.11	0.13	448	28	33	0.01	0.37	0.02	1.65	0.11

**Tablo 3. Mezardere formasyonunun Rock-Eval Piroliz analiz sonuçları**

Örnek No	TOC (%)	S1 (mgHC/g kaya)	S2 (mgHC/g kaya)	S3 (mgCO <sub>2</sub> /g kaya)	Tmax (oC)	HI (mgHC/gTOC)	OI (mgCO <sub>2</sub> /g TOC)	PI (S1/S1+S2)	RC (%)	PC (%)	MINC (%)	PY (S1+S2)
KZ-8	0.55	0	0.17	0.8	447	31	145	0	0.5	0.05	0.63	0.17
KL-2	0.36	0.02	0.2	0.25	432	56	69	0.09	0.33	0.03	1.16	0.22
KL-3	0.39	0	0.19	0.29	428	49	74	0.01	0.36	0.03	1	0.19
KL-9	0.27	0.01	0.14	0.23	440	52	85	0.04	0.25	0.02	1.48	0.15
KL-11	0.17	0	0.08	0.5	442	47	294	0.03	0.15	0.02	1.69	0.08

**Tablo 4. Tersiyer tortullarının Vitrinit Yansıma (Ro) değerleri**

No	Örnek No	Ro%	Olgunlaşma
1	KO-4	0.805	Orta-ileri olgun
2	KO-5	0.759	Orta-ileri olgun
3	M-6	1.158	İleri olgun
4	Ma-2	1.060	İleri olgun
5	Ma-4	1.337	Aşırı olgun
6	Ma-5	1.366	Aşırı olgun
7	Ma-6	1.225	Aşırı olgun
8	Ma-7	1.497	Aşırı olgun
9	Ma-8	1.219	Aşırı olgun
10	S-9	1.199	İleri olgun
11	K-1	0.771	Orta-ileri olgun
12	K-5	0.838	Orta-ileri olgun
13	ŞY-1	1.382	Aşırı olgun
14	D-2	1.834	Aşırı olgun
15	DY-1	1.228	Aşırı olgun
16	KZ-2	1.957	Aşırı olgun
17	B-2	1.767	Aşırı olgun
18	KL-9	1.824	Aşırı olgun

**Tablo 5. Karaağaç ve Ceylan formasyonlarına ait GC analiz sonuçları**

Örnek No	Pr/Ph	Pr/n-C17	Pr/n-C18
Ma-3	4.43	0.79	0.19
KO-5	4.12	2.13	0.35
M-5	3.15	0.36	0.33
M-6	3.66	0.51	0.12
ŞY-3	4.52	1.83	0.41
K-1	9.87	10.03	0.83
S-11	6.45	2.00	0.33
B-4	1.34	0.392	0.36

# Antalya Körfezi ve Açıkları Yapısal Özelliklerinin, Gravite-Manyetik Model Çalışması ile İncelenmesi



**Ahmet Kırmızıtaş, Nazif Şahin, Bahar Dinçer, Mehmet Akif Sünnetçiçoğlu**

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Arama Daire Başkanlığı

## ABSTRACT

The purpose of this study is to determine the type and the distribution of the basement rocks of the Neogene Antalya Basin by using gravity and magnetic data sets. The basement of the basin is composed of Mesozoic allochthonous and parautochthonous units in the offshore area. As a result of this study, several gravity and magnetics models were created in order to find out the boundaries of Mesozoic parautochthonous and allochthonous marine structures. North-south oriented structural trends are dominantly found offshore as well as they are elongated northwest where the Aksu Fault Zone is located. Additionally, the average sediment thickness is estimated around 3 km by using regional-residual anomaly contrast.

## 1. GİRİŞ

Bu çalışmada, gravite ve manyetik veri setleri kullanılarak Antalya Neojen Havzası'nın temelini oluşturan Mesozoyik yaşlı paraotokton ve allokton birimlerin açıkdeniz alanındaki yayılımlarının belirlenmesi amaçlanmaktadır.

Antalya Neojen Havzası, Mesozoyik yaşlı ve paraotokton konumlu platform tipi karbonatlar ile Elmalı, Antalya ve Alanya Napları'na ait alloktonların oluşturduğu bir temel üzerinde uyumsuz olarak gelişen bir havza konumundadır. Bölgenin jeolojik evrimine yönelik çalışmalar kapsamında bugüne kadar pek çok yüzey jeolojisi çalışması yapılmıştır. Ancak elde edilen bilgilerin, deniz devamına yönelik çalışmalar oldukça kısıtlı, çoğu zaman güçlü verilerle desteklenmeyen çalışmalar olarak görülmektedir. Yoğun tektonizma ve farklı tipte temel kayaların yan yana gelmesi sebebiyle, sismik veri kullanılarak kurulan Mesozoyik yaşlı temel birimlerine ait yeraltı modelleri başarıyla kurulamamaktadır. Bu alanda preNeojen temel aynı zamanda sismik sinyalin daha derin birimlere iletilmediği sismik temel olarak çalışmaktadır. Bu aşamada, gravite ve manyetik veri setlerinin yorumu hayati bir öneme sahiptir. Doğu Akdeniz'deki gravite-manyetik araştırmalar, bölgenin levha tektoniği alanındaki önemi sebebiyle, 1930'lu yıllardan bugüne ilgi odağı olmuştur. Özelci (1973)'te, bu konudaki önemi gravite çalışmaları; Vening Meinesz (1932), Cassinis and De Pica (1935), Mace (1939), Cassinis (1941), Cooper et al. (1952), Harrison (1955), Girdler and Harrison (1957), Fahlgvist (1963), Gass and Masson-Smith (1963) olarak belirtilmiştir. Ayrıca, Makris and Stobbe (1983) ve Ergün et al., (2005) te önemli çalışmalar arasında sayılabilir. Bu çalışmalarda kullanılan veriler, genellikle iki önemli gravite-manyetik programından alınmaktadır. Bunlardan birincisi 1950 yılı, İngiliz H.M. denizaltı

araştırmasıdır ve Harrison (1955)'te yorumlanmıştır. Bir diğer önemli gravite araştırması da 1964 ve 1966'daki "Woods Hole Oceanographic cruises of the R/V Chain" tarafından tamamlanmıştır ve sonuçlar Woodside ve Carl (1970) ve daha pek çok çalışmada yorumlanmıştır. Bu bölgede MTA da önemli bir veri setine sahip olmakla birlikte, 2007 ve 2008 yıllarındaki çalışmalardan sonra, TPAO bölgede en yoğun gravite-manyetik veri setine sahip şirket konumuna gelmiştir. Bu çalışmada, büyük bölümü TPAO'ya ait olmak üzere, yaklaşık 394.000 istasyonda gravite-manyetik ölçümleri kullanılmıştır. Bu ölçümlerin navigasyonu için Şekil 1'de belirtilen bulduru haritası kullanılabilir.

## 2. METODOLOJİ

Gravite ve manyetik modeller, izostatik gravite ve toplam manyetik şiddet proses haritaları kullanılarak elde edilmiştir. Bu bölge için toplam 3 adet gravite-manyetik model oluşturulmuştur. 2 boyutlu modeller ve proses haritalarından yararlanılarak Pliyosen ve Miyosen yaşlı sedimanter birimlerin ve bu bölgede var olan ofiyolitlerin ortalama yayılımı, kalınlığı ve konumu belirlenemeye çalışılmıştır. İzostatik gravite haritasından türetilen analitik sinyal ve düşey türev haritaları yararlı bilgiler sağlamıştır. Böylece bu haritaların yardımıyla yapısal trendler bulunmaya çalışılmıştır. Diğer yandan düşey türev haritası yapısal trendlerin topoğrafik yayılımını göstermiştir. Gravite haritasından elde edilen X ve Y yönlü yatay türev haritaları yanal devamsızlık ve fayları bulmaya yardımcı olmuştur. Optimum reyonel ve rezidüel ayırım, Güç spektrum grafiği kullanılarak bulunmuştur. Bu bölge için reyonel-rezidüel anomali ayırımı yaklaşık olarak 3 Km dir. Bölgede manyetik özellik gösteren ofiyolit birimler toplam manyetik şiddet haritaları ve modeller ile yayılımı, derinliği, konumu ve litolojik farklılıkları belirlenmeye çalışılmıştır.

## 3. ÇALIŞMA SONUÇLARI

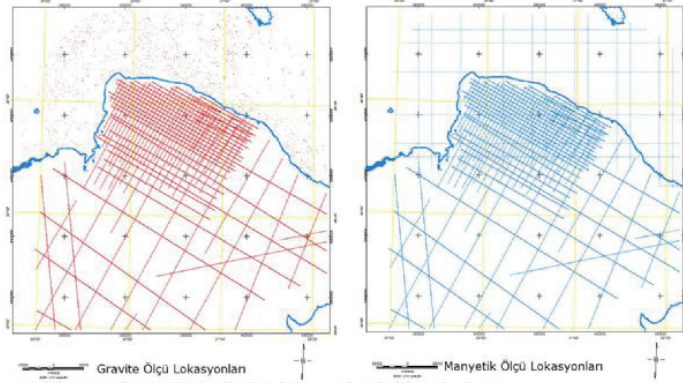
Sonuç olarak, gravite-manyetik modeller ile Mesozoyik yaşlı paraotokton ve allokton birimler açıkdeniz alanındaki yayılımlarının belirlenmesi ve Kıbrıs adasının batı kısmında yüzeyleyen birimler belirlenmeye çalışılmıştır.

1. Karada yoğunluklu olarak kuzey-güney uzanımlı yapısal unsurlar offshore alanlarında Aksu Fay Kıvrım Kuşağı'nı takip ederek, kuzeybatı-güneydoğu yönünde devam etmektedir.

2. Offshore alanları için reyonel-rezidüel anomali ayırımı kullanılarak ortalama sediman kalınlığının 3 km'dir.

3. Antalya Naplarının uzanımı 500-1000 nT arasında değişen toplam manyetik anomali gridi ile kuzeybatı-güneydoğu yönünde Kıbrıs'ın Batısına uzandığı belirlenmiştir.

Şekil 1



Şekil 1: Gravite ve Manyetik ölçü lokasyonları bulduru haritası

# The Origin and Geological Setting of Natural Gas Seeps in the Kemer-Çıralı Area, Antalya, SW-Turkey



**Fuzuli Yağmurlu<sup>1</sup>, Murat Şentürk<sup>1</sup>, Ezher Tokar<sup>2</sup>**

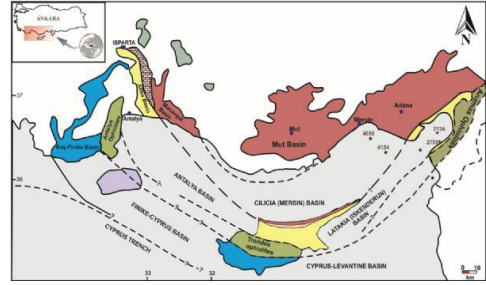
<sup>1</sup>Süleyman Demirel University, Department of Geological Engineering

<sup>2</sup>Pamukkale University, Department of Geological Engineering

## ABSTRACT

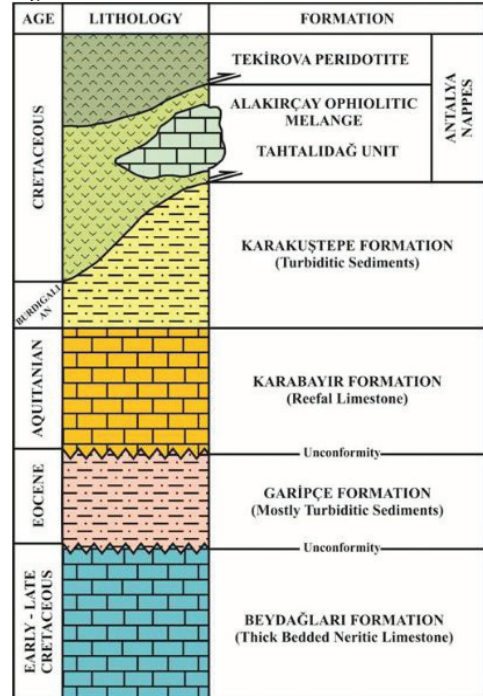
The giant natural gas deposits in marine Neogene Basins in Eastern Mediterranean region have been discovered in last decades. In this way, the importance of Tertiary basins in the Eastern Mediterranean region has increased day by day. The Tertiary Basins (included marine Neogene Basins) are located in southern part of Anatolia and named as Adana-İskendurun, Mut, Manavgat, Aksu and Finike-Kasaba basins in ascending from east to west. Generally, these basins controlled by N, NE and NW trending fault systems and are separated each other by Paleozoic and Mesozoic basement rocks. These basins have been filled by organic substance rich turbiditic sediments and these clastics have source-rock properties that are considered to be good for hydrocarbon compounds. The Eocene and Burdigalian turbiditic sediments (Garipçe and Karakuştepe formations) in Kas-Kasaba basin have moderately and good source-rock properties (%0.51-3.47 TOC) due to their organic substance content. On the other hand, the stratigraphic setting of the Aquitanian reefal limestones in the Kasaba and Finike basins, represent a perfect reservoir rocks for natural gas. The thick reefal limestone levels (Early and Middle Miocene) are also found in Oymapınar, Mut, Karaisali and Karabayı Formation which are excellent reservoir units in terms of natural gas due to their porous textures and their stratigraphic position. Additionally, the natural gas seeps in Çıralı area are observed in serpentinites of Antalya Nappes and these serpentinites are known to have overthrust on the Early Miocene autochthonous units belong to sedimentary sequence of the Kasaba-Finike Neogene basin. Therefore, it can be stated that the natural gas seeps in serpentinites were derived from the lower autochthonous Aquitanian reefal limestones. The natural gas seeps in Çıralı area can be considered as the data supporting the probability of the natural gas existence especially in the bay of Antalya and in Finike basins.

**Figure 1**



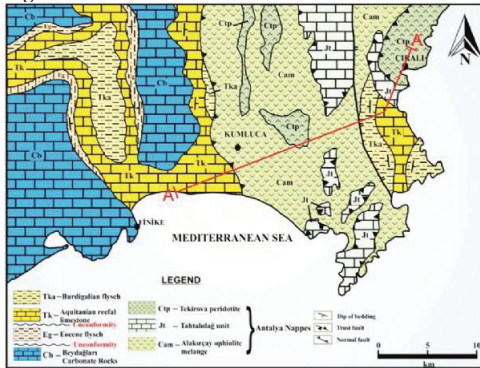
Showing generalized map of Tertiary Basins in the Eastern Mediterranean surrounding the Gulf of Antalya

**Figure 2**



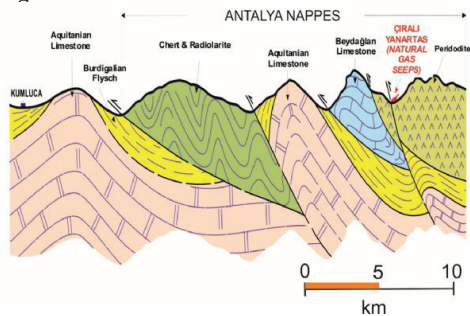
Generalized stratigraphic column section of Çıralı and surrounding areas

Figure 3



Generalize geological map of the Çıralı and surrounding areas. Cb: Beydağları Carbonate Rocks (Beydağları Formation), Eg: Eocene turbidites (Garipçe Formation), Tk: Aquitanian reefal limestone (Karabayır Formation), Tka: Burdigalian turbidites (Karakuştepe Formation), Cam: Alakırçay ophiolitic melange, Ctp: Tekirova peridotite, Jt: Tahtalıdağ Nappe. See Figure 4 for cross section of AA'

Figure 4



The cross section A-A', illustrating the tectono-stratigraphic emplacement of the region and showing geological setting of the Çıralı gas seeps

Figure 5



Photos from potential source rocks from Tertiary sediments in Çıralı-Finike Basin. A) The panoramic overview of Aquitanian reefal limestone (Karabayır Formation); B) General view of Burdigalian turbiditic sediments (Karakuş Formation); C) The photo from natural gas output and brecciated serpentinite in Çıralı region Yanartaş (Chimera) locality; D) Thin section photomicrograph of the roof and cavity porosity filled by hydrocarbon residuals in Aquitanian reefal limestones.

# Messiniyen Tuz Çökeli mi ve Yapısal Evrimi'ne Yönelik Sismik Kanıtlar Do ğu Akdeniz, Türkiye



**Mehmet Akif Sünnetcio ğlu, Rıza Özgür Temel, Yakup Abdik, Ercan Arabacı, Tuçe De ğirmenci**

Türkiye Petrolleri, Arama Daire Başkanlığı, Ankara

## ABSTRACT

This study investigates the extension, geometry and post-depositional deformation of Messinian evaporites in Antalya offshore using 2D and 3D seismic data sets. Lower evaporites, reflection free halite and upper evaporites are three distinct seismic facies, defined on seismic sections. The distribution and major characteristics of each facies revealed that nearshore Alanya along the eastern side of the Gulf represents shallow marine and terrestrial depositional environment. Whereas, western offshore Cyprus towards the Florence Rise can be classified as deep marine depositional environment. Passive margin salt tectonic models can be applicable in Adana-Mersin, Nile Delta and Levantine Basins. Unlike these basins, Messinian evaporites in the Antalya Basin were deformed in compressional tectonic regime. A wide compressional zone with fold and thrusts, are observed in regional structural maps. The major triggering factor for compression might be related to the transpressional movements between African and Eurasian plates along the western sector of the Cyprus Arc.

## 1. GİRİŞ

Do ğu Akdeniz Havzası (Şekil 1), Messiniyen tuzluluk krizi olarak bilinen, bölgesel ölçekte deniz seviyesi düşmesi ve takibindeki tuz çökeli minden tümüyle etkilenmiştir (Hsü vd., 1973; Krijgsman vd., 1999; Rouchy ve Caruso, 2006). Adana, Mersin, İskenderun, Hatay-Samanda ğ Havzaları ve Kıbrıs adasındaki yüzey jeolojisi çalışılmalarına (Orzag-Sperber vd., 2009; Tekin vd., 2010) ek olarak, DSDP kuyuları (Hsü vd., 1973, 1977) da Messiniyen yaşlı tuz varlığını kanıtlamıştır. Ancak bu veri tabanına ilaveten, sismik stratigrafi tuz dağılımı ve geometrisini belirlemede en önemli yöntem olarak karşımıza çıkmaktadır. Bu bölgelerde kısıtlı bir alanda ve araldanmalı olarak gözlemlenen istif, açık deniz alanındaki sismik kesitler üzerinde önemli deliller sunmakta ve farklı fiziksel özelliklere sahip oldukları için, alt ve üst birimlerden kolaylıkla ayır t edilebilmektedir. Bu çalışmada, Antalya Körfezi ile Kıbrıs arasındaki açık deniz alanında iki boyutlu sismik yansıma verileri kullanılarak, Messiniyen yaşlı tuz istifinin yayılımı, geometrisi ve çökeli m sonrası uğradığı deformasyonun karakteristik özellikleri belirlenmiştir.

## 2. AKDENİZ'DE MESSİNİYEN TUZLULUK KRİZİ

Akdeniz Bölgesi'nde özellikle Antalya ve Mersin Körfez'leri açıklarında, kalınlıkları 2000 m'lere ulaşan

masif evaporitler, bugünkü Akdeniz'in Afrika ve Avrasya arasında meydana gelen levha hareketlerine ba ğlı olarak, denizel alanlarının giderek daralması sonucu oluştu ğu ifade edilmektedir (Hsü vd., 1973; Benson vd., 1991; Krijgsman vd., 1999; Rouchy ve Caruso, 2006). Messiniyen döneminde (yaklaşık 6 milyon yıl önce; Rouchy ve Caruso (2006)'ya göre 6,14 ile 5,96 milyon yılları arasında) Do ğu Akdeniz'de etkili olan kuraklık ile birlikte, özellikle bölgesel tektonik unsurlar ve östatik deniz seviyesi de ğişimleri, bu alanlarda gözlemlenen kalın evaporitik serilerin oluşması için gerekli olan jeolojik koşulları hazırlamıştır. Akdeniz'in son kapanışına neden olan ve Messiniyen döneminde meydana gelen regresyona ba ğlı olarak oluşan tuzluluk krizi, Do ğu Akdeniz'de önemli kalınlıklarda evaporit çökeli mine neden olmuş ve Akdeniz'in tümünde Pliyosen sellenmesi ile sonlanmış tır (Hsü vd., 1973; Pierre vd., 2006).

## 3. SONUÇLAR

Sismik kesitler üzerinde, Messiniyen tuz çökeli mini temsil eden üç önemli sismik fasiyes belirlenmiştir. Bunlar alttan üste do ğru alt evaporit paketi, refleksiyonsuz paket ve üst evaporit paketi olarak sıralanır. Farklı tuz fasiyeslerine karşılık gelen sismik paketlerin dağılım ve özellikleri incelendi ğinde, üst evaporit istifin görüldü ğü körfezin do ğu yakasında, Alanya açıkları ve Kıbrıs Adası, Messiniyen dönemindeki sı ğ denizel-karasal çökel alanını temsil etti ği belirlenmiştir. Kıbrıs'ın batı açıklarından Florans Yükseli mi'ne uzanan alan ise, alt evaporit istifin çökeldi ği derin alanları gösterir. Do ğu Akdeniz'i etkileyen farklı stres rejimleri altında, Antalya Körfezi ve açıklarındaki tuz istifi, pasif kıta kenarı tipi tuz tektoni ği modelinin uygulanabilece ği Mersin-Adana, Nil Delta ve Levant Havzaları'nın aksine, çökeli m sonrasında yoğun olarak sıkışma rejiminden etkilenmiştir. Bu bölge bindirme, kıvrım, tuz domları ve kalınlığı 2000 m'ye varan senklinaller tarafından şekillenmektedir. Sıkışma rejiminin, Kıbrıs Yayı'nın batı bölümü boyunca Afrika-Avrasya plakaları arasındaki transpresyonal hareketlerden kaynaklandı ğı düşünülmektedir.

## 4. KAYNAKLAR

Benson, R.H., El Bied, K.R., ve Bonaduce, G., 1991, An important current reversal (influx) in the Rifian Corridor (Morocco) at the Tortonian-Messinian Boundary: the end of Tethys Ocean. *Paleoceanography* 6, 164-192.

Hsü, K.J., Ryan, W.B.F., ve Cita, M.B., 1973, Late Miocene desiccation of the Mediterranean Sea. *Nature*, 242, 240-244.



Hsü, K., Montadert, L., Bernoulli, D., Cita, M.B., Erickson, A., Garrison, R.E., Kidd, R.B., Melieres, F., Müller, C., Wright, R.C., 1977, History of the Mediterranean salinity crisis. Nature, 267, 399–403.

Krijgsman, W., Hilgen, F.J., Raffi I., Sierro F.J. ve Wilson, D.S., 1999, Chronology, causes and progression of the Messinian Salinity Crisis. Nature, 400, 652-654.

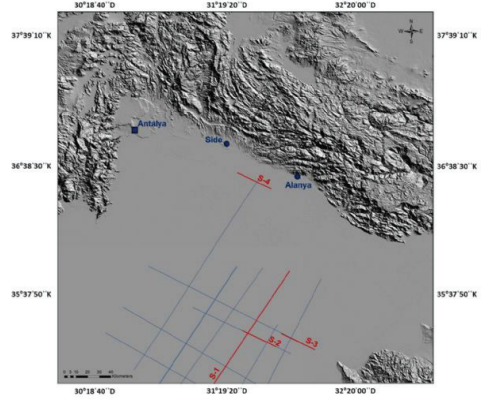
Orszag-Sperber, F., Caruso, A., Blanc-Valleron, M.M., Merle, D. ve Rouchy, J.M., 2009, The onset of the Messinian salinity crisis: Insights from Cyprus sections. Sedimentary Geology, 217, 52-64.

Pierre, C., Caruso, A., Blanc-Valleron, M.M., Rouchy, J.M. ve F. Orszag-Sperber, 2006, Reconstruction of the paleoenvironmental changes around the Messinian-Pliocene boundary along a West-East transect across the Mediterranean. Sedimentary Geology, 188-199, 319-340.

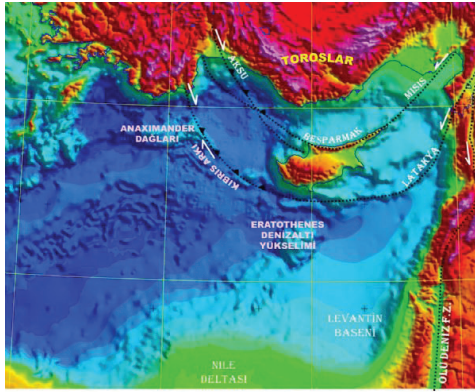
Rouchy, J. M., ve Caruso, A., 2006, The Messinian salinity crisis in the Mediterranean basin: A reassessment of the data and an integrated scenario. Sedimentary Geology, 188-189: 35-67.

Tekin, E., Varol, B. ve T. Ayyıldız, 2010, Sedimentology and paleoenvironmental evolution of Messinian evaporites in the Iskenderun-Hatay basin complex, Southern Turkey. Sedimentary Geology, 229, 282-298.

Şekil 2. İki boyutlu sismik veri buldurular haritası



Şekil 1. Doğu Akdeniz alt havzaları ve önemli yapısal unsurlar



# The seismic characterization of Pliocene-Pleistocene deep water architectural elements, Offshore Anamur, Eastern Mediterranean



**Selin Deniz Coşkun, Mehmet Akif Sünnetçioglu, Tuçe Değirmenci, Mustafa Bülent Ercengiz, Burak Apaydın**

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Akdeniz Bölge Sorumluluğu

## 1. INTRODUCTION

This study investigates the evolution of Pliocene-Pleistocene deep water sedimentary succession along the Cilicia Basin, utilizing 644 km long two dimensional seismic reflection data. 500 to 1250 meters thick Pliocene-Pleistocene sediments along the Cilicia Basin reveal diagnostic images of deep water architectural elements on seismic sections. In addition to major canyons and channel fills feeding the basin, channel-levee complexes, mass transport complexes, syndepositional thrust slides and counturites are well recognized, analyzed and mapped along the basin. Cilicia Basin is a depocenter situated between Misis-Kyrenia Lineament and Anamur-Kormakiti Zone. This basin is divided into two sub-basins: Inner Cilicia Basin and Outer Cilicia Basin, located in the eastern and western part of the basin respectively. The Outer Cilicia Basin has a narrow continental shelf with a steeply dipping slope. Embayments are also developed due to the mountains receding from the coast [1]. Two rivers, Sultançay and Anamur Rivers, carry sediments to Outer Cilicia Basin with a total annual amount of 0.68 m<sup>3</sup>/s discharge rate whereas four main rivers (Seyhan, Ceyhan, Tarsus and Göksu Rivers) feed Inner Cilicia Basin with an annual discharge rate of 745 m<sup>3</sup>/s [2,8]. The thickness of Plio-Pleistocene sediments varies from 500 m to 1250 m in the Outer Cilicia Basin whereas the thickness of Plio-Pleistocene sediments in Inner Cilicia Basin ranges from 1350 m to 2250 m. Our study area is located at the south of the Anamur Bay, comprising the continental shelf, slope and deep marine settings of Outer Cilicia Basin. The water depth in most of the study area varies between 200 and 1500 meters.

## 2. DATA BASE

This study is carried out on the base of 644 km long two-dimensional seismic reflection data. The data was acquired by Turkish Petroleum Corporation with Barbaros Hayrettin Pasa Vessel in 2013. It is conventional marine data, designated to zero phase and processed through post-stack "Kirchoff migration". The data is displayed using "SEG reverse polarity", where an increase in acoustic impedance is represented by a negative reflection event. The regional 2D lines have a dominant frequency of ~40 Hz in the interval of interest, yielding a vertical resolution of about 10-15 m.

## 3. METHODOLOGY

In order to shed light on deep marine sedimentary evolution, offshore seismic data has vital information.

In the study concept, diagnostic images of slope and deep water settings were firstly recognized on seismic sections. Then, major canyons and channel levee complexes were focused in order to identify major pathways for sediment transport. Horizons that are thought to be the base of channel-levee complexes (sequence boundaries) were interpreted. The stacking nature of channel levee complexes made difficult to correctly interpret the top of each channel-levee (condensed sections) within such conventional seismic resolution range. After the mapping, detailed seismic facies analysis was applied for each characteristic deep water elements; channel hierarchy etc. Finally, slope and deep marine settings were evaluated to build the nature of their evolution.

## 4. TURBIDITE SYSTEM and MTC'S

A submarine fan, called turbidite system by Mutti and Normark (1987, 1991) represents the deposition by gravity flows into the basin [3,4]. Sanders (1965) explains turbidite system as a depositional body that contains graded sand, silt, and mud beds deposited by turbidity currents which are fluidal or turbulent flows and usually associated with channel-levee complexes [5]. Weimer (1998) describes "Mass Transport Deposits" as sediments that have been resedimented (moved) since their time of original deposition. They commonly overlie an erosional base upfan, becoming mounded downfan, are externally mounded in shape, and pinch out laterally. Seismic facies vary from parallel, thrust, and rotated blocks to chaotic to hummocky reflections with poor to fair continuity and variable amplitude [6]. Turbidite systems are highly influenced by tectonics, climate, sediments, and relative sea-level fluctuations. The degree of influence of each element depends on the type of a turbidite system.

## 5. INTERPRETATION

Pliocene-Pleistocene sedimentary unit is usually seen as well stratified and laterally continuous, but locally disturbed by MTCs (Mass transport complex) and channel-levee complexes on seismic sections. Major canyons, channel-levee complexes, mass transport complexes, syndepositional thrust slides and counturites are major deep water architectural elements, recognized on seismic sections. The base of the study interval corresponds to the base of Pliocene. "Zanclean flooding" is a diagnostic stratigraphic event, affecting Eastern Mediterranean region wide after "Messinian salt crisis" [7]. The

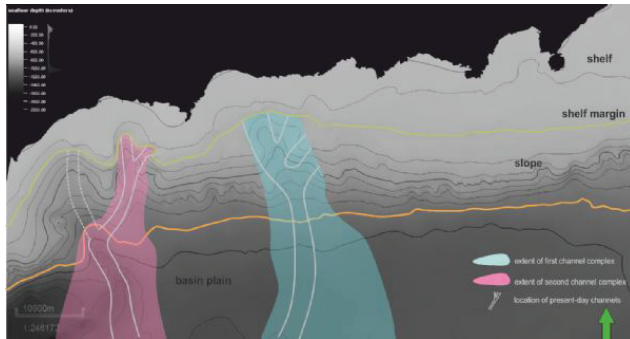
top of the study interval is the present day sea level. The thickness of Plio-Pleistocene sediments in the study area ranges from 500 to 1250 meters. Thickest in central parts and thins towards the northern and southern margins. The thickness decreases where present day submarine canyons are also developed. The present day bathymetry map shows a seaward convex continental shelf, where the canyons are located and a seaward concave shelf to the east of the study area. The continental shelf is narrow to the west and it gets wider to the east. The continental shelf break extends along 200 meter depth contours. The continental slope deepens steeply seaward and cut extensively by canyons/valleys of different size (Fig. 2). As the abyssal plain deepens to the west, further observation is absent because of the lack of any multibeam or 3D seismic data. Two major canyons in approximate N-S direction are recognized. These two canyons constitute two major point sources feeding the basin by charging the sediments of two rivers. Anamur Canyon, which is referred many times by previous works [2,3] is the easternmost and the deepest canyon located in Anamur Bay. It reaches 6 km wide and incised the shelf about 525 m deep. Two major channel-levee complex sets are identified. First one is located near Anamur Canyon. Seven different base of paleochannel complexes are interpreted. The width of channel complex reaches up to 5600 meters (Fig. 3). The shape of channel complexes changes vertically, from more areally widespread, erosional to mixed erosional-aggradational near the base, to smaller, aggradational channel with prominent levees near the top. Channel fills in the first channel-levee complex set are recognized based on high amplitude and continuous seismic reflections. Similar seismic expression is present for all of the channel-levee system. The channels in the older channel-levees have a mounded or/and chaotic filling configurations while the younger channels have progradational or onlap configurations. They represent two major stacking pattern: vertically stacked and offset lateral stacked. Mounded channel infilling configuration might indicate deposition of coarser sediments in high energy environment. Complex channel infilling might be related to an interrelated sedimentation and erosion during the formation of some channel-levees or this type of infilling might be caused by the change in the channel direction. In the most recent time, aggradational channel filling signifies a low energy depositional environment instead of erosion. Second channel-levee complex set is located at the eastern side of the first set. Five different base of paleochannel complexes are interpreted. The width of the channel set varies from 1800 to 2900 meters. In the first half of the channel-levee complex set, the channel-levees are well-developed and they show a narrow and aggradational geometry. It is difficult to define the base of the channels because of the vertical stacking of the channel-levee complexes. In the second half, channel-levee migrate both laterally and vertically, levees become less developed and they evolve into a more widespread shape. Seismic facies are expressed at first high amplitude and continuous reflections for the first elements of the complex and

then seismic reflections become low in amplitude but remain still continuous for the younger elements of the complex. The channel-levees have onlap channel filling configuration. The depositional environment is interpreted to be high energy at first and then it gradually became a uniform energy environment. Onlap channel filling configuration indicates an aggradational depositional environment where sediments are deposited in a low energy environment. Mass transport deposits are another depositional features detected in the study area. The seismic data show numerous episodes of MTC development. They are located near the slope where the gravitational flow accumulation is maximum. All MTCs are distributed both parallel and perpendicular to the strike of the regional slope and they are expressed as chaotic, low-amplitude seismic reflections. Mostly all MTCs contains packages of parallel, steeply landward and E-W dipping reflections interpreted as thrust slides coeval to the emplacement of MTCs.

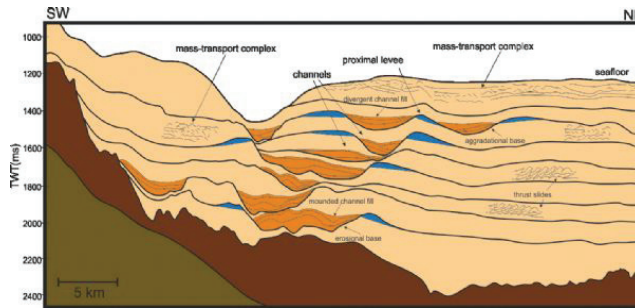
## 6. CONCLUSIONS

1. This study characterizes Pliocene-Pleistocene deep water architectural elements offshore Anamur.
2. Major canyons, channel-levee complexes, mass transport complexes, syn-depositional thrust slides and counterrites are major deep water architectural elements, recognized on seismic sections.
3. Besides two rivers feeding the basin, rivers feeding the Inner Cilicia Basin are another important source of sediments. The huge difference between annual discharge rates and the similar thickness of Plio-Pleistocene sediments in both sub basin indicate the transport of Inner Cilicia Basin sediments to the Outer Cilicia Basin.
4. Seven channel complexes are analyzed. Their widths range from 1400 to 5600 meters. Most of the channel fills represent erosional base but evolve into aggradational patterns upward. They usually represent vertically and offset lateral stacking patterns.
5. In older channel-levee complexes, the channel-levees are less developed and they show a widespread and erosional geometry. In younger channel-levee complex, channel fills migrate both laterally and vertically upward, levees become more developed and they evolve into a more narrow shape and an aggradational geometry. This systematic change is also in harmony with global sea-level change.
6. The presence of landward and E-W dipping thrust slides indicate the slides and slumps are generated both from the continental shelf, the Anamur High and the Inner Cilicia Basin.
7. Sedimentation rates and tectonic activity during Plio-Pleistocene are thought to be the dominant factors generating sediment overloading.

**Bathymetry map showing canyons and present day channel locations**



**First turbidite system and their related elements.**



**Location map of the study area.**



# Adana Baseni Kuzgun Formasyonu Fasiyes Özellikleri Ve Paleocoğrafik Evrimi



**Mustafa Bülent Ercengiz, Fırat Sağın, Zuhal Şeker, Tuçe Değirmenci,**

**Gülsinem Polat, Didem Önen, Armağan Kaykun**

TP Genel Müdürlüğü Arama Daire Başkanlığı

## ABSTRACT

Adana Neogene basin has attracted the interest of many geoscientists and oil companies after the discovery of Bulgurdağ oil field in 1960's. According to the studies conducted, and the information gathered from the wells drilled in the northeast of the basin, Paleozoic petroleum system has been identified in the subject area. Besides, the wells drilled on the southeastern Adana indicate a Miocene petroleum system (thermogenic + biogenic) active in the basin (Figure 1). Hydrocarbon derived from the Paleozoic petroleum system is produced mostly from the lower Miocene aged reefal carbonates of the Karaisalı Formation and partly from the Pre-Miocene aged basement rocks, whereas the Upper Miocene aged clastic rocks host the hydrocarbon deriving from the Miocene petroleum system. This study aims to define the facies changes and the spatial distribution of the upper Miocene aged Kuzgun Formation, which was first identified and named by Schmidt (1961). Wells drilled in the southeast part of the region demonstrate many gas shows in the sandy intervals of the Kuzgun Formation, however lack of reservoir quality prevented the production in these wells. Results obtained in this study allowed us to infer the reservoir characteristics of the members of the Kuzgun Formation that were differentiated based on their facies properties. Kuzgun Formation has been divided into five lithostratigraphic members based on their lithological and environmental characteristics (Figure 2). Fluvial clastic sediments representing a meandering river environment are named as Abdilli Member; where delta plain, distributary channel and delta front facies constitute the Memişli Member which contains very good quality reservoir sand intervals. Volcanoclastic units consisting of tuff and tuffite are named as Salbaş Member, units representing shallow marine beach environment, and including local reefal limestones are named as Kurbanlı Member. Lastly, pro-deltaic and off-shore transition deposits of Kuzgun Formation are named as Koson Member. Facies characteristics and paleocurrent measurements indicate an overall northern direction of sediment influx into the basin. Kurbanlı and Memişli Members of Kuzgun Formation possess sand packages of fairly good quality reservoir, where shale and marl prone prodelta deposits are considered as the potential seal rock. Besides, Kuzgun Formation, overlying the older stratigraphic units with an angular unconformity, indicates a transgressive trend during Tortonian. Kuzgun Formation, onlapping the basement rocks in the western part of the basin, demonstrates a fining upward sequence in the central part of the basin. However, this unit is regressive in the

east depending on the rate of sediment influx. Kuzgun Formation is unconformably overlain by Handere Formation, which was deposited as the sea level falls due to the Messinian Salinity Crisis. As a result of the field work observations and information gathered from the previous studies, paleogeographic model of the Kuzgun Formation was created (Figure 3).

## 1. GİRİŞ

Adana Neojen Havzası, 1960'lı yıllarda keşfedilen Bulgurdağ Petrol sahası sonrası birçok petrol şirketi ve yerbilimci tarafından çalışılmıştır. Bölgede yapılan çalışmalarda basenin kuzey doğusunda kazılan kuyulardan elde edilen bilgilerle basenin bu alanında paleozoyik petrol sisteminin, basenin güneydoğusunda kazılan kuyularda ise Miyosen petrol sisteminin (termojenik+biyojenik) varlığı tespit edilmiştir (Şekil 1). Paleozoyik petrol sisteminden türeyen hidrokarbon genel olarak Alt Miyosen yaşlı Karaisalı Formasyonu'nun resifal kireçtaşları ve Premiyosen yaşlı birimlerde gözlenirken, Miyosen petrol sisteminden türeyen hidrokarbon ise genel olarak üst miyosen yaşlı kırıntılılarda görülmektedir. Bu çalışmanın amacı; bölgenin güneydoğusunda çokça gaz emarelerinin görüldüğü ve rezervuar kalitesinin düşüklüğü nedeniyle üretim yapılamayan ve ilk kez Schmidt (1961) tarafından tanımlanan üst miyosen yaşlı Kuzgun Formasyonunun fasiyes değişimlerinin ve yayılımının belirlenmesidir. Ayrıca bu çalışma neticesinde Kuzgun Formasyonu farklı fasiyes niteliklerine göre ayrılan üyelerinin rezervuar karakterlerinin ortaya konulması amaçlanmıştır.

## 2. KUZGUN FORMASYONU FASİYES ÖZELLİKLERİ

Kuzgun Formasyonu litolojik ve ortamsal özellikleri baz alınarak beş farklı üyeye ayrılmıştır (Şekil 2). Akarsu ortamını temsil eden karasal (Yetiş ve Demirkol, 1986) kırıntılılardan oluşan birimler Abdilli Üyesi, delta düzlüğü, dağıtım kanalları ve delta ilerisi ortamlarında çökeltmiş kumtaşı ağırlıklı ve yer yer iyi rezervuar niteliği taşıyan birimler Memişli üyesi, volkanik malzeme katkılı tüfit ve tüflerden oluşan birimler Salbaş Üyesi, yer yer resifal kireçtaşı içeren ve sığ denizel-plaj ortamını temsil eden birimler Kurbanlı Üyesi, son olarak delta ilerisi-yamaç çökellerinin egemen olduğu marn-silt ağırlıklı birimler Koson Üyesi olarak adlandırılmıştır.

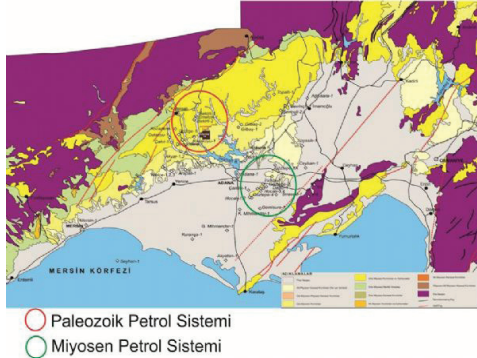
### 3. SONUÇLAR

Yapılan fasiyes tanımlamaları ve paleoakıntı ölçümleri neticesinde basenin genel olarak kuzeyden beslendiği, deltayık Memişli Üyesi ve sığ denizel Kurbanlı Üyesinin oldukça iyi rezervuar niteliğine sahip olduğu belirlenmiş, silt-marn ağırlıklı delta ilerisi çökeltileri ise potansiyel örtü kaya niteliğindedir. Ayrıca, kendisinden yaşlı birimlerin üzerine açılmal uyumsuzlukla gelen Kuzgun Formasyonu'nun Tortoniyen döneminde transgresif karakterde olduğu gözlemlenmiştir. Basenin batısında temel birimlerin üzerine onlap ederek gelen Kuzgun Formasyonu, orta kesimlerde üste doğru derinleşen bir istif sergilemektedir. Öte yandan, basenin doğusunda sediman geliminin miktarına bağlı olarak yer yer regresif özellik de göstermektedir. Kuzgun Formasyonun çökelişi Mesiniyen dönemindeki tuzluluk krizine bağlı olarak deniz seviyesinin ani düşmesi sonucunda uyumsuz olarak Handere Formasyonu tarafından üzerlenerek son bulmaktadır. Elde edilen veriler ve yapılan gözlemler ışığında Adana Baseni'nin Kuzgun Formasyonu'nun çökelişi süresince geçirdiği paleocoğrafik evrim modellenmeye çalışılmıştır (Şekil 3).

### 4. KAYNAKLAR

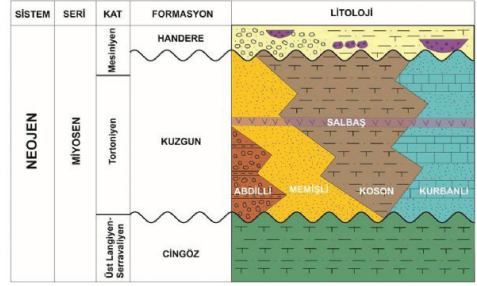
Schmidt, G. C., 1961. Stratigraphic nomenclature for the Adana Region petroleum district 7. Petroleum Administration Bulletin. 6, 47-63.  
Yetiş, C. ve Demirkol, C., 1986. Adana Baseni batı kesiminin detay jeoloji etüdü. MTA Genel Müdürlüğü Jeoloji Etüdüleri Dairesi Raporu, Ankara (yayımlanmamış).

Şekil.1.



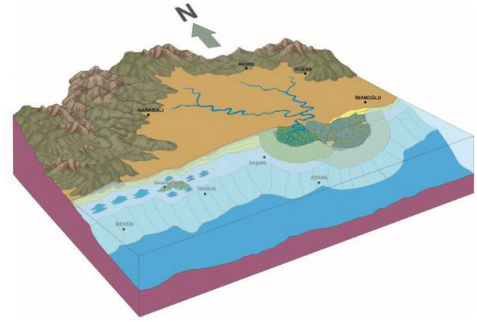
Adana-Neojen Baseni içerisindeki Paleozoik ve Miyosen yaşlı petrol sistemleri.

Şekil.2.



Adana Neojen Baseni içerisinde yer alan Tortoniyen-Mesiniyen yaşlı birimlerin genelleştirilmiş stratigrafik kesiti.

Şekil.3.



Adana Baseninde Tortoniyen Yaşlı Kuzgun Formasyonu'nun Çökeliş Ortamı.

# Oil Spill Detection in the eastern Mediterranean, offshore Turkey, using Spaceborne Radar Imaging



**Sedar Cihan Sahin, Ayça Karaçay**  
Turkish Petroleum Corporation

## ABSTRACT

Active remote sensing systems such as Synthetic Aperture Radar (SAR) have become a widely used tool in oil spill monitoring and oil seepage detection. SAR systems are superior to their optical counterparts because of their day and night all-weather image acquisition capabilities and wide area coverage. The magnitude of a radar signal reflected from the surface carries information about the physical characteristics of that surface.

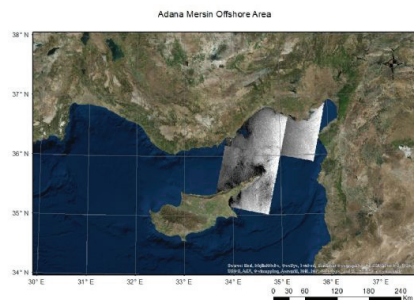
Oil slicks on the ocean surface attenuate the radar signals, therefore the reflections off the surface seem as dark spots and patches in a SAR image. The appearances of oil slicks, and hence their original conditions on the sea surface, are affected strongly by the weathering processes. Among all the weathering processes dispersion, evaporation and emulsification play crucial role. Dispersion influences the lifetime of the oil slick and depends highly on the state of the ocean. Evaporation, whose rate is influenced by the volatility of the hydrocarbon, causes oil to lose its lighter components. Emulsification occurs due to wind and wave action and results in oil molecules to mix with water and yields change in the viscosity and the thickness of the oil layer on the ocean surface.

The repetition and the compactness of oil slicks form the principle characteristics of offshore hydrocarbon exploration. The major problems in oil seepage detection with SAR images is distinguishing natural dark regions, which are called oil slick look-alikes from true oil slick related dark patches in the radar scenes. The oil look-alikes occur due to internal waves, rain cells, grease ice, and algae, whereas the true oil slick originate from sea bottom oil seepages, and oil spills from vessels, platforms, and leaking pipelines. In addition to natural phenomena that result in look-alikes, pollution may cause dark slicks in a SAR image as well (Figure 1). With all of these different sources of dark patches in an image, the physical and geometrical conditions of the slicks, geological settings of the area, wind speed and the state of the sea are the crucial parameters used to distinguish true oil slicks from others.

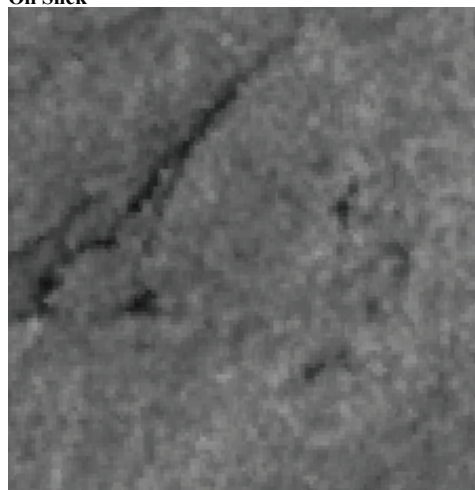
In this project, we have analyzed ENVISAT ASAR images, acquired between the years 2003 – 2010, to detect oil seepages in the eastern part of Mediterranean Sea. Our area of study is located in the offshore of Adana and Mersin cities, southern Turkey (Figure 2). We conclude that the active remote sensing imaging is a reliable technology for offshore hydrocarbon exploration. The results show that there are possible hydrocarbon seepage zones in the area. However, some

features and processes related to the slicks in the radar scenes need further study.

## Area of Study



## Oil Slick









**Sedimentoloji ve Stratigrafi**  
**Sedimentology and Stratigraphy**

---



# Lithologic Heterogeneity of the Eagle Ford Formation, South Texas



Suzan Mjge Ergene<sup>1</sup>, Kitty L. Milliken<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Turkish Petroleum, TP, Ankara

<sup>2</sup>Bureau of Economic Geology, Jackson School of Geosciences, The University of Texas at Austin, Texas, USA

## ABSTRACT

Grain assemblages in organic-rich mudrocks of the Eagle Ford Formation of South Texas are assessed to determine the relative contributions of intra- and extrabasinal sediment sources, with the ultimate goal of producing data of relevance to prediction of diagenetic pathways. Integrated light microscopy, BSE imaging, and X-ray mapping reveal a mixed grain assemblage of calcareous allochems, biosiliceous grains (radiolaria), quartz, feldspar, lithics, and clay minerals. Dominant fossils are pelagic and benthic foraminifers and thin-walled and prismatic mollusks; echinoderms, calcispheres, and oysters are present. Early-formed authigenic minerals, including calcite, kaolinite, dolomite, albite, pyrite, quartz, and Ca-phosphate, some reworked, add to the overall lithologic heterogeneity. Point counting of images produced using energy-dispersive X-ray mapping in the SEM provides observations at a scale appropriate to classifying the mudrocks based on the composition of the grain assemblage, although grains and other crystals of clay-size cannot be fully characterized even with the SEM. Each sample is plotted on a triangle, whose vertices correspond to terrigenous and volcanic grains (extrabasinal components), calcareous allochems, and biosiliceous grains. As a subequal mix of grains of intrabasinal and extrabasinal origins the detrital grain assemblage of the Eagle Ford, presents a formidable challenge to the task of lithologic classification of this unit, as neither conventional limestone nor sandstone classifications can be readily applied. The abundant marine skeletal debris in the Eagle Ford is accompanied by abundant calcite cementation and the dissolution and replacement of biosiliceous debris is accompanied by authigenic quartz, suggesting that mudrock grain classification has potential for yielding diagenetic predictions.

## INTRODUCTION

### Purpose of The Study

Heterogeneity of mudrocks, chemical, textural, and lithological, remains inadequately described, although it is clear that variations of mudrocks are more significant than those of limestones and sandstones (Schieber and Zimmerle, 1998; Macquaker et. al., 1998; Macquaker and Howell, 1999; Aplin and Macquaker, 2011; Milliken et. al., 2012(a); Milliken et. al., 2012 (b)) depend on the our definition of heterogeneity in this study. Mixing of intrabasinal and extrabasinal grain assemblages in mudrocks contributes an important heterogeneity that goes well beyond what is observed

in other types of sedimentary rocks (Milliken et. al., 2012(b)). It is believed that mudrocks record the changes in primary productivity and bottom water anoxia, which have significant impact on skeletal grain assemblage and sediment aggregates, versus changes in detrital sediment input (Macquaker and Howell, 1999), which has a contribution to the intrabasinal and extrabasinal grain assemblage respectively. In this study the textural and compositional variety of mudrocks rich in intrabasinal-grains is assessed through petrographic studies of the Upper Cretaceous Eagle Ford Formation. The fundamental objectives of the study are to (1) use outcrop and core samples of the Lower and Upper Eagle Ford to identify different grain types and group them as extrabasinal grains versus intrabasinal grains, (2) assess textural and compositional variety, (3) identify diagenetic components and decipher the contrasting diagenetic histories that relate to variations in the detrital grain assemblage, and (4) test a means of mudrock classification to predict diagenetic behavior and response to the changing physical and chemical subsurface conditions.

Petrography and sedimentology of mudrocks have not been studied in sufficient detail, in part because methodologies (notably field-emission scanning electron microscopy) suitable for examination of mudrock grains have only become widely available in the past decade. In this study, a variety of petrographic methods allow us to assess compositional variations at magnifications appropriate to making grain-scale observations. By analogy to sandstones and limestones, the subsurface porosity evolution and mechanical behavior of the mudrocks are most likely controlled by the primary grain assemblage (e.g., (Land et. al., 1997)), but this hypothesis needs further exploration (Milliken et. al., 2012 (b)). Post-depositional processes including compaction, grain dissolution, and cementation need to be evaluated in the context of mudrocks. Porosity loss caused by diagenesis clearly is related to the grain size and lithological properties of mudrocks (Dewhurst, 1998), but the manner in which diagenetic changes affect lithology is poorly known. For instance, dissolution and replacement causes the decrease in detrital K-feldspar amount with depth in mudrocks (Land et. al., 1997; Hower et. al., 1976), which is similar to behavior of detrital feldspar in sandstones (Land et. al., 1997, Milliken, 1992, and Blatt, 1985). The study of Hower (1976) suggesting that burial diagenesis occurs in a closed system was disputed in the study of Land et. al. (1997) in which it was concluded that open chemical processes are responsible for the burial diagenesis of argillaceous sediments. The fate of material released by

this grain dissolution remains unknown. The main point which can be interpreted in either way (open versus closed systems), is that primary composition controls burial diagenesis in fine-grained argillaceous sediments in a manner completely analogous to the controls on diagenesis in sandstones.

In this study grain types and lithological properties of the Eagle Ford are assessed for the prediction of porosity loss and mechanical behavior. A sample suite across depth and thermal maturity is used to evaluate how grain assemblages respond to post-depositional processes in the subsurface.

## METHODS

In this study, mostly qualitative petrographic methods are used. Light microscopy can be used to delineate the majority of lithologic, textural, and faunal assemblage variations, however it is inadequate for characterization of the dominant particle fraction that is smaller than 30  $\mu\text{m}$  (thickness of a standard thin section). Field-emission scanning electron microscopy (FE-SEM) is used because its higher magnifications allow inspection of the silt- and clay-size fractions.

Developments in the SEM studies of sandstones and limestones provided new opportunities to differentiate authigenic and detrital phases because interpretation of clay assemblages became possible (Wilson and Pittman, 1977). Wilson (1971) applied those SEM techniques to discriminate authigenic from detrital kaolinite using the Devonian sedimentary rocks in Scotland. Today, SEM techniques and other new techniques are used not only for identification of authigenic and detrital clay minerals (O'Brien and Slatt, 1990) but also, to examine a variety of other diagenetic changes (Macquaker and Gawthorpe, 1993) although there are still some challenges to interpret all diagenetic features because some important rock components remain too small to image (Schieber and Zimmerle, 1998).

## DISCUSSION

### Diagenetic Trends Across Thermal Maturity and The Correlation Between Grain Composition and Diagenesis

Combination of dominantly qualitative analysis using various petrographic techniques and quantitative analysis by point counting reveals the general lithological character of the Eagle Ford. Classification based on the detrital assemblage and authigenic components formed as a result of various diagenetic processes across thermal maturity levels are assessed to make correlation. Bulk data is plotted on the ternary diagram to see calcareous nature of the Eagle Ford sample. Relative percentages of authigenic components are calculated using point count results and bulk data analysis as explained earlier; however because point count results are the reflection of approximate percentages of detrital components, the method used for the calculation of relative percentages

of authigenics do not work for each component. For instance, it worked well for the calculation of authigenic quartz and give an idea about the how abundant the authigenic quartz is in high-maturity wells compared to low-maturity well, whereas it is difficult to apply to the percentages of authigenic feldspar including both K-feldspar and albite. It can be explained by the insensitivity of bulk data analysis to feldspar because since bulk data measures the total feldspar included in both feldspars and lithics, which makes feldspar amount measured in the bulk data analysis overestimated relative to monocrystalline feldspars observed petrographically.

One of the main point in this study is the ways in which alteration of the detrital assemblage including dissolution of volcanic glass, feldspars and radiolarian led to precipitation of authigenic phases such as kaolinite, quartz and feldspar. Grain dissolution is involved in late diagenesis part since it becomes more widespread with increasing maturity although it is believed to start earlier in the diagenetic history. Petrographic observations which can record the decrease in K-feldspar amount and increase in the albite amount with increasing depth and maturity and quartz amount which is also recorded in the point count results suggest these alterations. However, the mass balance between the detrital components and authigenic components are still uncertain due to the challenges to determine the portions of variable sources have a contribution on the precipitation of authigenic minerals. For instance; authigenic quartz can be precipitated as a result of the dissolution of other reactive silica bearing minerals as well as biosiliceous grains.

Quartz percentages obtained from point count results and XRD results are compared for both medium-maturity and high-maturity well samples. Because XRD results reflect the bulk composition of the samples including both detrital grain and authigenic components, and point count results are the only quantitative representation of detrital quartz percentages, the difference between them gives the authigenic quartz percentages in the samples. According to these observations and calculations, although authigenic quartz amount is similar in medium and high-maturity well samples, bulk quartz thereby detrital quartz percentages are abundant in high-maturity compared to medium-maturity. Majority of quartz is authigenic in medium-maturity Well 2 samples. Most mudstones are deposited along basin margins. Where there is a pronounced terrigenous siliciclastic deposition, the source of the quartz silt will not be biogenic silica. Proximity to the source area is related to the amount of terrigenous and volcanic grains. Quartz silt abundance is a useful indicator of shoreline proximity (Blatt, 1985). Biogenic sedimentation is more important in distal mudstones due to their slow accumulation rate and biogenic silica can be considered as a source of in-situ quartz silt (Schieber et al., 2000). Because siliciclastic influx is restricted during the Eagle Ford deposition in the South Texas area, it can be interpreted that majority of the quartz is derived from the biogenic sedimentation.

Another explanation for quartz precipitation can be clay diagenesis, which is not the case in the Eagle Ford due to unsystematic changes in authigenic quartz and clay percentages. The discrete outline of the detrital quartz is one of the significant criteria to differentiate it from the blobby shape of authigenic quartz, which is mostly dispersed in the matrix. CL was applied to some samples in order to reveal the existence of authigenic quartz, however applying CL on each sample was not possible in Eagle Ford due to the abundance of massively calcitized samples.

## CONCLUSION

The Eagle Ford Formation in the Maverick Basin of South Texas were deposited in an area generally removed from siliclastic influx coming from Woodbine depositional system of East Texas by the to the blocking effect of the San Marcos Arch (Ozkan et al., 2014). Thus, the Eagle Ford is a carbonate-rich mudrock in the South Texas area. Lithologic heterogeneity, which is the main concern of this study, arises from the intermixing of detrital and authigenic components and the mixing of extrabasinal and intrabasinal components in the grain assemblage. Compositional mudrock classification which has three end members, terrigenous and volcanic grains (extrabasinal grains), calcareous allochems (intrabasinal grains) and biosiliceous grains (intrabasinal grains) is applied to Eagle Ford and reveals three types of mudrocks, calcareous tarl, argillaceous marl and marl, that reflect the relative contributions of extrabasinal and intrabasinal components. Determination of authigenic processes and components precipitated as a result of these processes and their systematic change with the variety in detrital assemblage is another aspect of the study.

Compaction, cementation, grain dissolution, grain replacement, and recrystallization are the main diagenetic process identified in the Eagle Ford. Among them, compaction and cementation are the main drivers of the porosity loss. However it is important to note that compaction has superiority to the cementation according to the calculated compactional porosity loss even with the conservative assumptions of initial porosity values. Relative timing, which has notable effect on the description of rock properties, is interpreted with the consideration of crosscutting relationships, cement stratigraphy and shapes of the crystals mostly within the foraminifer tests. Prevalence of uncollapsed nature of foraminifers in the Eagle Ford is the evidence of early cementation. Compaction does not affect intraparticle porosity within the foraminifers, which is mostly reduced instead by cementation. The uncollapsed nature of radiolarians, which are identified dominantly as replaced, is the indicator of early replacement of calcite as well as early cementation in the Eagle Ford.

X-ray mapping technique is offered as an effective technique for the petrographic purposes suggested in this study. Although X-ray mapping discrimination of larger grains is sufficient to allow an estimate of the

classification and diagenesis prediction until some point, the resolution is still too low to allow full discrimination of clay-size materials and nanopores. However, it can be concluded that X-ray mapping technique is promising since it allows to discriminate grains from the authigenics with different color intensities, shapes and to predict the relative timing of diagenetic processes.

Some conclusions obtained from this study are unexpected. For instance, because the Eagle Ford is not notably siliceous in bulk composition the presence of around 15% authigenic quartz precipitation was not expected. Dominant form of quartz in these rocks is authigenic. Quartz precipitation in the Eagle Ford is, in fact, quite similar to the much more siliceous Barnett Shale (Milliken et al., 2012(b)). Although there is another possibility to have authigenic quartz, which is the clay diagenesis, any correlation with the authigenic quartz precipitation and change in clay abundances cannot be made. The mass balance between the precipitation of authigenic quartz and dissolution of unstable opaline skeletal grains and other reactive silicates is still unknown due to the challenges to predict initial volumes of detrital material and final volume of authigenic material exactly.

## REFERENCES

- Aplin, A. C., and Macquaker, J. H. S., 2011, Mudstone diversity: Origin and implications for source, seal, and reservoir properties in petroleum systems. *AAPG Bulletin*, 95(12), 2031-2059.
- Blatt, H., 1985, Provenance studies and mudrocks. *SEPM Journal of Sedimentary Research*, Vol. 55(1).
- Dewhurst, D. N., Aplin A.C., Sarda J.P., and Yang C.Y.L., 1998, Compaction-driven evolution of porosity and permeability in natural mudstones: An experimental study: *Journal of Geophysical Research Solid Earth*, v. 103, p. 651-661.
- Hower, J., Eslinger E.V., Hower M.E., and Perry E.A., 1976, Mechanism of burial metamorphism of argillaceous sediment: 1. Mineralogical and chemical evidence: *Geological Society of America Bulletin*, v. 87, p. 725-737.
- Land, L. S., Mack, L. E., Milliken, K. L., Lynch, and F. L., 1997, *GSA Bulletin: Burial diagenesis of argillaceous sediment, south Texas Gulf of Mexico sedimentary basin: A reexamination.*
- Milliken, K., 1992, Chemical Behavior of Detrital Feldspars in Mudrocks Versus Sandstones, Frio Formation (Oligocene), South Texas, 62(5), 790-801.
- Milliken, K. L., Day-stirrat, R. J., Papazis, P. K., Dohse, C., and Christi, C., 2012 (a), Carbonate Lithologies of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, Texas, p. 290-321.
- Milliken, K. L., Esch, W. L., Reed, R. M., and Zhang, T., 2012 (b), Grain assemblages and strong diagenetic overprinting in siliceous mudrocks, Barnett Shale (Mississippian), Fort Worth Basin, Texas. *AAPG Bulletin*, v. 96(8), p. 1553-1578.

Macquaker, J. H. S., and Gawthorpe, R. L., 1993, Mudstone Lithofacies in the Kimmeridge Clay Formation, Wessex Basin, Southern England: Implications for the Origin and Controls of the Distribution of Mudstones. *SEPM Journal of Sedimentary Research*, Vol. 63.

Macquaker, J.H.S., Gawthorpe, R.L., Taylor, K.G., and Oates, M.J., 1998, Heterogeneity, stacking patterns and sequence stratigraphic interpretation in distal mudstone successions: examples from the Kimmeridge Clay Formation, U.K., in Schieber, J., Zimmerle, W., and Sethi, P.S., eds., *Shales and Mudstones: Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung*, Stuttgart, p. 163–186.

Macquaker, J. H. S., & Howell, J. K., 1999, Small-scale (<5.0 m) vertical heterogeneity in mudstones: implications for high-resolution stratigraphy in siliciclastic mudstone successions. *Journal of the Geological Society*, v. 156(1), p. 105–112.

O'Brien, N. R., and R. M., Slatt, 1990, *Argillaceous rock atlas*: New York, Springer-Verlag, p. 141.

Ozkan, A., Macaulay C., Milliken K. L., Pommer M. E., Ergene S. M., Minisini D., Eldrett J., Bergman S., Kelly A., 2014, Evolution of Pore Systems in Eagle Ford Mudstones: Influence of Texture, Diagenesis, and Thermal Maturity (abs.): in American Association of Petroleum Geologists Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas.

Schieber, J., and Zimmerle, W., 1998, The history and promise of shale research. In: J. Schieber, W. Zimmerle, and P. Sethi (editors), *Shales and Mudstones (vol. 1): Basin Studies, Sedimentology and Paleontology*, Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart, p. 1-10.

Schieber, J., Krinsley, D., and Riciputi, L., 2000, Diagenetic origin of quartz silt in mudstones and implications for silica cycling. *Nature*, v. 406(6799), p. 981–5. doi:10.1038/35023143

Wilson, M. J., 1971, Clay Mineralogy of the Old Red Sandstone (Devonian) of Scotland. *SEPM Journal of Sedimentary Research*, Vol. 41(4).

Wilson, M. D., and Pittman, E. D., 1977, Tertiary Mesozoic Paleozoic Total scribed sequences of diagenetic alterations which affect sandstones of various compositions under differing geochemical conditions. Clay neof ormation (precipitation from solution as opposed to regeneration of preexist), 47(1), 3–31.

# Batı Teksas'da Delaware Dağlarında Bulunan Brushy Canyon Formasyonunun Taban Kısmından Alınan Örneklerin Petrografik ve Çözünmeyen Kalıntı Analiz Sonuçlarının Değerlendirilmesi



## Sevim Yavuz Bayram

TPAO, Sedimentoloji ve Rezervuar Jeolojisi Müdürlüğü, Ankara

---

### **ÖZ**

Bu çalışma Batı Teksas da bulunan Delaware dağlarındaki Brushy Canyon Formasyonunun üç farklı coğrafik alanından (kuzeyden güneye doğru) toplanan, fusulince zengin kumtaşlarından toplam on iki örneğin birbirleri ile ilişkilerini yorumlamak için yapılmıştır. Bu tez çalışmasında petrografik sonuçlar nokta sayım metodu ve erimeyen kalıntı analizleri yapılarak elde edilmiştir. Petrografik veriler ayrıca gözeneklilik, tane boyu ve fosil içeriklerini de içermektedir. Sonuçlar güneydeki örneklerin daha kuzeydeki örneklere göre farklı bir kaynak kayadan türediğini göstermiştir. Gelecekte yapılacak arazi çalışmalarında bu sedimanter yapılarda bulunan kumların farklı kaynak kayalardan olduğunu kanıtlamak amacıyla kumların taşınma yönleri detaylı olarak incelenmelidir.

# Diagenetic Examination and Isotopic Study of Exposure Surface in the Glen Rose Formation, Early Cretaceous, Central Texas



**Nargül Toktas<sup>1</sup>, Marina Suarez<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Turkish Petroleum Corporation

<sup>2</sup>University of Texas at San Antonio

## ABSTRACT

The aim of this study is to examine the diagenesis and describe paragenetic sequences of exposure surfaces in the Lower Cretaceous Glen Rose Formation with the goal of identifying early meteoric oxygen isotopic compositions. The study area includes numerous sites located in south to north central Texas. The study employed petrographic studies that included use of Alizarin Red-S stained thin sections, petrographic microscopy, and cathodoluminescence microscopy. Micritization, cementation, dolomitization, dissolution and neomorphism were seen as diagenetic features. This petrographic information guides the sampling of different carbonate phases for carbon and oxygen isotopic analyses. In general; micritization, dissolution and neomorphism, cementation are present in eogenesis. Oxygen isotope values range from -5.94‰ to 0.52‰ (vs. VPDB), whereas the carbon isotope values range from -2.21‰ to 3.78‰ (vs. VPDB). Oxygen isotope values primarily represent marine compositions as opposed to meteoric, though the lightest values could represent early meteoric diagenesis.

## INTRODUCTION

This research study is focused on the Glen Rose Formation. The goal of this study is to determine the paragenetic sequences of the exposure surfaces represented by the Glen Rose Formation trackway locations, in order to 1) establish the chronology of diagenetic processes; 2) identify the products of meteoric diagenesis; and 3) analyze the latter for their carbon and oxygen stable isotopic composition to complete the dataset of Ludvigson et al. (2004). Petrographic studies that included use of Alizarin Red-S stained thin sections, petrographic microscopy, and cathodoluminescence microscopy. Samples were classified based on visual estimation of allochem types and abundances. This petrographic information helps the sampling of carbonate phases for carbon and oxygen isotopic analyses. These locations include Somervell, Wise, Comanche, and Comal counties in Central Texas. In addition to the provided sample set, samples were taken along the Blanco River, just west of the city of Blanco, Texas in Comal County.

## METHODS

All thin sections were stained with Alizarin Red-S and examined using polarized light microscopy and cathodoluminescence. The Blanco trackway samples

were also analyzed for carbon and oxygen isotopes.

## CONCLUSION

During this study, petrographic and isotopic techniques were applied and focused on carbonate diagenesis. Diagenetic features include micritization, cementation, dolomitization, dissolution and neomorphism, compaction, and fracture. This information helps us better understand paragenetic sequences from different areas in Central Texas. Petrographic features from the Blanco River tracksite such as pendant cements suggest early meteoric diagenesis. However, using paleolatitude-derived temperature proxies and oxygen isotopic values of carbonates, it was determined that the isotopic composition of water precipitating calcite was close to marine values and may represent dilution of marine water rather than fully meteoric water.

## ACKNOWLEDGEMENTS

I am pleased and want to especially thank Dr. Marina Suarez for her guidance, precious contribution, and continuous and tireless support throughout the study. For their valuable contributions, feedbacks, and suggestions, I would also like to thank Dr. Stuart Birnbaum and Dr. Alexis Godet.



# Batman çevresi Geç Mestrihtiyen- Paleosen dönemi stratigrafisi



**İsmail Bahtiyar, Muzaffer Siyako, Mahir Kaya**

Türkiye Petrolleri A.O. Arama Daire Başkanlığı, Ankara/Türkiye

## ÖZ

Güneydoğu Anadolu' nun bazı bölgelerinde, aynı yaş ve litolojilere sahip birimler farklı yer bilimciler tarafından farklı formasyon isimleri ile adlandırılmıştır. Bu da bir adlama karmaşasına neden olmaktadır. Bu çalışmanın amacı Batman çevresinde görülen Geç Mestrihtiyen- Paleosen istifi için daha önce yapılan adlamayı gözden geçirmek ve yeni bir öneri getirmektir. Güneydoğu Anadolu Arap Plakası'nın kuzey ucunda yer almaktadır. Bölgenin tektonik evrimini ve çökel istifini Arap Plakası ile Anadolu Kıtası'nın birbirine göre göreceli hareketleri kontrol etmektedir. Geç Kretase sonrasında, Güneydoğu Anadolu bölgesinin diğer alanları nispeten duraylı bir süreç geçirirken, Batman çevresinde tektonik hareketlerin devam ettiğini, bu dönem ve sonrasında çökelen istifin stratigrafisinden anlamak mümkün olabilmektedir. Adıyaman bölgesinde Kretase nap önu havzası dar bir koridorda yüksek eğimli bir şeve sahip iken, Batman kuzeyinde geniş ve daha yayvan geometridedir. Bu havzanın kuzeye bakan kesimi Geç Kretase sonrasında da yüksekliğini korumuş ve tüm Paleosen dönemi boyunca kara halinde kalmıştır. Bunun sonucu olarak, Mestrihtiyen'den başlayarak Paleosen sonuna kadar kuzey bölgelerde akarsu-göl istifleri çökelmiştir. Koaster (1963), Hazro Antiklinali'nde bu birimi Antak Formasyonu olarak adlandırmıştır (Foto-1). Güney alanlarda ise, Mestrihtiyen'den itibaren gelişen transgresyonla denizel Kıradağ (Kellogg, 1961), Garzan (Kellogg, 1960) Sinan ve Germav (Maxson, 1937) formasyonları çökelmiştir. Paleosen sonlarına doğru başlayan regresyon sonucunda ise, Kurtalan-Gercüş antiklinalleri civarında Antak Formasyonu benzeri akarsu-göl çökelleri gelişmiştir. Paleosen sisteminin en üst kesimlerine tekabül eden bu istif, Gercüş Antiklinali civarında Maxson (1937) tarafından Gercüş Formasyonu olarak adlandırılmıştır (Foto-2). Bu birimin tabanında gözlenen sınırlı denizel karbonatlar ise, Becirman (Maxson, 1937; Güven vd., 1991) veya Üst Sinan (Blakslee vd, 1960) formasyonları olarak adlandırılmaktadır. Aynı seviyelere tekabül eden ve kuyularda kesilen karbonat istifi için Üst Sinan Formasyonu adı kullanılmaktadır ve Silivanka Sinan ve Yanarsu sahalarında bu birimden petrol üretimi yapılmaktadır. Ayrıca kuyularda, Alt Germav Formasyonu içerisinde ve yer yer Garzan Formasyonu üzerinde görülen Mestrihtiyen yaşlı karbonatlar ise, Alt Sinan Formasyonu (Blakslee vd, 1960; Mobil, 1960) olarak tanımlanmaktadır. Kentalan Antiklinali'nde (Foto-3) Germav Formasyonu üzerine gelen ve 0-20 m kalınlık sunan karbonatlar da benzer konumdadır ve bu seviyede saptanan *Lockhartia diversa*, *Smoutina sp.*, *Coskinolina sp* fosil topluluğu ile Paleosen yaşındadır (Siyako vd.,2013). Gerek kuzey ve gerekse güney sahalarında Paleosen karasalları üzerine Erken Eosen

transgresyonu sonucunda taban klavtiklerinden sonra Hoya Formasyonu'nun (Maxson, 1936) karbonatları çökelmiştir (Foto 1-4). Güneydoğu Anadolu genelinde, ölçülmüş stratigrafik kesitlerde 5-20 metre kalınlığında görülen taban klavtikleri de bir çok çalışmacı (Tuna, 1973; Sungurlu, 1974; Perinçek, 1979; Açıkbaş vd, 1980; Duran vd, 1989; Perinçek vd, 1991) tarafından yine Gercüş Formasyonu olarak anılmaktadır. Güneydoğu platform alanlarında, Germav Formasyonu üzerine Hoya Formasyonu'nun karbonatlarının geldiği alanlarda bu klavtikler net olarak gözlenmektedir. Bu bilgilerin ışığında, adlama karmaşasını ortadan kaldırmak amacıyla Şekil-1'de görüldüğü gibi, Alt Germav Formasyonu ve yer yer Garzan Formasyonu üzerinde görülen karbonatları Sinan Formasyonu, Üst Germav Formasyonu üzerinde karasalların altında görülen karbonatları Becirman Formasyonu; Hazro, Dodan, Kentalan, Gercüş, Softek, Hermis, Kavıkadağ ve İspandika antiklinallerinde görülen karasalları (akarsu-göl çökellerini) Antak Formasyonu, Alt Eosen taban klavtiklerini ise, Gercüş Formasyonu olarak tanımlamanın uygun olacağı düşünülmektedir.

## ABSTRACT

In some areas of Southeast Turkey, the sedimentary units with the same age and similar lithologies were named differently by various geologists. This causes a confusion on formation nomenclature in these areas. The purpose of this study is to revise the previous nomenclature and to suggest a new one for the Late Maastrichtian-Paleocene successions in Batman area. Southeast Turkey is located on the northern part of the Arabian Plate. The regional tectonics and the deposition of sediments have been controlled by the relative movements of the Arabian and Anatolian plates. Based on the stratigraphy of the sediments deposited after the Late Cretaceous, it is possible to state that Batman area was tectonically active while the other parts of the Southeast Anatolia were relatively stable. The Cretaceous foreland basin in Adıyaman vicinity has a steeply-dipping slope in a narrow corridor whereas the foreland basin in Batman is broader and wider. The northern part of the Batman foreland basin preserved its high and it stayed as terrestrial during the Paleocene. As a result, fluvial and lacustrine sediments deposited on the northern areas from Maastrichtian to Paleocene. Koaster (1973) named this unit as Antak Formation on the Hazro Anticline (Foto-1). Marine Kıradağ (Kellogg, 1961), Garzan (Kellogg, 1960), Sinan and Germav (Maxson, 1937) formations were deposited in consequence of the transgression starting Maastrichtian on the southern areas. As a result of the regression during the Late Paleocene, in the vicinity of

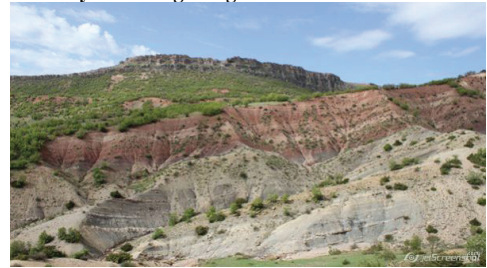
the Kurtalan and Gercüş anticlines fluvial and lacustrine units were deposited, which are very similar to Antak Formation. Maxson (1937) named this succession, which corresponds to the uppermost of the Paleocene system, as Gercüş Formation in Gercüş anticline area (Foto-2). The confined marine carbonates, which are observed in the base of this formation, was named as Becirman (Maxson, 1937; Güven et al., 1991) or Upper Sinan Formation (Blakslee et al., 1960). The carbonate succession corresponding to the same level and cut at the boreholes was named Upper Sinan Formation. In the Silivanka Sinan and Yanarsu oilfields the petroleum has been produced from this unit. Besides, in the wells the Maastrichtian -aged carbonates within the Alt Germav Formation and above the Garzan Formation locally were defined as Alt Sinan Formation (Blakslee et al., Mobil, 1960). The carbonates overlying Germav Formation on the Kentalan Anticline (Foto-3) with a thickness of 0-20 m are in similar position. Based on the fossil group, namely Lockhartia diversa, Smoutina sp., Coskinolina sp, this unit is Paleocene age (Siyako et al., 2013). Both in north and south areas the carbonates of Hoya Formation are deposited after the basal clastics which are deposited over the Paleocene terrestrials by the Early Eocene transgression (Maxson, 1936) (Foto 1-4). These clastics, ranging 5-20 m in thickness from the measured sections throughout SE Anatolia, was named as Gercüş Formation by numerous geologists (Tuna, 1973; Sungurlu, 1974; Perinçek, 1979; Açıkbaş et al., 1980; Duran et al., 1989; Perinçek et al., 1991). On the SE platform areas, these clastics are clearly observed at the places where Germav Formation is overlain by Hoya Formation carbonates. In the light of the information above, with the purpose of clarifying the confusion on formation nomenclature, it is considered to be more proper that the carbonates overlying the Alt Germav Formation and locally Garzan Formation is named Sinan Formation; The carbonates underlying the terrestrials over the Germav Formation is named Becirman Formation; the terrestrial succession (fluvial-lacustrine deposits) which observed in Hazro, Dodan, Kentalan, Gercüş, Softek, Hermis, Kavikadağ and İspankida anticlines is named Antak Formation; and Lower Eocene basal clastics are named Gercüş Formation as seen schematically on Figure 1.

#### KAYNAKLAR

Açıkbaş, D., Akgül, A. ve Erdoğan, L. T., 1980. Güneydoğu Anadolu'nun hidrokarbon olanakları ve Beykan-Şirvan-Pervari yöresinin jeolojisi: TPAO Arama Grubu Rapor No. 1543, 387 s. Blakslee, G., Sturz, C. ve Hansen, M., 1960. Regional geologic compilation report of Southeast Turkey and adjacent areas (Tidewater Oil Company Report): PİGM Teknik Arşivi, 116 s. Duran, O., Şemşir, D., Sezgin, İ. ve Perinçek, D., 1989. Güneydoğu Anadolu'da Midyat ve Silvan gruplarının stratigrafisi, sedimantolojisi ve petrol potansiyeli: TPJD Bülteni, 1/2, 99-126. Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M.E. ve Çoruh, T., 1991. Güneydoğu Anadolu Kampaniyen-Paleosen otokton istifinin stratigrafisi: TPAO Arama Grubu Rapor No: 2828. 133 s. Kellog, H. E., 1960. Stratigraphic report, Bitlis Siirt area, Petroleum District V, southeast Turkey: PİGM Teknik Arşivi, Rapor No. 2, 25 s. Kellog, H. E., 1961. Regional stratigraphy and petroleum

possibilities of Southeast Turkey: AMOSEAS (American Overseas Petroleum) report, TPAO Arama Grubu Rapor No. 767, 29s. Koaster, E.A., 1963. Petroleum geology of District V, Turkey with special reference to license n0. 649 of Aladdin Middle East Ltd (AME Report): PİGM Teknik Arşivi, Kutu No. 125, Rapor no.4, 22 s. Maxon, J.H., 1936. Geology and petroleum possibilities of the Hermis dome: MTA Derleme No: 255, 25 s. Maxon, J.H., 1937. Reconnaissance geology, oil possibilities and mineral resources of Southeastern Turkey: MTA Derleme No: 680, 80 s. Mobil, 1960. Composite log of the Sinan-1 well: TPAO Arama Grubu Arşiv No. 484. Perinçek, D., Duran, O., Bozdoğan, N ve Çoruh, T., 1991. Stratigraphy and paleogeographical evolution of the autochthonous sedimentary rocks in the SE Turkey: Ozan Sungurlu Symposium Proceedings, Ozan Sungurlu Vakfı, Ankara, s.274-305. Siyako, M., Bahtiyar, İ., Özdoğan, T., Açıkbaş, İ. Ve Kaya, Ö.Ç., 2013. Batman çevresinde mostra veren birimlerin stratigrafisi. TPAO Arama Grubu Rapor No 5463, 152 s. Sungurlu, O., 1974. VI. Bölge kuzey sahalarının jeolojisi: Türkiye 2. Petrol Kongresi Tebliği, 85-107. Tuna, D., 1973. VI. Bölge litostratigrafi birimleri adlamasının açıklayıcı raporu: TPAO Arama Grubu Rapor no. 813, 131 s.

#### Şekil 1: Hazro Antiklinali'nde Hoya Formasyonu'nun karbonatları altındaki Antak Formasyonu'nun genel görünümü.



Outcrop of Antak Formation overlying by Hoya Formation carbonates on Hazro Anticline.

#### Şekil 2: Gercüş Antiklinali kuzey flankında Germav Formasyonu üzerine gelen Antak Formasyonu'nun akarsu çökelleri ve arasındaki karbonatlı ve evaporitli seviyeler. En üstte Hoya karbonatları görülmektedir.



Fluvial deposits and carbonate and evaporate layers of Antak Formation over Germav Formation on the Northern flank of Gercüş Anticline. Hoya carbonates seen at the very top.

**Şekil 3: Kentalan Antiklinalinde Germav Formasyonu ile Antak Formasyonu' nun akarsu çökeltileri arasında yer alan Becirman Formasyonunun merceksi kireçtaşları (B) ve en üstte Hoya karbonatları görülmektedir.**



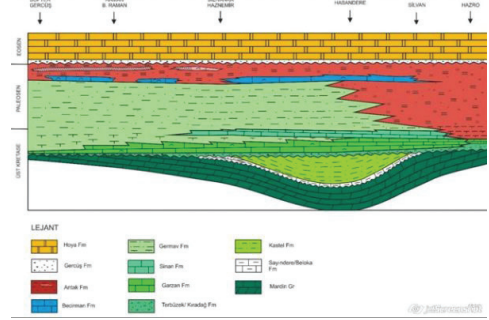
*Outcrop for lenticular-bedded carbonate of Becirman Formation (B) between fluvial deposits of Antak Formation and Germav Formation on Kentalan Anticline. Hoya carbonates seen at the very top.*

**Şekil 4: Hazro Antiklinali'nde altta görülen Paleosen akarsu çökeltileri (Antak Formasyonu) üzerine transgresif gelen Eosen birimlerinin taban klastikleri ve en üstte Hoya karbonatları.**



*Outcrop of Paleocene fluvial deposits (Antak Formation) at the bottom; overlain by the transgressive Eocene basal clastics; and Hoya Carbonates at the top.*

**Şekil 5: Gercüş, Batman, Hazro hattı boyunca Geç Mestrihtiyen- Erken Eosen dönemli istif stratigrafisi.**



*Late Maastrichtian-Early Eocene sediment stratigraphy of Gercüş, Batman and Hazro vicinities*

# Planktonic foraminiferal biostratigraphy of the Paleocene-Eocene sequences in the Western and Central Black Sea Region, Turkey



Alev Güray<sup>1</sup>, Sevinç Özkan Altın<sup>2</sup>

<sup>1</sup>TP, Ankara

<sup>2</sup>ODTÜ Jeoloji Mühendisliği, Ankara

## ABSTRACT

The Paleogene is most remarkable time in which life has rapidly been recovered in the wake of the Cretaceous-Paleogene extinction event. Besides many micro- and macrofossil groups, one of the most important recoveries was among the planktonic foraminifera. The Paleocene-Eocene sequences are widely distributed around onshore and offshore Black Sea. When the previous studies in the Turkish coasts of the Black Sea are considered, the deficiency of a detailed biostratigraphical framework attracts the attention. Therefore, this study primarily concerns the analysis of planktonic foraminiferal assemblages from the Paleocene-Eocene sequences from the Western and Central Black Sea region, Turkey. The aim of this study is to determine the discrepancies in the stratigraphical ranges of the planktonic foraminifera, to revise and recalibrate marker planktonic foraminiferal bioevents and to establish a high resolution biostratigraphy for the Black Sea region. In this context, 9 stratigraphical sections were studied from two regions: Akçakoca, Düzce (Western Black Sea region) and Sinop (Central Black Sea region). The studied sequence starts with the Akveren Formation, which represents a deep marine environment, characterized by clayey limestones, marls, carbonate muds and calciturbidites. The Akveren Formation gradually passes into the Atbaşı Formation. The Atbaşı Formation is represented by the reddish to sporadic greenish gray colored, fine-medium bedded, tuff containing mudstone, marl and clayey limestone alternations. It is conformably overlain by the siliciclastic turbidites of the Kusuri Formation. Taxonomical studies have been carried out on 327 samples collected from the studied sections for the high resolution biostratigraphy. Four families, 18 genera, 87 species of the planktonic foraminifera have been identified. The absence of the standard zone marker species; such as Globanomalina pseudomenardii, Acarinina sibaiyaensis, Hantkenina Mexicana, Hantkenina nuttalli, Orbulinoides beckmanni, Globigerinatheka kugleri and Globigerinatheka index, and the discrepancies in the stratigraphical ranges of some forms prevented the identification of the standard zonations in this study. Therefore, a new biozonation is established in this study for the Black Sea region. This zonation is partially different from the ones in Mediterranean and Crimean-Caucasus regions. A total of 13 biozones and 4 subzones have been established throughout the studied sequences. In ascending order: (1) Parvularugoglobigerina eugubina-Praemurica uncinata Interval Zone (with Subbotina

triloculinoides-Praemurica inconstans Interval Subzone and Praemurica inconstans-Praemurica uncinata Interval Subzone), (2) Praemurica uncinata-Morozovella angulata Interval Zone, (3) Morozovella angulata-Acarinina nitida Interval Zone, (4) Acarinina nitida-Globanomalina pseudomenardii Concurrent Range Zone, (5) Morozovella velascoensis Partial-range Zone, (6) Morozovella subbotinae Partial-range Zone (with Morozovella edgari Partial-range Subzone and Morozovella formosa/Morozovella lensiformis-Morozovella aragonensis Interval Subzone), (7) Morozovella aragonensis-Morozovella formosa Concurrent-range Zone, (8) Acarinina pentacamerata Partial-range Zone, (9) Acarinina cuneicamerata-Hantkenina spp. Interval Zone, (10) Hantkenina spp.-Acarinina boudreauxi Concurrent-range Zone, (11) Globigerina eoceanica Partial-range Zone, (12) Globigerina turkmenica-Globigerina azerbaijanica Concurrent-range Zone and (13) Globigerina azerbaijanica-Acarinina medizai Interval Zone.

# Olurdere Formasyonu Geç Jura–Erken Kretase Nannofosil Biyostratigrafisi (Olur-Tortum İstifi, Doğu Pontidler)



Aysegül Aydın, Özmen Evcimen, Yılmaz Erdem, Levent Duygu,

Vahdet Tunçdemir

Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü, Ankara

## ÖZ

Doğu Pontidler’de yer alan çalışma sahasında KD-GB doğrultulu yapısal hatlarla sınırlanan ve farklı litostratigrafik özellikler sunan Maçka İstifi, Yusufeli-İspir İstifi, Duruköy-Devedağı İstifi, Olur-Tortum İstifi ve Kaçkar Batoliti bulunmaktadır. Bu çalışma, Olur-Tortum İstifi içerisindeki Olurdere Formasyonunda gerçekleştirilmiştir.

Olur-Tortum İstifinin tabanında yer alan Kışla Metamorfittleri, düşük dereceli metamorfittlerden oluşmakta, çok dar alanlarda küçük mercekler şeklinde yüzeylenmektedir. Bunların yaşları Jura öncesi olarak bilinmektedir (Konak, 2001). İstifin üzerine gelen Oltuçayı Volkanikleri, tabanda yastık yapılı bazaltların egemen olduğu, üste doğru bazalt, andezit lav ve piroklastikleri içeren bir litolojiye sahiptir. Yaşı stratigrafik konumuna göre Liyas-Dogger olarak belirlenmiştir (Konak, 2001). Oltuçayı Volkaniklerinin üzerinde tedrici geçişli olarak bulunan ve yaşı Dogger olarak saptanan (Konak 2001) Ramli Formasyonu, çok dar bir alanda yüzeylenmekte ve kamalanarak kapanmaktadır. Oltuçayı Volkanikleri ve Ramli Formasyonunu uyumsuzlukla üzerleyen Olurdere Formasyonu, yer yer çakıltaşı ve volkanik ara seviyeler içeren kumtaşı, silttaşı ve marllardan oluşmaktadır (Konak, 2001). Erken-Orta Jura yaşlı volkaniklerin üzerinde uyumsuz olarak bulunan Olurdere Formasyonu üzerine tedrici geçişli olarak Soğukçam Formasyonu gelmektedir. Çalışma alanında çok küçük bir mostra vermekte olan ve tabanda kumlu kireçtaşı, kiltası, killi kireçtaşı ardalanması ile başlayarak üste doğru mikritik karbonatların hakim olduğu Soğukçam Formasyonunun yaşı Berriyasiyen-Apsiyen olarak belirlenmiştir. Olur-Tortum İstifi’nde Ramli ve Olurdere Formasyonlarını sil ve dayklar halinde kesen asidik karakterli volkanikler, Tavdağı Dasiti olarak adlandırılmış (Konak, 2001) ve U-Th-Pb analizi ile yaşı 8,2 My (Orta Miyosen) olarak belirlemiştir (Eyüboğlu, 2012). Ayrıca, bölgede yer alan subvolkanik kayalar, birbirinden bağımsız kütleler halinde gözlemlenen Oltuçayı Volkanikleri ve Olurdere Formasyonunu kesmektedir. Bu birimlerin üzerine gelen, andezit, bazaltik lav ve piroklastiklerden oluşan volkanikler Gavurdağı Volkanikleri olarak adlandırılmış (Akdeniz 1994) ve yaşı 5,87 My (Geç Miyosen-Pliosen) olarak belirlenmiştir (Keskin,1998).

Bu çalışmada, Olur-Tortum İstifi, Olurdere Formasyonundaki kumtaşı, silttaşı ve marn düzeylerinden biyostratigrafik inceleme amaçlı örnekler derlenmiş olup, yapılan paleontolojik incelemeler sonucunda belirlenen Cyclagelosphaera

deflandrei (Manivit), Cyclagelosphaera margerelii Noel, Watznaueria manivitiæ Bukry, Watznaueria fossacincta (Black), Watznaueria barnesae (Black, Black ve Barnes), Lotharingius barozii Noel, Lotharingius contractus Bown ve Cooper, Lotharingius sigillatus (Stradner), Schizophærella punctulata Deflandre ve Dangeard, Watznaueria britannica (Stradner), Trisculum sp., Faviconus multicolumnatus Bralower, Orthogonoides hamiltoniae Wiegand, Diazomatolithus lehmanni Noel, Nannoconus sp. nannofosil topluluğuna göre bölgede Geç Jura- Erken Kretase yaşının varlığı ilk kez ortaya koyulmuştur.

## ABSTRACT

Nannofossil Biostratigraphy of the Late Jurassic–Early Cretaceous Olurdere Formation (Olur-Tortum Succession, Eastern Pontides)

In the Eastern Pontides, Maçka, Yusufeli-İspir, Duruköy-Devedağı, Olur-Tortum Successions and Kaçkar Batolite are found within the northeastern-southwestern directions and display different lithostratigraphic characteristics in the study area. This study has been carried out in the Olurdere Formation of the Olur-Tortum Succession.

Kışla Metamorfits which are found at the base of the Olur-Tortum Succession, consist of low graded metamorfits and crop out like small lenses in narrow areas. The age of these meta-morfits were known as pre-Jurassic (Konak, 2001). Oltuçayı Volcanics which overlies the succession, consist of pillow-structured basalts at the base and basalts, andesitic lav and pyroclastics at the top. The age was determined as Liassic-Dogger according to its stratigraphic location (Konak, 2001). Ramli formation which is found conformably over the Oltuçayı Volcanics and which its age is determined as Dogger (Konak, 2001) crop out in a very narrow area and gets closed with wedging. Olurdere Formation, overlapping the Oltuçayı Volcanics and Ramli Formation with a disconformity, consists of sandstone, siltstone and marls intercalated with pebbles and volcanics (Konak, 2001). Olurdere Formation which is found over the Early-Middle Jurassic aged volcanics, conformably overlies the Soğukçam Formation. Soğukçam Formation, which its age was determined as Berriasian-Aptian and crop out in a small zone in the study area, starts with sandy limestone, claystone, clay-limestone intercalation at the base and continues dominantly with micritic carbonates. Acidic volcanics which were named as Tavdağı Dasits, interrupt Ramli

and Olurdere Formations as sil and daykes in the Olur-Tortum Successions (Konak, 2001) and its age was determined as 8,2 My (Middle Miocene) with U-Th-Pb analyses (Eyüboğlu, 2012). Furthermore, subvolcanic rocks which are found in the area, interrupt Oltuçayı Volcanics and Olurdere Formations which seem as independent masses. Gavurdağı Volcanics which comes over these units consist of andesites, basaltic lav ve pyroclastics and its age was determined as 5,87 My (Late Miocene-Pliocene) (Keskin, 1998).

In this study, samples were derived from sandstone, siltstone and marl levels of the Olur-Tortum Succession with an aim of biostratigraphic evaluation. According to the nannofossil associations *Cyclagelosphaera deflandrei* (Manivit), *Cyclagelosphaera margerelii* Noel, *Watznaueria manivittiae* Bukry, *Watznaueria fossacincta* (Black), *Watznaueria barnesae* (Black, Black ve Barnes), *Lotharingius barozii* Noel, *Lotharingius contractus* Bown ve Cooper, *Lotharingius sigillatus* (Stradner), *Schizopharella punctulata* Deflandre ve Dangeard, *Watznaueria britannica* (Stradner), *Trisculum* sp., *Faviconus multicolumnatus* Bralower, *Orthogonoides hamiltoniae* Wiegand, *Diazomatolithus lehmanii* Noel, *Nannoconus* sp., Late Jurassic-Early Cretaceous age was firstly determined in this study based on the paleonto-logical investigations

# A Multiproxy Record of Late Miocene-Early Pliocene Climate and Environment from Continental Deposits of the Central Anatolia, Turkey



**Nurdan Yavuz, Gönül Culha, Sükrü Sinan Demirer**

General Directorate of Mineral Research and Exploration, Ankara, Turkey

## ABSTRACT

Late Miocene and Pliocene are important times for climatic studies. The Çankırı Basin is one of the largest Tertiary basins in Central Anatolia with thick terrestrial Neogene sediments suitable for paleoclimatic studies also has possible economical hydrocarbon and industrial evaporitic mineral reserves. The Çankırı Basin lies within the İzmir-Ankara-Erzincan suture zone which demarcates the former position of the northern branch of the Neo-Tethyan Ocean. After termination of marine conditions in the Middle Eocene, the evolution of the Çankırı Basin continued under continental settings and resulted in deposition of clastics characterized by conglomerates, sandstones, siltstone/claystones and widespread evaporites. This investigation focuses on the Süleymanlı section, an Upper Miocene-Lower Pliocene section composed of evaporite-clastic alternations at lower (Bayındır Formation), dominantly organic rich clays at middle (Kızılırmak Formation) and predominantly evaporites at upper parts (Bozkır Formation).

marine evaporites which is also supported by intense replacement of ostracods by gypsum.

Palynological analysis revealed that the Upper Miocene part of the section is dominated by conifers. The flora of this interval consists of *Pinus* and *Cathaya* with lower percentages of *Cedrus*, *Quercus*, *Carya*, *Juglans* and sparse *Engelhardia* and *Sapotaceae*. Herbs and shrubs are represented by minor amounts of *Poaceae* and *Asteraceae* together with higher percentages of *Chenopodiaceae*/*Amaranthaceae*. The Süleymanlı flora shows a sudden enrichment, with onset of Pliocene, by proliferation of altitudinal conifers (*Cedrus*, *Tsuga*, *Cathaya*, *Abies*) and presence of various deciduous trees (*Quercus*, *Carya*, *Juglans*, *Ulmus*, *Carpinus*, *Acer*, etc) and herbs. This palynoflora reflects presence of a mixed coniferous forest dominated by pine species with a widespread herbaceous understory (*Poaceae*) which is sparsely interspersed with open areas (occupied by *Asteraceae*) during Lower Pliocene. This flora also reflects a subtropical to warm-temperate humid climate.

A total of 51 samples were examined for ostracod analysis and 15 ostracod taxa were determined. The identified assemblage indicates presence of both freshwater (*Candona*, *Ilyocypris*, and *Heterocypris*) and brackish taxa (*Cyprideis*) and also small salinity oscillations through the section.

The  $\delta^{18}\text{O}_{\text{sulfate}}$  and  $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$  isotopic ratios of nonmarine gypsum samples collected from lower parts of the section (within Bayındır Formation) are indistinguishable from the marine evaporites. This suggests recycling of older







**Sismik Veri Toplama ve Veri işlem**

**Seismic Data Acquisition and Data Processing**

---



# Land seismic data acquisition in Turkey, problems and suggested solutions



**Yılmaz Sakalhoğlu**

TransAtlantic Petroleum Ltd. Istanbul, Turkey

## SUMMARY

Seismic exploration in Turkey began in the early 40's with the establishment of the Mineral Research and Exploration Institute (MTA). Although CGG conducted a small scale seismic survey in Adana in 1936, the first seismic reflection survey carried out by MTA-United Geophysical Co. was in 1947 in Imamoglu village of Adana. Since the establishment of Turkish Petroleum Corporation (TPAO) in 1954, seismic exploration activities spread out almost all over the sedimentary basins of Turkey. Along with TPAO, several foreign oil companies have also carried out seismic surveys in Turkey. Seismic exploration activities are mostly concentrated in SE Anatolia and Thrace Basin. By the end of year 2000, approximately 100,000-km 2D land seismic data acquired in Turkey. The first 3D seismic survey carried out by TPAO in Kahta-Cukurtas Area in 1985. 2300-sqkm 3D survey carried out in year 1985-2000. After year 2000, land 2D and 3D seismic data acquisition activities increased in Turkey where major hydrocarbon potentials were proved. By the end of year 2014, the cumulative seismic survey sizes reached to 180,000-km 2D and 15,000-sqkm 3D. 2D seismic data grid and 3D seismic surveys (red colored areas) distribution is shown in Figure 1.

## SEISMIC EXPLORATION IN THE SOUTH EAST TURKEY

163,000-sqkm SE Anatolian Basin has a history of seismic exploration from the late 40's until present. Up to date, 125,000-km 2D and 9,750-sqkm 3D seismic data were acquired in the SE Anatolian Basin. Due to the complicated tectonics and hard surface condition (limestone – basalt) of the region, data quality is poor and acquisition is difficult. Generally old 2D seismic data shows poor signal-to-noise ratio at the target horizons due to restrictions of the seismic instrumentation, lack of data acquisition techniques and poor survey design. Analog seismic recording systems had been used in 1950-1960. Digital recording systems replaced the analog systems in the early 1970's. Increasing the number of recording channels in the early days of 1980's made it possible to record high trace density, high fold and 3D data. In 1940 – 1990 dynamite is one of the most common energy sources used in Turkey. By the start of using vibroseis after 1990, seismic data recording production is increased, data quality is improved and costs are decreased. The Eocene age Hoya Limestone and Quaternary Karacadağ Basalts cover almost two-third of the SE Turkey Basin which adversely affecting seismic data quality. The autochthonous Cretaceous Mardin Formation containing source and reservoir rocks have

been one of the focuses in oil and gas exploration/exploitation for 75 years in the region. Abrupt changes in the topography and the thickness of the overlaying limestone-basalts create dramatic static and dynamic problems on acquired seismic data. Based on our analysis of legacy seismic data, we have found that the most detrimental cause for the poor data quality is from ray path distortion due to complex subsurface structure, lack of energy penetration and scattered source energy in the near surface. It is well-known that the autochthonous Cretaceous-Jura formations (reservoirs) underlie the over thrust belt further to the North, and Hoya Limestone to the South. The most serious problems for seismic data acquisition in the limestone outcrops - basalt covered areas of the SE Turkey are:

- The large extend of barely accessible areas in which acquisition could only be carried out by bulldozing and using dynamite source which results in high cost and poor quality.
- High velocity, wide frequency bandwidth of the source generated surface waves and scattered energy.
- Poor source group surface sampling, poor source and receiver coupling due to rough terrain.
- Poor transmission of the seismic energy and ray path distortions due to vertical non-homogeneity of the near surface.
- Sever statics problem due to lateral velocity-depth variations of the near surface.

In order to improve the data imaging quality underneath the limestone/basalt covered areas, several data acquisition techniques have been carried out in the SE Anatolian Basin. One of these studies was recently carried out by TransAtlantic Petroleum (TAT) in the Idil area which completely covered by Hoya Limestone and Karacadağ Basalts. By using advantages of the modern seismic equipment and techniques, we have designed several unconventional data recording techniques to do some experimental study to improve subsurface imaging underneath the limestone covered area. We thought that unconventional recording techniques improve data quality and it could be an alternative data acquisition approach to image the beneath of the limestone covered areas. The result of this experimental study is shown in Figure 2. As seen from the comparison of conventional data to unconventional data recording, data quality tremendously improved with unconventional modern recording techniques (Figure 2-b). Owing to the complex geology (overthrust), rough topography and outcropping high velocity layers degraded seismic data quality. Variations of complex fault systems and complex features of geology in 3D structures give rise misinterpretation of 2D seismic data.

Overthrust areas are mainly covered with outcropping Kocali – Karadut mélange complex geology and Firat – Hoya Limestone. Surface of the foresland and platform areas are covered with Karacadağ Basalts and Midyat Limestone which are reversely affecting data quality. Generally seismic data quality is good where the surface geology shows Selmo Formation (clastics). Besides data acquisition activities, oil companies have been reprocessing legacy 2D and 3D seismic data. TA recently purchased more than 5000-km old 2D seismic data from the SE Turkey Basin and reprocessed them by using modern seismic techniques. One of these techniques was recently conducted by TA in the Diyarbakır-Batman area where very dense grids of old 2D dynamite and vibroseis data exist. The purchased 2D data had processed by TPAO, SHELL, UNICOL and ARAR in the past. Analysis of old stack sections resulted in severe statics problem, poor data imaging and unrealistic prospect generations., TA decided reprocessing of all old 2D lines to improve data quality and generate more reliable prospects. The objective is to image the complex faulted target structures and delineate stratigraphic traps in the foreland areas of SE Anatolian Basin.

#### SEISMIC EXPLORATION IN THE THRACE BASIN

The Thrace Basin is located on the European section of Turkey which consists of 25,000-sqkm. Seismic data acquisition started late 60's and up to date, 35,000-km 2D and 5,250-sqkm 3D seismic data acquired in the Thrace Basin. Generally data acquisition is easy and quality is good but due to dense agriculture activities and %90 farm lands permit problem exist and crop damages cost is high. Thrace Basin is the most important gas prone basin in Turkey; the total daily gas production is around 60MM SCFD by TPAO and TransAtlantic Petroleum. The basin is made of Eocene through Oligocene-Miocene rocks. In the south, one can see the basement of rocks of Late Cretaceous and in the North the basin bordered by the Kırklareli metamorphic and granites Cretaceous or older age. The sedimentary rocks in center of the basin may reach 9,000 m of thickness; a few wells drilled more than 3,500 meters and the deepest well is Corlu-3A reached 5,043-m depth. There are about 350 wells drilled and 13 gas (one offshore in Marmara Sea) and 3 oil fields have been discovered.

#### CONCLUSIONS

Turkey has a long history of seismic exploration since early 40's. Seismic surveys have been carried over seven main sedimentary basins, but mainly in SE Anatolia and Thrace Basin. Generally old seismic data quality is poor due to complex geology and lack of seismic recording techniques but the recently implemented modern seismic techniques improve data quality tremendously. In this presentation, first of all, an overview of seismic surveys will be presented from sedimentary basins of Turkey. Then, data acquisition and processing problems will be discussed. As a final word, how data quality can

be improved by the implementation of modern seismic acquisition and processing techniques will be shown.

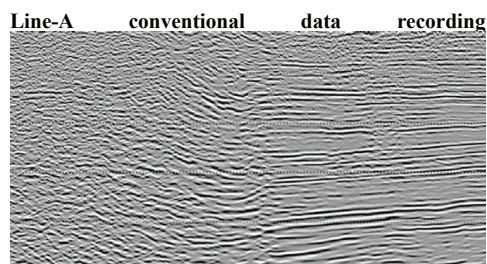


Figure-2 a) Conventional 2D vibroseis data PSTM section

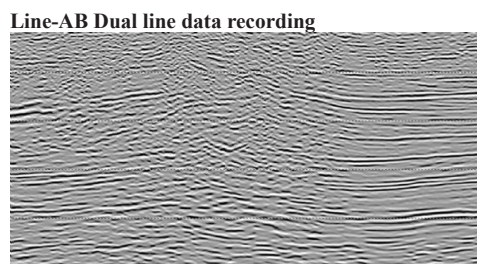


Figure 2b) Dual line (Unconventional) 2D data recording PSTM section.

#### Turkey seismic surveys 1

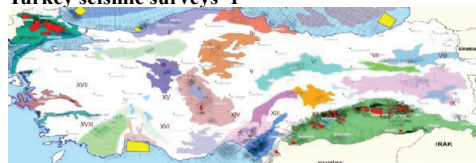


Figure-1: Distribution of seismic surveys in the sedimentary basin map of Turkey (red colored areas present land 3D surveys. Source: GDPA, UG Energy and updated by Sakallioğlu, 2014).

# Determination of Dips and Depths of Near Surface Layers by Radon Transform Radon Transformu ile Yakın YüzeY Tabakalarının Derinlik ve Eğimlerinin Tanımı



**Orhan Güreli**

Roti Sondaj Sismik AŞ.

## ABSTRACT

The refracted arrivals on seismic shot records have long been recognized as an efficient tool for the computation of detailed near-surface information. In this paper, a new concept of refraction static, which is based on the Radon transform and avoids the tedious process of picking first arrival times, is proposed. This method is particularly suitable when a rough near-surface problem necessitates the utilization of numerous shallow refraction data for the one reflector case. Quasi-linearity of refractors and a constant velocity medium are assumed within the shooting range. Synthetic and real cases have been tested to evaluate the performance of the method. The result is revealed to be satisfactory. Comparison of the synthetic model with the results obtained through the Radon transform reveals a very good accuracy for the proposed method.

## ÖZET

Sismik atış kayıtları üzerinde kırılıp gelen sinyaller detaylı yakın yüzeY bilgilerinin hesaplanması için etkili bir araç olarak kabul edilmiştir. Bu çalışmada, Radon transformu ile ilk varış zamanları kullanılarak sıkıcı süreçteki kırılma yöntemi yerine bu kavram önerilmiştir. Problemi bir yakın yüzeY durum için çok sayıda kırılma verilerinin kullanımı gerekir, böyle bir durum için bu yöntem özellikle uygundur. Yansıtıcının sabit hızlı bir ortam olduğu kabul edilir. Sentetik ve gerçek veri ile yöntemin çalışabilirliği test edilmiştir. Sonuçlar oldukça tatmin edicidir, çok az sapma vardır. Radon yöntemiyle elde edilen sonuçlar ile sentetik modelin karşılaştırılması sonucunda, önerilen yöntemin çok iyi çalıştığı ortaya çıkmaktadır.

## GİRİŞ

Yansıma sismiğinde, statik düzeltme en önemli bir proses aşamasıdır. Statik düzeltme işleminde kırılma yöntemi önemli bir metoddur. Sismik kırılma yöntemi, yakın yüzeY modellenmesinde çok yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu yöntem tomografi yönteminin yaygınlaşması ile daha da önem kazanmıştır. İster tomografi ister klasik kırılma yöntemi olsun, ilk kırılma zamanlarının işaretlenmesi zaman almaktadır. Her ne kadar otomatik işaretleme olsa da, gürültülü kayıtlarda otomatik işaretlemede saçılmalar görülmektedir. Bu amaçla da otomatik işaretleme sonrası tekrar işaretleme incelenmekte ve elle düzeltilmektedir. Bu işlem yine zaman almaktadır.

## TEORİ;

Kırılma yönteminde değerlendirme süresini kısaltmak için, ilk kırılma zamanları işaretlenmeden aynı sonucu veren bir yöntem geliştirilmiştir. Bu amaçla Radon transformu kullanılmaktadır.

Burada sismik saha verisi, ve ise saha verisinin Radon transformudur (Şekil-1 ve Şekil-2a,b). T-X domenindeki sismik veri, Tau-V(1/p) domenine dönüştürülür. Tau-V domeninde görünür hızlar ve intercept zamanları bulunur. Daha sonra bu hızlar ve zamanlar kullanılarak, tabakaların gerçek hızları, eğimleri ve derinlikleri hesaplanır. Bu yöntemde eğimli tabakarı bulabilmek için çift taraflı atışa ihtiyaç yoktur. Simetrik veya asimetrik olan tek atış yeterlidir.

Bir yansıtıcı durumu;

Şekil-3'de +x yönünde seyahat zamanı;

2

3

Şekil-3'de -x yönünde seyahat zamanı;

4

5

Burada ve görünür hızlar olup aşağıdaki gibidir.

6

7

için (3) ve (5) nolu denklemler,

8

9

olur.

10

11

12

13

and (12) ve (13) nolu denklemler kullanılarak,

14

15

elde edilir. (8) veya (9) nolu denklemlerden biri

kullanılarak,

16

elde edilir. Şekil-3'ten

17

elde edilir.

il kritik açı olduğundan,

18

elde edilir. İki tabakalı model için bu formüller kullanılır. Formülleri test etmek amacıyla yapay bir model kullanılmıştır (Şekil-4). Şekil-4'de model, ProMAX programında hazırlanmış ve üzerinde sentetik atış

yaşılmıştır (Şekil-5). Şekil-6'da ise Şekil-5'deki kayıtn mute uygulanmış hali görülmektedir. Şekil-7'de Şekil-6'daki verinin Tau-P domeninde görülmektedir. Aynı veri Şekil-8'de ise Tau-V domeninde görülmektedir.

Şekil-6'daki T-X domenindeki veri, Tau-V domeninde incelendiğinde görünür hızların ve intercept zamanının keşiştiği yerlere konturlar sıklaşmakta ve büyümektedir. Kontur değerinin en büyük olduğu hızlar gerçek görünür hızlardır. Şekil-8'den aşağıdaki bilgilere ulaşılır.

m/s  
m/s  
m/s  
s

Yukardaki veriler, (14) ve (15) nolu denklemler kullanılarak, ve hesaplanır daha sonra (16), (17) ve (18) nolu denklemler kullanılarak aşağıdaki bilgiler elde edilir.

m/s  
m

## SONUÇ

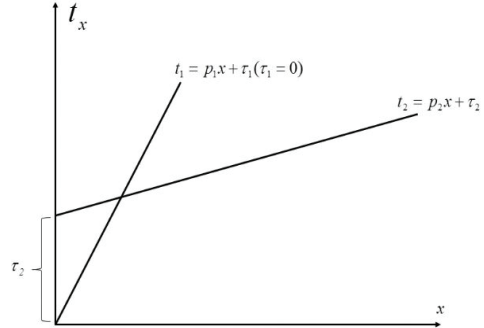
Model bilgileri ile karşılaştırıldığında sonuçlardaki sapma çok azdır. Böylece ters-düz atış yapmadan tabakaların gerçek eğimleri, hızları ve derinliklerini bulmak mümkündür.

## Referanslar

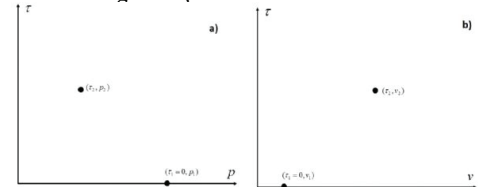
- Ammon, C.J., and Vidale J.E. (1993), Tomography Without Rays, Bull. Seismol. Soc. Am. 83, 509-523.
- Ayers, J.F. (2000), Seismic Refraction Analysis of Multiple Dipping Interfaces-Revisited, JEEG, 5, 1-5.
- Cai, J., Decker, M., Bloor, R., and Cunningham, D. (2007), The Velocity and Depth Estimation of Near Surface Layers for Static Correction, SEG, San Antonio Annual Meeting, 1088-1089.
- Chang, X., Liu, Y., Wang, H., Li, F., and Chen, J. (2002), 3-D Tomographic Static Correction, Geophysics, 67, 1275-1285.
- Coppens, F. (1985), First Arrival Picking on Common-Offset Trace Collection for Automatic Estimation of Static Corrections, Geophysical Prospecting, 33, 1212-1231.
- Cox, M. (1999), Static Corrections for Seismic Reflection Surveys, SEG, Tulsa, Oklahoma, USA, 509 pages.
- Docherty, P. (1992), Solving for the Thickness and Velocity of the Weathering Layer Using 2-D Refraction Tomography, Geophysics, 57, 1307-1318.
- Durrani, T.S., and Bisset, D. (1984), The Radon Transform and its Properties, Geophysics, 49, 1180-1187.
- Gelchinsky, B., and Shivelman, V. (1983), Automatic Picking of First Arrivals and Parameterization of Traveltime Curves, Geophysical Prospecting, 31, 915-928.
- Hagedoorn, J.G. (1959), The Plus-Minus Method of Interpreting Seismic Refraction Sections, Geophysical Prospecting, 7, 158-182.
- Mota, L. (1954), Determination of Dips and Depths of Geological Layers by the Seismic Refraction Method: Geophysics, 19, 242-254.
- Musgrave, A.W. (1967), Seismic Refraction Prospecting, SEG, Tulsa, Oklahoma, USA.

- Murat, M., and Rudman, A. (1992), Automated First Arrival Picking: A Neural Network Approach: Geophysical Prospecting, 40, 587-604.
- Palmer, D. (1980), The Generalized Reciprocal Method of Seismic Refraction Interpretation, SEG, Tulsa, General Series, 104 pages.
- Peraldi, R., and Clement, A. (1972), Digital Processing of Refraction Data Study of First Arrivals, Geophysical Prospecting, 20, 529-548.
- Stefani, J.P. (1995), Turning-Ray Tomography, Geophysics, 60, 1917-1929.
- Robinson, E.A. (1983), Migration of Geophysical Data, International Human Resources Development Corp. Boston, 185 pages.
- Thornburgh, H.R. (1930), Wavefront Diagrams in Seismic Interpretation, AAPG Bull., 14, 185-200.
- White, D.J. (1989), Two-Dimensional Seismic Refraction Tomography, Geophysical Journal International, 97, 223-245.
- Yilmaz, O. (2001), Seismic Data Analysis, 2nd edition, SEG, Tulsa, Oklahoma, USA, 2024 pages.
- Zhang, J., and Toksoz, M.N. (1998), Nonlinear Refraction Traveltime Tomography, Geophysics, 63, 1726-1737.

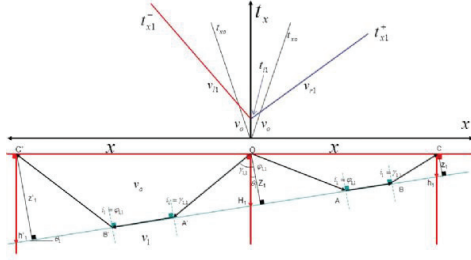
Şekil-1: T-X domeninde kırılma grafiği



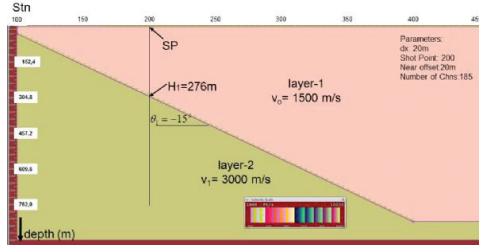
Şekil-2: Şekil-1'deki verinin Tau-P ve Tau-V domeninde görünüşü



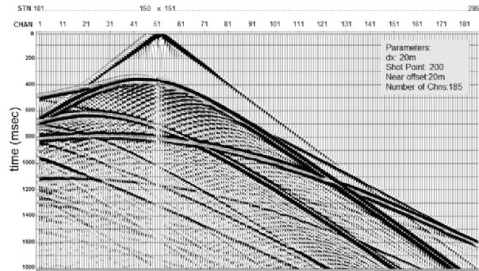
Şekil-3: İki tabakalı eğimli model ve geliş zamanı



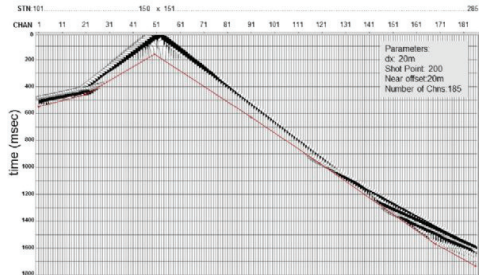
Şekil-4: İki tabakalı eğimli model uygulaması



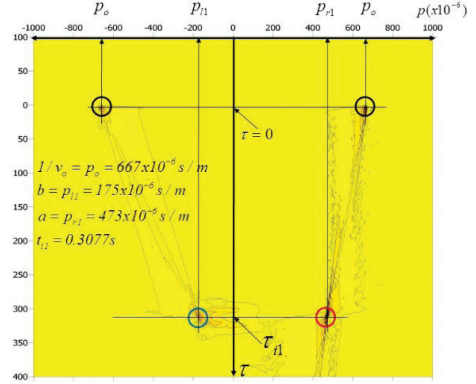
Şekil-5: Şekil-4'deki modelden elde edilmiş yapay kayıt örneği



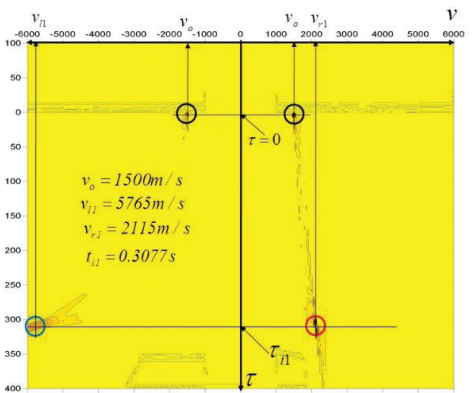
Şekil-6: Şekil-5'deki verinin mute örneği



Şekil-7: Şekil-6'daki verinin Tau-P domeninde görünüşü



Şekil-8: Şekil-6'daki verinin Tau-V domeninde görünüşü



# Obtaining of Near Surface Model by Seismic Tomography Method Sismik Tomografi Yöntemi ile Yakın Yüzeysel Modelinin Elde Edilmesi



**Ayşe Güngör, Orhan Güreli**

ROTI Sondaj Sismik A.Ş

## ABSTRACT

The near surface structure is the most challenging problem for seismic exploration due to the variations of low velocity layer and rugged topography in complex areas. Seismic tomography is a method that preferred to solve these kind of problems to build the best valid model for the near surface. In this case seismic acquisition parameters are the most important keys for resolution and better imaging of the subsurface. This is not the only way but the most common way for a lot of industries like petroleum, coal, site investigation and geothermal. The main goal of this study showing the relation between offset value and the thin layer in the near surface.

## ÖZET

Sismik aramada, karmaşık yapıları alanlarda düşük hız tabakası ve engebeli topografyadan kaynaklı en zorlayıcı problem yakın yüzeysel yapısıdır. Sismik tomografi geçerli bir yakın yüzeysel modeli oluşturmak için bu tarz problemlerin çözümünde tercih edilen bir yöntemdir. Yer içinin görüntülenmesinde ve çözünürlük için sismik veri toplama parametreleri önemli bir rol oynamaktadır ve her ne kadar tek bir yöntem olmasa da petrol, kömür, zemin araştırmaları ve jeotermal gibi sektörlerde de uygulanan yaygın bir yöntemdir. Bu çalışmanın da temel amacı atış ve alıcı parametreleri ile yakın yüzeysel ince tabakaların ilişkisini ters çözüm yöntemiyle göstermektir.

## GİRİŞ

Sismik tomografi yöntemi, doğrusal olmayan bir ters çözüm yöntemi olup yer içinin modellenmesi için birçok alanda kullanılmakla beraber kömür aramacılığında özellikle kömür damarlarının belirlenmesinde önemli sonuçların elde edilmesini sağlamaktadır. Ayrıca jeotermal aramalarında da sıcaklığın sismik hızlar üzerindeki etkinliği göz önüne alınarak yakın yüzeysel modelinin yorumlanmasında da kullanılmaktadır. Tomografi yöntemi, belirli bir grid modeli içerisinde ilk varış zamanlarından yer içindeki sinyalin ışın yolunun hesaplanması için bir yaklaşım yapar (başlangıç modeli) ve bu yaklaşımı ters çözüm tekniğini kullanarak hata oranını en aza indirmek amacıyla belirlenen yineleme (iterasyon) kadar hesaplama yaparak yakın yüzeysel hız derinlik modelini oluşturur. Bu çalışma için Türkiye'nin birkaç yerinden farklı parametreler ve kaynaklarla elde edilmiş olan sismik datalar kullanılmış olup ToModel programı aracılığıyla modellemeleri gerçekleştirilmiştir. Çalışmadaki amaç, yakın yüzeysel modellemesi yaparken kullanılan arazi

parametrelerinin görüntülenecek olan yakın yüzeysel modelinden elde edilecek olan güvenilir derinlik bilgisi üzerindeki etkisini göstermektir.

## Tomografik ters çözüm adımları

### İlk Varışların İşaretlenmesi

Tomografi yöntemi uygulanırken; ilk varışlar işaretlenerek (Şekil.1) giriş verisi olarak kullanılır. Böylece kaç tabakalı bir model belirleyeceğimizi görebileceğimiz ilk varışlara ait olan bir zaman-uzaklık eksenli grafiği (Şekil.2) elde edilmiş olur. Bu grafik üzerinden seçilen tabaka modeliyle beraber hız derinlik modelini oluştururken hata oranını (RMS) minimize edebilmek için yinelemeye (Şekil.3) girilir. Fermat prensibine uygun olarak, ilk varış dalgası sadece kaynak ve alıcının pozisyonuna uygun olarak değil ayrıca hız ve ışın yoluyla da ilişkilendirilerek bir ortamda yayılır. İlk varış dalgasının 2 boyutlu yön bağımsız bir ortam boyunca seyahati şu şekilde yazılabilir (Nolet, 1989)

$$t(r_s \llcorner r_g) = \int_{r(s)}^{r(g,V)} \frac{1}{v(r)} dl \quad (1)$$

burada  $v(r)$  hız alanı;  $r_s$  ","  $r_g$  kaynak ve alıcı koordinatları  $R(\llcorner r(s), r(g,V))$  ışın yolu ve  $t(r_s \llcorner r_g)$  ise seyahat zamanıdır.

## GRİDLEME MODELİ

Yansıma tomografisinde önemli noktalardan birisi de gridlemedir. Yineleme sonucu oluşturulacak olan hız modeli için dikdörtgen şeklindeki hücrelerle eşit parçalara ayrılır (Şekil.4). Grid parametreleri belirlenirken genelde atış geometrisiyle uyumlu olacak şekilde düşey yönde alıcı aralığının 1/4 ü kadar, yatay yönde ise 1/2'si olacak şekilde seçilir.

## YİNELEME, IŞIN YOLU VE YAKIN YÜZEYSEL MODELİ

Tomografi yönteminin en çok zaman alan adımı olan, ışın yolu (Şekil.5), başlangıç hız modeli (Şekil.6) ve yakın yüzeysel hız modelinin (Şekil.7) oluşturulması için tomografinin iterasyon işlemine geçilir. Sismik tomografinin en önemli özelliği; ışın yolu tekniğini kullanıyor olmasıdır. Yer içinin hız modellemesi yapılırken ilk varışlar ve seçilen tabaka modeli giriş datası olarak kullanılır. Yineleme işlemi



sonucunda başlangıç modeli ve hız derinlik modeli ortaya çıkar. Hız derinlik modelinin doğruluğuna RMS hata eğrisine bakarak karar verilir. RMS hata eğrisi, yinelemeye bağlı olarak gittikçe azalan ve sonlara doğru yataya yakın olmalıdır. Bunun için giriş modeli çok önemlidir. Eğer grafikte saçılmalar olursa giriş modeli yenilenerek tekrar yinelemeye girilmelidir. Yinelemedeki amaç seyahat zamanının ve ışın yolunun en düşük hata oranıyla elde edilmesidir.

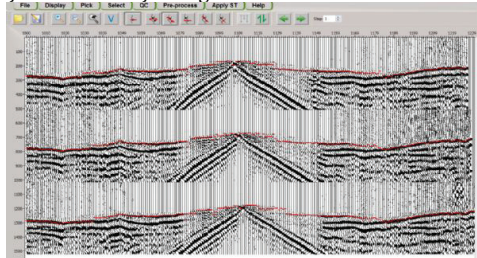
## SONUÇ

Yapılan çalışmalardan elde edilen sonuçlara göre; arazi koşulları, kaynağın cinsi ve miktarı önemli olmakla beraber atış aralığı ve hattın uzunluğu da yer içinin modellenmesinde etkin bir rol oynamaktadır. Atış ve alıcı aralığının küçük olması, yer içindeki ince tabakaların modellenmesini kolaylaştırmaktadır. Hat uzunluğunun ve uzak ofsetin mümkün olduğunca uzun seçilmesi ise, daha derinlerin modellenmesi için önemlidir.

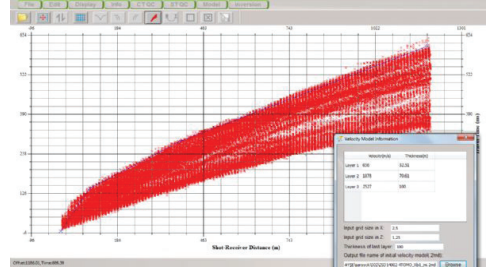
## KAYNAKLAR

Baofu, C., Dingyu, X., Xiaoqiao, R., and Chunhua C., 2008, The First-Arrival Tomographic inversion and its application to identify thick near-surface: SEG Las Vegas 2008 Annual Meeting. Epli, D., Criss, J., and Cunningham, D., 2001: Turning-ray Tomography for Static Solution, EAGE 63rd Conference & Technical Exhibition, Amsterdam. Gureli, O., 2013, Innovation in coal exploration: EIF 2013 Uluslararası Enerji Kongresi ve Fuarı, ATO Congressium Kongre ve Sergi Merkezi. Jianming, S., et al., 2006, Early arrival waveform tomography on near surface refraction data: Geophysics, 71,U47-U57. Zeyuan, F., et. all, 2010, Static Corrections in complex areas: Techniques and Their Applications: BGP Technical Seminar 2010. Zhang, J., and M. N. Toksoz, 1998, Nonlinear refraction travelttime tomography: Geophysics, 63, 1726-1737. Zhu, X., D. P. Sixta, and B. G. Angstman, 1992, Tomostatics: Turning-ray tomography + static corrections: The Leading Edge, 11, 15-23. Zhu, X., 2002, Velocity Imaging Through Complex Near-Surface Structures by Tomography: PGS Geophysical, Research Division, 10550

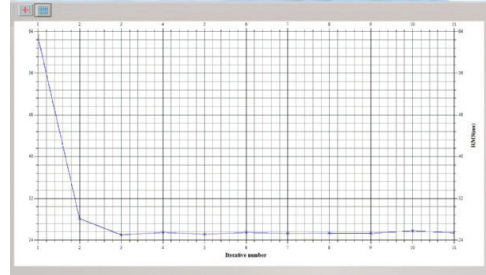
Şekil.1 İlk varışların gösterimi



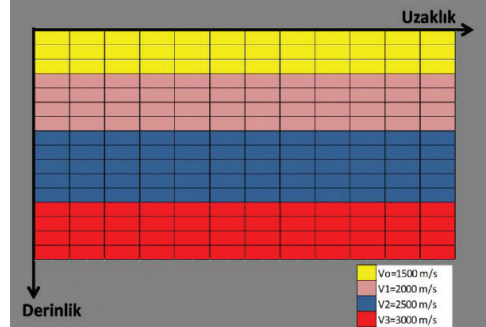
Şekil.2 İlk varışları gösteren uzaklık zaman grafiği üzerinde iterasyona girmeden önce başlangıç hız modeli için seçilen tabaka kalınlıkları ve hızları



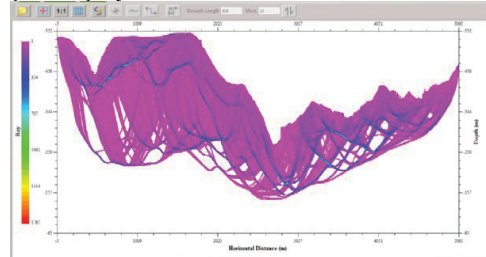
Şekil.3 İterasyon RMS hata eğrisi



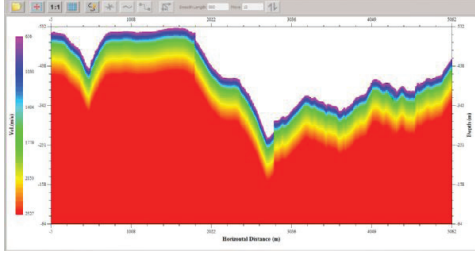
Şekil.4 Gridlemenin şematik gösterimi



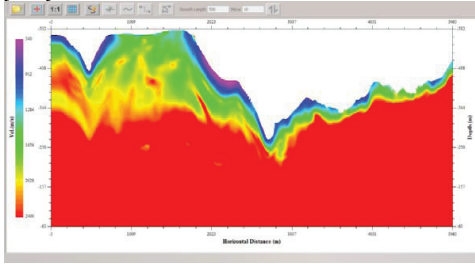
Şekil.5 Işın yolu



**Şekil.6 Belirlenmiş olan tabaka modeli kullanılarak elde edilmiş olan başlangıç hız modeli**



**Şekil.7 Tomografi sonucunda elde edilen yakın yüzey hız derinlik modeli**



# Sismik Genliğin Geliş Açısı (AVA) ile Değişiminde Kayaç Gözenekliliği ve Akışkan Cinsinin Etkileri



**Zeynep Ünal, Hülya Kurt**

İstanbul Teknik Üniversitesi, Maden Fakültesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü, İstanbul

## ÖZET

Hidrokarbon aramacılığında kullanılan en temel yöntemlerden birisi sismik yansıma genliklerinin ofsete (Amplitude Versus Offset, AVO) veya geliş açısına (Amplitude Versus Offset, AVA) bağlı değişimlerinin incelenmesidir. Bu çalışmada AVA verileri ile düz çözüm modellemesi gerçekleştirilmiştir. Kapan modelleri olarak üst tabakada geçirimsiz şeyl tabakası yer alır iken alt tabakada ise gaza ve tuzlu suya doygun kumtaşı veya kireçtaşı modelleri seçilmiştir. Seçilen bu yatay arayüzey modelleri için geliş açısına bağlı yansıma katsayıları Zoeppritz denklemleri yardımı ile hesaplanmıştır. Ayrıca gözenekliliğin ve akışkan cinsinin yansıma genliklerine etkisini bulmak için Gassmann denklemlerinden yararlanılmıştır. Elde edilen gözenekliliğe ve seçilen akışkanın cinsine bağlı yansıma katsayılarının açı ile değişim grafikleri 2 ve 3 boyutlu olarak incelenmiştir. Seçilen yer altı modelleri için gözeneklilikteki değişimin yansıma genliklerini çok fazla etkilediği ancak akışkan cinsinin etkisinin gözenekliliğin etkisine oranla daha düşük olduğu gözlemlenmiştir.

The Effects of the Porosity and Fluid Type on the Seismic Amplitudes versus Angle Data (AVA)

## ABSTRACT

Amplitude Versus Offset (AVO) or Amplitude Versus Angle (AVA) approaches are basic methods in seismic reflection method. In this study, amplitude versus angle values are calculated by using Zoeppritz equation and analyzed for hydrocarbon trap models. Two different models are used: Shale - limestone and shale - sandstone interfaces models. While upper layer physical properties are chosen constant, those physical values for the lower layer are changed with different percentages. In addition, Gassmann equations were used to calculate new density and velocity values. Porosity of the reservoir rock was increased gradually for each model and amplitude versus angle changes were prepared on the 2-D graphics. In addition, 3-D graphics are also formed with adding porosity values to the y axis of graphics. For chosen trap models, change in porosity is more effective on AVA curves than that of fluid type of reservoir rock porosity.

## 1. GİRİŞ

Petrol, doğalgaz vb. hidrokarbonların aranmasında özellikle sismik yansıma yöntemi ile oluşturulan yansıma kesitlerinin verdiği bilgi önemli bir yere sahiptir. Ancak sismik yansıma kesitinin tek başına değerlendirilmesi yeterli olmamaktadır. Gaz içeren

katmanların oluşturduğu arayüzeylerde, yansıma genliklerinin arayüze geliş açısı ile değişim gösterdiği bilinmektedir. Ostrander (1984), Chiburis (1984), Yu (1985) ve Shuey (1985) 'da AVO/AVA verileri ile gaz veya petrol içeren yeraltı zonlarının belirlenmesinde yapılabilecek hataları en aza indirmeye hedeflenmektedir. Bu çalışmada özellikle petrol ve doğalgaz kapanlarının bulunabileceği modeller seçilmiş ve bu ortamlar için oluşacak açıya bağlı genlik değişimleri Zoeppritz Denklemleri (Aki and Richards, 1980) kullanılarak sentetik olarak hesaplanmış ve yazılan bilgisayar programı yardımı ile yansıma genliklerinin açı ile değişim grafiklerinin incelenmesi ve farklılıkların bulunması amaçlanmıştır. Ayrıca hazne kayaç gözeneklerinde mevcut akışkanın türünün ve hazne kayacın doygunluk oranının bu grafikler üzerindeki etkileri incelenmiştir.

## TEORİ VE YÖNTEM

AVA eğrileri matrix formda bulunan Zoeppritz denklemleri (Aki and Richards, 1980) kullanılarak oluşturulmuştur. Bilindiği gibi sismik yansıma yönteminin uygulanabilmesi için ara yüzeyin her iki yanındaki tabakaların sahip oldukları hız ve yoğunluk değerlerinin farklı olması gerekmektedir. Dalganın ara yüzeye dik gelip yansıdığı durumlar için yansıma katsayısı akustik empedans farklarının toplamlarına bölünmesi ile elde edilir. Dalganın arayüze sifirdan farklı açılarda gelerek yansıma yaptığı durumlardaki yansıma genliklerini hesaplamada ise, Zoeppritz denklemleri kullanılır. Zoeppritz denklemleri yardımı ile tabakaların P ve S sismik hızları, yoğunluk değerleri için iletim (T) ve yansıma (R) katsayıları hesaplanmaktadır. AVA verilerinin incelenmesi petrol ve doğal gaz arama ve yorumlama yöntemlerinin başında gelmektedir. Rutherford ve Williams (1989) ve Castagna (1997) AVA eğrilerinin daha iyi yorumlanabilmesi için sınıflamalar oluşturulmuştur. Bu sınıflamaya göre I. Sınıf eğrilerde örtü kayaç hazne kayaca göre daha düşük akustik empedans (Z) değerine sahipken III ve IV. eğri tiplerinde bu durum tam tersi bir hal almaktadır. Yani hidrokarbon aramalarında önemli olan III. ve IV. tip eğrilere ulaşmaktır. Bu çalışmada şeyl-kumtaşı ve şeyl-kireçtaşı yatay ara yüzeyleri olmak üzere 2 farklı kapan modeli oluşturulmuştur. Her iki modelde de şeyl tabakası örtü kayaç olarak seçilmiştir. Kumtaşı ve kireçtaşı ise gözeneklilik oranlarının yüksek olması nedeni ile hazne kayaç olarak belirlenmiştir. Ayrıca modeller Zoeppritz denklemleri ile hesaplanması için yatay ara yüzey olarak tanımlanmıştır. Çalışmada şeyl kayacı gözeneksiz olarak belirlenmiştir, hazne kayaç için ise %1 ile %40 arasında değişen

oranlarda gözeneklilik seviyesi belirlenmiştir. Hazne kayacın gözenek dolgu içeriği ise metan ve %20 tuzlu su olarak seçilmiştir. Her iki akışkan türü için AVA değerlerinin hesaplanmaları ve grafiklenmeleri için bir MATLAB programı oluşturulmuştur. Zoeppritz denklemleri kullanılarak sismik genlikleri hesaplarken aç 90 dereceye kadar alınmıştır. Teorik olarak bu doğrudur ancak uygulamada çok geniş açılım aralıklarına sahip ve sığ derinlikli alanlar için en büyük aç ı değeri yaklaşık olarak 60 dereceyi geçmemektedir. Derinlik artıkça en büyük aç ı değeri daha da düşmektedir. Derindeki ara yüzeyler için genellikle maksimum aç ı yaklaşık olarak 35-40 derece civarında olmaktadır. Bu nedenden dolayı yapılan çalışmada yansıma genlikleri 35 dereceye kadar hesaplatılmış ve çizdirilmiştir. Modellemeler için seçilen kayaç ve akışkanlar için kullanılan P ve S dalga hızları ile yoğunluk değerlerinin belirlenmesi için literatür araştırması yapılmış, çeşitli makaleler ve kitaplar taranmıştır. Ayrıca Gassmann denklemleri kullanılarak hesaplama hıızların kabul edilebilir aralıklarda olmasına dikkat edilmiştir. (Fournier ve diğ, 2009; Han ve diğ, 1986). Tüm hesaplamalar sonucunda tabakaların ve akışkanların fiziksel özellikleri sırasıyla Çizelge 1’de verilmiştir. Hesaplamalar için özellikle Han ve diğ. (2004)’nin deneysel denklemlerinden ve Karagöl (2012)’den yararlanılmıştır. Yapılan çalışmalara göre her kayacın belirli bir gözeneklilik oranı vardır ve kritik gözeneklilik denilen bu oran aşılana kadar kayacın kendi ağırlığını taşıyabildiği bir iskeleti vardır. Kritik gözeneklilik aşıldığı zaman kayacın dayanımı azalır ve bağlar kopar. Bu durumda kayacı akışkan taşımaya başlar. Denklem 1 ve 2’de kritik gözenekliliği ifade etmekle ilgili terimler verilmektedir.

$$Kd=K_o*(1-\phi/\phi_c) \quad (1)$$

$$\mu_d=\mu_o \phi/\phi_c \quad (2)$$

Burada Kd kayacın iskelet sıkışmazlık modülü, Ko kayacı oluşturan mineralin sıkışmazlık modülü,  $\mu_d$  kayaç iskeletinin kesme modülü,  $\phi$  ise hesaplanmak istenen gözeneklilik oranıdır. Kayaçlarda gözenekliliğin artması ile P ve S hızlarında azalmalar olacağı beklenmektedir. Bununla birlikte kayacın gözeneklerinin başka bir akışkan ile dolması da hızları etkileyecek bir diğer faktördür. Yapılan bu çalışmada sismik hızların bulunması için Gassmann denklemlerinden yararlanılmıştır (Han ve Batzle, 2004). Bu denklemlerde kayacın kesme ve sıkışmazlık modülü ile birlikte yoğunluk değerleri de kullanılmaktadır (Denklem 3).

$$K_s=K_d+[\Delta K]d \quad (3a)$$

$$[\Delta K]d=((1-K_d/K_o)K_o)/(1-\phi-K_d/K_o +\phi K_o/K_f) \quad (3b)$$

$$\mu_s=\mu_d \quad (3c)$$

Denklemlerde bulunan Ko, Kf, Kd, Ks kayacın mineral yapısının, akışkanın, kayaç iskeletinin, doymun kayacın sıkışmazlık modülünü vermektedir.  $\phi$  gözeneklilik,  $\mu_s$  ve  $\mu_d$  doymun kayacın ve kayaç iskeletinin sıkışmazlık

modülünü vermektedir. Ayrıca sismik hızlar bulunurken de Denklem 4’te bulunan ifadelerden yararlanılmıştır.

$$V_p=\sqrt{((k+4)/(3\mu))/\rho} \quad (4a)$$

$$V_s=\sqrt{(\mu/\rho)} \quad (4b)$$

Yukarı paragraflarda bahsedilen hesaplama yaklaşımları ile farklı gözeneklilik oranlarına göre AVA grafikleri elde edilmiştir. Kireçtaşı-Şeyl ve Kumtaşı-Şeyl modellerinden gaza doymunluk oranlarına göre elde edilmiş 2 ve 3 boyutlu boyutlu AVA grafikleri sırasıyla Şekil 1,2,3 ve 4’de görülmektedir. Ayrıca farklı akışkan içeriklerinde oluşan değişimi görebilmek için örnek olarak şeyl-kumtaşı modelinin tuzlusuya doymunluk oranlarına göre değişimlerinin 2 ve 3 boyutlu grafikleri Şekil 5 ve şekil 6’da görülmektedir.

## 5. SONUÇLAR

Bu çalışmada şeyl-kireçtaşı ve şeyl-kumtaşı ara yüzeyleri için 2 farklı kapan modeli oluşturulmuş ve hazne kayacın %40 gözenekliliğe kadar metan ve tuzlusu akışkanlarına doymun olma durumlarına ait AVA verileri üzerinde oluşturduğu etkiler incelenmiştir. Şeyl-kireçtaşı arayüzey modeli için kireçtaşının fiziksel özellikleri örtü kayaca göre daha yüksek olduğu için doymunluk oranı düşük olduğunda yansıma genliklerinde 1. Sınıf AVO eğrileri elde edilmiş ve doymunluk oranı arttıkça akustik empedans farkları birbirine yaklaşmıştır. Doymunluk oranı %30’un üzerine çıktığında ise genlikler negatif yönde artmaya başlamıştır. Yani hazne kayacın akustik empedans değeri örtü kayaca göre daha düşük değerler almaya başlamıştır. Ayrıca şeyl kireçtaşı ara yüzey modelinde aç ı 35 dereceye yaklaştığı zaman %10’dan daha düşük doymunluktaki modellemeler için kritik aç ı görülmüştür. Kumtaşı modelinde de benzer özellikler gözlenmektedir. Hazne kayaçtaki gözeneklilik oranı değiştikçe örtü kayaç ile hazne kayaç arasında oluşan fiziksel farklılıklar artmakta ve yansıma katsayılarındaki aç ıya bağılı değişim oldukça belirgin hale gelmektedir. Tuzlu suya veya metana doymunluk oranı arttıkça kumtaşında oluşan yansıma katsayıları genlik değişimi kireçtaşına göre daha büyük olduğu gözlenmiştir bunun nedeni olarak da kumtaşının akustik empedans değerinin kireçtaşına göre daha düşük olması söylenebilir. Seçilen modeller göz önüne alındığı zaman AVA eğri türleri üzerinde akışkanın türünün ve doymunluk oranının etkisinin olduğu kadar hazne kayacın başlangıçta sahip olduğu fiziksel özellikleri de önemlidir. Hazne ve örtü kayaç arasındaki hız ve yoğunluk farkı arttıkça yansıma katsayıları üzerindeki genlik değişimleri çok daha büyük olmaktadır. Seçilen akışkanların farklılığı gözenekliliğin AVA eğrilerinde oluşturduğu değişiklik kadar bu eğrileri etkilememektedir. Sadece farklı sismik hız ve yoğunluk değerlerine sahip olmaları eğrilerde küçük değişimlere neden olmaktadır.

## KAYNAKLAR

Aki, K. and P.G. Richards (1980) Quantitative Seismology.

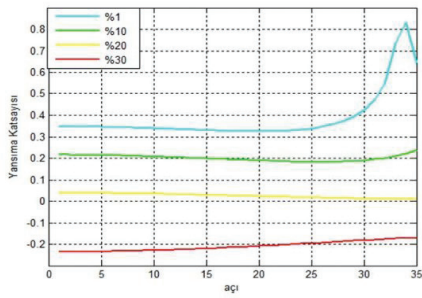
Theory and Methods, Vol. I and II, W.H. Freeman, San Francisco. Castagna, J. P. ve Swan H. W., (1997). Principles of AVO crossplotting, The Leading Edge, 16, 337-344 Han, D., Nur, A. Ve Morgan, D., (1986). Effects of porosity and clay content on wave velocities in sandstones, Geophysics, 51, 2093-2107. Han, D. ve Batzle, M. L., (2004). Gassmann's equation and fluid-saturation effects on seismic velocities, Geophysics, 69, 398-405. Karagöl, V.U., 2012. Tabaka gözenekliliği ve akışkan cinsinin sismik yansımalar genliklerinin açı ile değişimine etkisi, Yüksek Lisans Tezi, İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul. Knott, C.G., 1899. Reflection and Refraction of Elastic Waves with Seismological Applications. Phil. Mag., 48, 64-97. Ostrander, W. J., (1984). Plane-Wave Reflection Coefficients For Gas Sands At Nonnormal Angles Of Incidence, Geophysics, 49, 1637-1648. Rutherford, S. R. Ve Williams R. H., (1989). Amplitu-versus-offset variations in gas sands, Geophysics, 54, 680-688. Shuey, R., T., 1985. A Simplification of The Zoeppritz Equations. Geophysics, 50,609-614. Yu, G., (1985). Offset-amplitude variation and controlled-amplitude processing, Geophysics, 50, 2697-2708.

**BULUNAN DEĞERLER**

Seçilen Kayaçlar	P Hızı (m/s)	S Hızı (m/s)	Yoğunluk (kg/m <sup>3</sup> )	Gözeneklilik (%)
Şeyl	3750	1900	2350	0
Kireçtaşı	6375	3210	2690	0.44
Kumtaşı	4890	3030	2480	6.94
Gaz	644	204	204	0
Tuzlu Su (%20)	1640	1001	1001	0

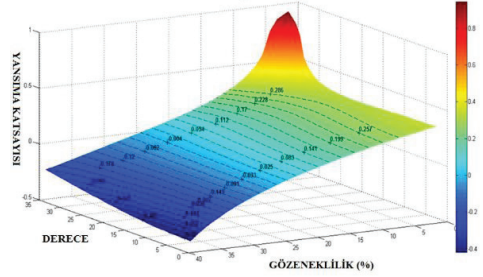
Çizelge1: Seçilen modellerde kullanılan kayaçların ve akışkanların fiziksel değerleri.

**ŞEYL- KİREÇTAŞI (GAZA DOYGUN)**



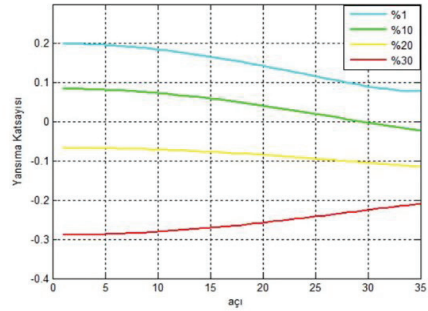
Şekil 1: Metana doygun şeyl-kireçtaşı arayüzey modeli için P dalgası yansım katsayılarının geliş açısına göre değişimini veren grafik. Burada yaklaşık %1,%10,%20 ve %30 gözeneklilik oranlarına göre AVA eğrileri oluşturulmuştur.

**ŞEYL- KİREÇTAŞI 3B (GAZA DOYGUN)**



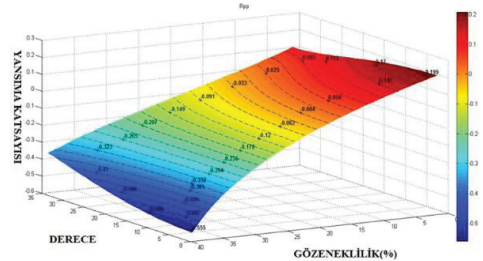
Şekil 2: Şeyl-Metana doygun Kireçtaşı modeli için yansım genliklerinin açı ve gözenekliliğe bağlı değişimini veren grafik.

**ŞEYL- KUMTAŞI 2B(GAZA DOYGUN)**

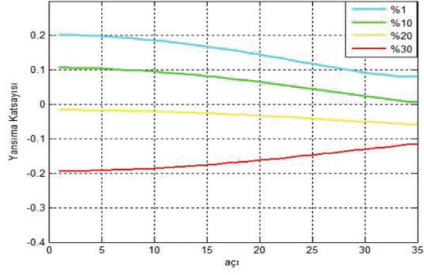


Şekil 3: Metana doygun şeyl-kumtaşı arayüzey modeli için P dalgası yansım katsayılarının geliş açısına göre değişimini veren grafik. Burada yaklaşık %1,%10,%20 ve %30 gözeneklilik oranlarına göre AVA eğrileri oluşturulmuştur.

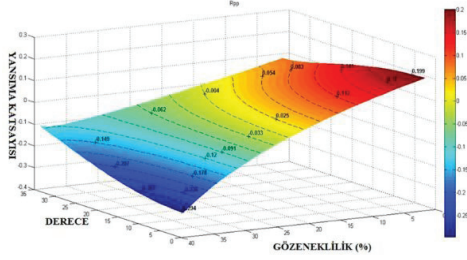
**ŞEYL- KUMTAŞI 3B(GAZA DOYGUN)**



Şekil 4: Şeyl-Metana doygun Kumtaşı modeli için yansım genliklerinin açı ve gözenekliliğe bağlı değişimini veren grafik.

**ŞEYL- KUMTAŞI (TUZLUSUYA DOYGUN)**

Şekil 5: Tuzlu suya doygun şeyl-kumtaşı arayüzey modeli için P dalgası yansımaya katsayılarının geliş açısına göre değişimini veren grafik. Burada yaklaşık %1,%10,%20 ve %30 gözeneklilik oranlarına göre AVA eğrileri oluşturulmuştur.

**ŞEYL- KUMTAŞI 3B(TUZLUSUYA DOYGUN)**

Şekil 6: Şeyl-Tuzlu suya doygun Kumtaşı modeli için yansımaya genliklerinin açı ve gözenekliliğe bağlı değişimini veren grafik.

# Yığma Verilerinin Yüksek Ayrımlı Dekonvolüsyonu



**Hakan Karlı, Recep Güney, Mustafa Şenkaya**

Karadeniz Teknik Üniversitesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü

## ÖZET

Bu çalışmada yığma verilerinin yüksek ayrımlı dekonvolüsyonu, Cauchy regülarizasyonu ile FX süzgecini birleştiren yinelemeli ters çözüm algoritması ile gerçekleştirilmiştir. Uygulamada Cauchy regülarizasyonun çözümü iğnecik yapıya yaklaştırmasından ve FX süzgecinin gelişigüzel gürültü indirgeme özelliğinden yararlanılmıştır. Yapay ve arazi verileri üzerinde yapılan uygulamalardan, bu algoritma sayesinde verilerdeki hem gelişigüzel gürültünün kararlı bir şekilde indirgeildiği hem de zamansal ayrımlılığın ve yanal sürekliliğin başarılı bir şekilde arttığı gözlenmiştir. Yüksek ayrımlı dekonvolüsyon uygulamalarının özellikle ince tabakalı çökel havzalardan elde edilen sismik kesitlerin daha kolay ve yüksek doğrulukla yorumlanabilir olmasını sağlayacağı açıkça gösterilmiştir.

## ABSTRACT

In this study, it was achieved a high resolution deconvolution of stacked seismic data by a iterative inversion algorithm which joints Cauchy regularization with FX filtering. In application, it was utilized from Cauchy regularization which forces the solution to spikiness structure and the effective random noise reduction character of the FX filter. From applications on synthetic and field data, it was observed that the random noise was reduced as stable and either the temporal (or vertical) resolution or lateral continuity are successfully improved by terms of the algorithm. It was clearly shown that high resolution deconvolution applications would provide easily and high accurately interpretable seismic sections especially obtained from the sedimentary basin with thin layered. Key Words: Cauchy Regularization, FX filtering, Seismic Stack, High Resolution Deconvolution

## GİRİŞ

Dekonvolüsyon dalgacık etkisini gidererek veya dalgacığı sıkıştırarak sismik verilerin zamansal (düşey) ayrımlılığının artırılması için önemli bir sismik veri işlem yöntemidir. Matematiksel olarak konvolüsyon işleminin tersidir ve tam olarak bir ters çözüm işlemidir. Yığma öncesi uygulanan dekonvolüsyon işlemleri çok kanallı sismik verinin düşey ayrımlılığını artırmada çoğunlukla yetersiz kalmaktadır. Bu çoğunlukla kaynak dalgacığın tam olarak bilinmediği, bant sınırlı olması ve gelişigüzel gürültülerin varlığından kaynaklanmaktadır. Özellikle gelişigüzel gürültülerden dolayı, dekonvolüsyon işlemi çoğu zaman verinin yanal yöndeki ayrımlılığını bozabilir. Bu nedenle, yığma verilerinin zamansal ayrımlılığının ve eş zamanlı olarak yanal sürekliliğinin artırılması için, yüksek ayrımlı dekonvolüsyon ve

gelişigüzel gürültü indirgeyici teknikler yinelemeli ters çözüm algoritmalarında birleştirilerek kullanılmaktadır (Sacchi ve Ulrych, 1995).

Geleneksel dekonvolüsyon işlemi, en küçük kareler ters çözüm anlamında tam olarak gerçekleştirildiğinde, elde edilen sonucun yerin yansıtma katsayısı serisine eşdeğer olduğu genel bir kabuldür. Ancak bu çözümün kararlı ve sonuçlarının güvenilir olması algoritmalara ilave ön bilgilerin veya regülarizasyon terimlerinin eklenmesi ile mümkün olabilmektedir. Bu kapsamda, Sacchi (1997) ters çözüm algoritmalarında farklı regülarizasyon teknikleri ile yeniden ağırlıklandırma stratejilerini incelemiş ve dekonvolüsyon açısından karşılaştırmalar yapmıştır. Bu karşılaştırmalara göre, ihtimal yoğunluk fonksiyonu temelli ve seyrek (sparse) sınırlama olan Cauchy yoğunluk fonksiyonu (Carbonifer ve diğ., 1997) ile yapılan regülarizasyonun, yüksek ayrımlı dekonvolüsyon sonuçları elde etmede etkin olduğunu göstermiştir. Bununla birlikte, frekans-uzaklık (FX) ortamında gerçekleştirilen kestirim süzgeçlemesi, çok kanallı sismik verideki gelişigüzel gürültünün bastırılmasında ve dolayısıyla yanal sürekliliğin iyileştirilmesinde yaygın olarak kullanılan bir yöntemdir (Canales, 1984; Gülünay, 1986). Dolayısıyla, yinelemeli bir dekonvolüsyon işleminde, her bir yinelemeden elde edilen sonuç FX süzgeci ile ağırlıklandırılarak kullanılan regülarizasyon fonksiyonu da ağırlıklandırılmış olur. Böylece, bu uygulama düşey ayrımlılığın yanında de yanal sürekliliğin de artırılmasını sağlar.

Bu çalışmada, Cauchy regülarizasyon fonksiyonu ile FX süzgeçleme işlemleri, yinelemeli en küçük kareler ters çözüm algoritmasında birleştirilerek, yığma sonrası verilere uygulanmıştır. Uygulamalar yapay ve arazi verileri üzerinde test edilmiştir. Yüksek ayrımlı dekonvolüsyon sonuçlarının çok açık olarak yüksek doğrulukla yerin yansıtma katsayısı serisini temsil ettiği gösterilmiştir. Böylece, sismik kesitlerin yorumlanabilirliği ve yansıtma seviyelerinin tanımlanabilirliği göreceli olarak artırılmıştır.

## 1. YÖNTEM

Bir sismik iz modeli için, en küçük kareler hata (birinci terim) ve Cauchy regülarizasyon (ikinci terim) terimlerini içeren yüksek ayrımlı amaç fonksiyonu aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$J = \|Wr - d\|^2 + \mu F(r) \quad (1)$$

Burada, W bilinen veya kestirilen dalgacığı içeren çekirdek matris, r yerin yansıtma katsayısı serisi, d ölçülen veri ve  $\mu$  sönüm (ve/veya trade-off) parametresini göstermektedir. F(r) Cauchy regülarizasyon fonksiyonu,

$$F(r)=\Sigma \ln(1+r^2/\delta^2) \quad (2)$$

şeklinde verilir (Sacchi, 1997). Denklem (1) bilinmeyen r'ye göre türevlenir ve F(r) yerine yazılarak düzenlenirse,

$$\Delta J(r)=\delta/\delta r[(Wr-d)^T(Wr-d)+\mu F(r)] \quad (3)$$

yinelemeli doğrusal olmayan yüksek ayrımlı ters çözüm,

$$r(k+1)=(W^T W+Q(r(k)))^{-1}(W^T d) \quad (4)$$

şeklinde elde edilir. Burada k yineleme sayısıdır. Çözüm, Q fonksiyonu üzerine yoğunlaşır ve her bir yinelemede r verisi FX süzgecinden geçirilerek ağırlıklandırılır. Q matrisi köşegen elemanlara sahip bir seyrek bir matristir. Matrisin tersi hızlı bir algoritma olan eşlenik gradient tekniği ile gerçekleştirilmiştir.

$$Q_{ii}=Q(r)=1/(\delta^2(1+r^2/\delta^2)) \quad (5)$$

Burada M parametre sayısıdır, diag köşegen elemanları dışında sıfır olan matris anlamındadır ve Qii Cauchy seyrek sınırlama matrisi olarak da tanımlanır. Aşağıda tek bir iz için denklem (4)'ün yinelemeli algoritması verilmiştir. Arzu edilen sonuçlar için genel olarak 4-5 yineleme yeterlidir.

% Yinelemeli Yüksek Ayrımlı

Dekonvolüsyon % (YAD) algoritması

sigma=0.01;mu=0.01;iter\_max=5;

flow=5;fhigh=120;nf=11 %FX süzgeci için

nw=length(w); %w dalgacık

[nt nx]=size(data);

d=[d;zeros(nw-1,nx)];

W=convmtx(w,nt);

Q=zeros(nt); %başlangıç regularization

refl = zeros(nt,nx); %başlangıç yansıtılabilirlik

R=W\*W'; %kovaryans matrisi

for k=1:iter\_max; % yineleme

for ix=1:nx

Q = mu\*diag(1./(refl(:,ix).^2+sigma.^2));

Rhs=W\*d(:,ix);

refl(:,ix) = inv(R+Q)\*Rhs;

end

refl=FXFILT(refl,flow,fhigh,nf,mu)

% sigma'nın adaptasyonu

sigma=max(var(refl));

end

## 2. UYGULAMALAR

İlk olarak denklem (4) için oluşturulan ters çözüm algoritması basit konvolüsyon yöntemi ile hesaplanan sismik iz üzerinde test edilmiştir (Şekil 1). Şekil

1b'deki sismik izin hesaplanmasında, yansıtma katsayıları (Şekil 1a) gelişigüzel seçilmiş, 20 Hz ve 0.4s süreli sıfır fazlı Ricker dalgacığı kullanılmıştır. Sismik izin örnekleme zamanı 4ms olarak alınmış ve S/G=5 oranında gelişigüzel gürültü eklenmiştir (Şekil 1c). Bu sismik iz için dekonvolüsyon uygulamaları, denklem (4)'de  $\mu=0$ ,  $\mu=0.01$  (Şekil 1d ve 1e) ve yinelemeli (10 yineleme) Cauchy regülarizasyon (Şekil 1f) kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Açıkça görüldüğü üzere Şekil 1f'deki dekonvolüsyon sonucu Şekil 1a'daki yansıtma katsayısını yüksek uyumla temsil etmektedir. Dolayısıyla, Şekil 1f sonucu yansıtma katsayısı modeli olarak göz önüne alınıp, Şekil 1b'deki sismik izin hesaplanmasında kullanılan Ricker dalgacığı ile konvole edilerek model sismik hesaplanmıştır (Şekil 1b, kırmızı çizgi). Giriş ve model sismik iz tam olarak uyumlu olduğu görülmektedir. Dekonvolüsyon sonuçları farklı  $\mu$  parametreleri için değişebilir. Bu parametre sismik iz üzerinde (özellikle, Şekil 1e) açıkça görülen ringing etkisinin genliğini kontrol eder. Genellikle verinin gürültü içeriği fazla ise artırılır. Bu durumda ringing etkileri azalır, ancak bu kez aşırı yuvarlatmadan (smoothness) dolayı spektral içerik daralır. Dolayısıyla birkaç denemeden sonra en uygun olan kullanılmalıdır. Zaman ortamında elde edilen sonuçlar, her bir sismik iz için hesaplanan spektrumlarla da (Şekil 1h-1) desteklenmektedir.

Şekil 2 çok kanallı yoğun gürültü içeren (S/G=1.0) yapay sismik kesit üzerinde amaçlanan algoritmanın uygulama sonuçlarını göstermektedir. Şekil 2a'da yapay sismik kesit üzerinde ana yansıtma seviyeleri oklarla gösterilmiştir. Görüldüğü üzere gürültüden dolayı yansıtma seviyeleri maskelenmiştir. Kesite ilk olarak Cauchy regülarizasyonu ile yineleme olmaksızın dekonvolüsyon uygulanmıştır (Şekil 2b). Bu işlem kısmen gürültü etkisini zayıflatmış ancak, yanal yöndeki süreklilik çok zayıftır. Şekil 2b'deki kesite FX süzgeci uygulandığında, hem gürültü daha fazla indirgenmiş hem de yanal yönde yansımaların uyumu güçlenmiştir, fakat açık olarak halen daha yanal süreklilik yeterli değildir (Şekil 2c). Buna karşılık amaçlanan yöntem yinelemeli olarak Şekil 2a'daki kesite doğrudan uygulandığında, hem gelişigüzel gürültüler daha etkin indirgenmiş hem de yansımaların yanal süreklilikleri daha fazla artırılmıştır (Şekil 2d). Yöntem Şekil 3a'da verilen yığma kesitine uygulanmış ve elde edilen sonuçlar Şekil 3b ve 3c'de verilmiştir. Çözüm için gerekli olan dalgacık verinin yuvarlatılmış ortalama güç spektrumundan elde edilmiştir. Sonuçlar karşılaştırıldığında, FX süzgeç ağırlıklandırması ile (Şekil 3c) hedeflenen zamansal ayrımlılık ve yanal sürekliliğin yüksek kalitede elde edildiği açıkça görülmektedir.

## 3. SONUÇLAR

Yığma verilerinin zamansal ayrımlılıklarının ve yanal sürekliliklerinin artırılması için, Cauchy regülarizasyonu ile FX süzgeci yinelemeli ters çözüm algoritmasında birleştirilerek kullanılmıştır. FX süzgecinin gelişigüzel gürültü süzgeçlemedeki etkinliğine bağlı olarak,



yapay veriler üzerindeki uygulamalardan, gürültünün varlığında dekonvolüsyon işleminin uygulanabileceğini ve yüksek ayrımlı sismik kesitlerin elde edilebileceği gösterilmiştir. Arazi verilerine yapılan uygulamalardan, sismik yığıma kesitlerinin göreceli olarak ayrımlılık kalitelerinin ve yorumlanabilirliklerinin arttığı görülmüştür. Yüksek ayrımlı dekonvolüsyon sonuçları yerin yansıtma katsayılarını yüksek doğrulukla temsil etmiştir ve bu sonuçlar yerin akustik ve/veya elastik empedans değişiminin elde edilmesinde kullanılabilir. Bu nedenle, bu tür çözümler özellikle ince tabakalı çökel havzalardan elde edilen sismik kesitlerin yorumunda oldukça yararlı olacaktır.

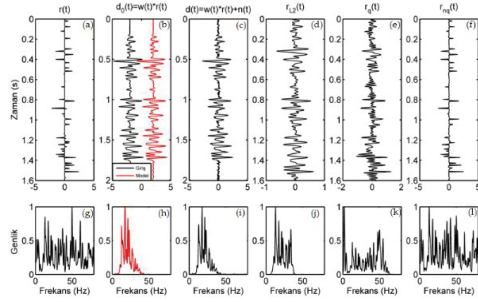
#### 4. KATKI BELİRTME

Bu çalışma Karadeniz Teknik Üniversitesi BAP Fonundan 11522 kodlu proje ile desteklenmiştir.

#### 5. KAYNAKLAR

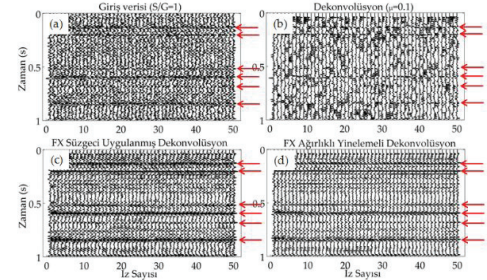
Canales, L., 1984. Random noise reduction. Expanded Abstracts, 54th Annual Internat. SEG Mtg., Atlanta: 525-527.  
 Carbonifer, P., Blanc-Freud, L., Aubert, G., and Barlaud, M., 1997, Deterministic edge preserving regularization in computing imaging: IEEE Trans, Image Proc., 6, 298-311.  
 Gulunay, N., 1986. FXDECON and complex Wiener prediction filter: Expanded Abstracts, 56th Annual Internat. SEG Mtg., Houston: 279-281.  
 Sacchi, M. D., 1997, Reweighting strategies in seismic deconvolution, Geophys. J. Int., 129, 651-656.  
 Sacchi, M. D. ve Ulrych, T. J., 1995, High-resolution velocity gathers and offset space reconstruction, Geophysics, 60, 1169-1177.  
 URL 1 : <http://seismic-lab.physics.ualberta.ca>.

Şekil 1



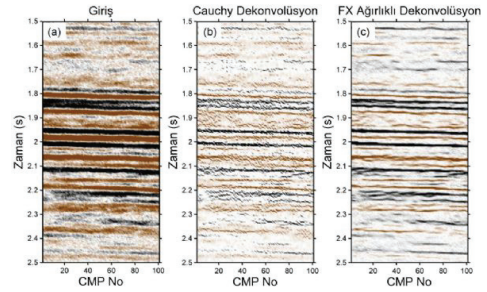
Denklem (4) 'ün sismik iz uygulaması. (a) yansıtma katsayısı serisi, (b) konvolüsyon yapay iz (siyah) ve dekonvolüsyondan sonra modellenmiş iz (kırmızı), (c)  $S/G=5$  oranında normal dağılımlı gelişigüzel gürültü eklenmiş iz, (d), (e) ve (f) sırasıyla denklem (4) 'ün çözümünde  $\mu=0$ ,  $\mu=0.01$  ve yinelemeli Cauchy regularizasyonu kullanılması ile elde edilen dekonvolüsyon sonuçları. (g)-(l) izlere karşılık gelen spektrumları göstermektedir.

Şekil 2



Şekil 2. Çok kanallı yapay kesit üzerinde yüksek ayrımlı dekonvolüsyon uygulamaları. (a) yapay veri, (b) sadece Cauchy regularizasyonlu, (c) (b) 'nin FX süzgeçlenmiş ve (d) FX ağırlıklı Cauchy regularizasyonlu dekonvolüsyon sonuçları. Oklar ana yansımaları göstermektedir. Çözümde,  $\sigma=0.1$ ,  $\mu=0.01$ , FX süzgeç uzunluğu 3, iterasyon sayısı 3 olarak kullanılmıştır.

Şekil 3



Şekil 3. Arazi verisine uygulamalar. (a) CMP yığıma verisinin 1.5-2.5 s ve 1-100. izleri (URL-1'den), (b) Cauchy ve (c) FX ağırlıklı Cauchy regularizasyon ile dekonvolüsyon sonuçları. Yineleme sayısı 5,  $\mu=\sigma=0.01$ , FX süzgeç uzunluğu 11 alınmıştır.

# Pre-stack Reverse Time Migration: Application to synthetic and field data



Gülsah Metin<sup>1</sup>, Mehmet Mutafçılar<sup>1</sup>, Jingyi Chen<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Seismic Data Processing, TP, Ankara, Turkey

<sup>2</sup>Department of Geosciences, University of Tulsa, Tulsa, OK

## ABSTRACT

Reverse time migration is a depth migration and a two-way migration solution that works better for steeply dipping reflections and with large velocity gradients. One crucial part of pre-stack reverse time migration is forward numerical computation to get shot gathers. Due to the limitations of computers, the computation domain needs to be truncated surrounding the model by assuming model boundaries which generates artificial reflections from the truncated boundaries. To solve this problem, we present a novel absorbing boundary layer named nearly perfectly matched layer (NPML) to suppress artificial reflections from model boundaries. Finally, pre-stack reverse time migration is applied to both synthetic data and field data from the Eastern Mediterranean to achieve accurate depth image of subsurface.

## INTRODUCTION

In the early 1980s, reverse time migration of stack data appeared at about the same time (Baysal et al., 1983; Loewenthal and Mufti, 1983; McMechan, 1983 and Whitmore, 1983). Reverse time migration (RTM) (McMechan, 1983; Baysal et al., 1983) is a depth migration and a two-way migration solution that works better in steeply dipping reflections which are greater than 700 with large velocity gradients. Pre-stack reverse time migration was introduced by Chang and McMechan (1986) and algorithm is based on the same gridded velocity model as forward mode. Seismic waves propagate from sources to underground features (forward propagation, from  $t=0$  to  $t=t_{max}$ ) and seismic record will be made backward from receivers in time (negative time direction).

Seismic simulation is an effective method in helping us understand the property of seismic wave propagation in the Earth's interior. To simulate wave propagation, the computational domain needs to be truncated surrounding the model due to the limitation of the power of computers. This condition generates artificial reflections from the truncated boundaries. To suppress those unwanted spurious reflections, many absorbing boundary conditions and absorbing layers have been introduced in the last several decades.

The nearly perfectly matched layer (NPML) was proposed by Cummer (2003). Some authors have compared the NPML with the classical absorbing layer method (Bérenger, 2004; Hu and Cummer, 2004, 2006; Hu et al., 2007; Chen, 2011). The NPML has better performance to absorb the outgoing waves at the interface between the free medium and the artificial absorbing medium and it is easier to apply than the

classical perfectly-matched layer (Hu et al., 2007; Chen, 2011). NPML has many advantages over other absorbing layers in that it uses fewer auxiliary variables and fewer differential equations and it does not alter the original governing equations in linear media (Hu et al., 2007; Chen et al., 2010; Chen, 2011). In this work, NPML algorithms are inserted into pre-stack reverse time migration to reconstruct image of a five-layer model. Modeling test results show that NPML has a significant absorbing ability to suppress the artificial reflections from model boundaries. The final pre-stack reverse time migration result matches the real model very well. We apply the pre-stack reverse time migration to field data from an area in the Eastern Mediterranean where the most of the subsurface is covered by complexly shaped bodies of salt. Based on the results of field data, RTM shows the ability to accurately resolve detailed images of subsurface impedance contrasts better than Kirchhoff migration method.

## THEORY

### Acoustic wave equations

The two-dimensional scalar acoustic wave equation is described by McGarry and Moghaddom (2009) as

### Formül 1

where  $P(x,z,t)$  is the acoustic pressure [ $N/m^2=Pa$ ],  $v(x,z)$  is the acoustic velocity (m/s);  $t$ ,  $x$  and  $z$  are time, horizontal and vertical coordinates, respectively.

### Finite difference method for the discrete NPML model

After a series of deduction, we have obtained all needed NPML equations for 2D acoustic media. Centered-finite difference approximations are applied to second-order time derivatives and forward-finite difference approximations are used in first-order time derivatives. The detailed description of finite difference implementation can be written as follows

### Formül 2

### Formül 3

where  $(i,j,it)=P(i\Delta x,j\Delta z,it\Delta t)$  and  $\Delta x$  and  $\Delta z$  indicate, respectively, the space between the horizontal and vertical nodes. The quantity  $\Delta t$  represents the sampling rate.  $d_x$  and  $d_z$  are damping coefficients along  $x$  and  $z$  coordinate directions.

## NUMERICAL EXPERIMENT

A 2D five-layer model with size 8000m×6000 m is used in this numerical experiment (Figure 1). The velocities of the five layers are 3000m/s, 3400m/s, 4000m/s, 4300m/s, 5000m/s, respectively. The model grid spacing is 10m, and with while time step is 1ms. A Ricker wavelet of 15 Hz dominant frequency with  $t_0=0.08$  s shift. We take 20 grids as the width of each NPML layer. This model includes dipping and graben structures which are typical geologic features. Figure 2 show the snapshots of pressure of the acoustic wave propagation (0.2 s, 0.8 s, 1.8 s, 2.6 s and 4 s). We can come to a conclusion that the NPML suppresses unwanted reflection waves successfully and has excellent absorbing efficiency. To implement reverse time migration, 188 shots with 40 m of shot space are collected along the surface. The cross-correlation imaging condition is applied to pre-stack reverse time migration shot by shot. Figure 3 is the final migration image after stacking pre-stack reverse time migration results from all shots. One can observe that the final migration result (Figure 3) matches the real model (Figure 1) very well.

The application of pre-stack reverse time migration on the field data

We have run RTM on data from the Eastern Mediterranean where the salt geometry is complex and difficult to image. Salt bodies have strong lateral velocity variations associated with complex overburden structures. Depth migration is imperative for accurate imaging of the base-salt boundary. Pre-stack reverse time migration is a two-way migration solution that works better than other migration methods (e.g. Kirchhoff and one-wave equation migrations) for steeply dipping reflections which are greater than 700 and with large velocity gradients. This is why RTM is frequently used to interpret salt structures in regions known to have complex salt geometries. Figure 4a is an image obtained by using RTM method and Figure 4b by Kirchhoff. Kirchhoff migration failed to properly focus and image many reflections below the salt, making interpretation difficult. On the other hand, RTM produced superior image on subsalt reflections and the continuity of reflections below the salt is improved and signal to noise ratio is much higher than the Kirchhoff image. RTM worked better than Kirchhoff to produced significantly a salt dome flank. Thus makes detailed structural interpretation easily.

## CONCLUSIONS

This study was intended to measure the efficiency of pre-stack reverse time migration on both synthetic data and field data from the Eastern Mediterranean to obtain accurate depth image of subsurface. NPML algorithms are inserted into pre-stack reverse time migration to suppress artificial reflections. The results of examples demonstrate that RTM works successfully to accurately resolve detailed images of subsurface. Compared to Kirchhoff migration on field data, RTM is a useful depth imaging tool when dealing steeply dipping complex

structure and strong lateral velocity variations.

## REFERENCES

- Alkhalifah, T., 2000, An acoustic wave equation for anisotropic media: *Geophysics*, 65, 1239–1250.
- Baysal, E., Kosloff, D.D. and Sherwood, J.W.C., 1983, Reverse time migration: *Geophysics*, 48, 1514-1524.
- Bérenger, J.P., 1994, A perfectly matched layer for the absorption of electromagnetic waves: *Journal of Computational Physics*, 114, 185-200.
- Bérenger, J.P., 2004, On the reflection from Cummer's nearly perfectly matched layer: *IEEE Microwave and Wireless Components Letters*, 14,334-336.
- Cerjan, C., Kosloff, R. and Reshef, M., 1985, A nonreflecting boundary condition for discrete acoustic and elastic wave equations: *Geophysics*, 50,705-8.
- Chang, W.F. and McMechan, G.A., 1986, Reverse-time migration of offset vertical seismic profiling data using the excitation time imaging condition: *Geophysics*, 51, 67-84.
- Chen, J. and Bording R. P., 2010, Application of the nearly perfectly matched layer to the propagation of low-frequency acoustic waves: *Journal of Geophysics and Engineering* 7, 277-283.
- Chen, J., Zhang, C. and Bording, R., 2010, Comparison between the nearly perfectly matched layer and unsplit convolutional perfectly matched layer methods using acoustic wave modeling: *Journal of Seismic Exploration*, 19, 173-85.
- Chen, J., 2011, Application of the nearly perfectly matched layer for seismic wave propagation in 2D homogeneous isotropic media: *Geophysical Prospecting*, 59, 662-672.
- Chew, W. C. and Weedon, W. H., 1994, A 3-D Perfectly matched medium from modified Maxwell's equations with stretched coordinates: *Microwave and Optical Technology Letters*, 7, 599-604.
- Bérenger, J.P., 2004, On the reflection from Cummer's nearly perfectly matched layer: *IEEE Microwave and Wireless Components Letters*, 14,334-336.
- Cerjan, C., Kosloff, R. and Reshef, M., 1985, A nonreflecting boundary condition for discrete acoustic and elastic wave equations: *Geophysics*, 50,705-8.
- Chang, W.F. and McMechan, G.A., 1986, Reverse-time migration of offset vertical seismic profiling data using the excitation time imaging condition: *Geophysics*, 51, 67-84.
- Chen, J. and Bording R. P., 2010, Application of the nearly perfectly matched layer to the propagation of low-frequency acoustic waves: *Journal of Geophysics and Engineering* 7, 277-283.
- Chen, J., Zhang, C. and Bording, R., 2010, Comparison between the nearly perfectly matched layer and unsplit convolutional perfectly matched layer methods using acoustic wave modeling: *Journal of Seismic Exploration*, 19, 173-85.
- Chen, J., 2011, Application of the nearly perfectly matched layer for seismic wave propagation in 2D homogeneous isotropic media: *Geophysical Prospecting*, 59, 662-672.
- Chew, W. C. and Weedon, W. H., 1994, A 3-D Perfectly matched medium from modified Maxwell's equations with stretched coordinates: *Microwave and Optical Technology Letters*, 7, 599-604.
- Claerbout, J.F., 1971, Toward a unified theory of reflector mapping: *Geophysics*, 36, 467- 481.
- Clayton, R. and Engquist, B., 1977, Absorbing boundary conditions for acoustic and elastic wave equations: *Bulletin of the Seismological Society of America*, 67, 1529-40.
- Collino, F. and Tsogka, C., 2001, Application of the PML absorbing layer model to the linear elastodynamic problem in anisotropic heterogeneous media: *Geophysics*, 66,294- 307.
- Courant, R., Friedrichs, K.O. and Lewy, H., 1928, Über die partiellen differenzgleichungen der mathematischen physik: *Mathematische Annalen*, 100, 32-74.

Cummer, S.A., 2003, A simple, nearly perfectly matched layer for general electromagnetic media: IEEE Microwave and Wireless Components Letters, 13,137-140.

Dong, L., She, D., Guan, L. and Ma, Z., 2005, An eigenvalue decomposition method to construct absorbing boundary conditions for acoustic and elastic wave equations: J.Geophys. Eng., 2,192-8.

Engquist, B. and Majda, A., 1977, Absorbing boundary conditions for the numerical simulation of waves: Math. Comput. 31, 629-51.

Guddati, M.N. and Lim, K.W., 2006, Continued fraction absorbing boundary conditions for convex polygonal domains: International Journal for Numerical Methods in Engineering, 66, 949-77.

Higdon, R.L., 1991, Absorbing boundary conditions for elastic waves: Geophysics, 56,231-41.

Hu, W., Abubakar, A. and Habashy, T., 2007, Application of the nearly perfectly matched layer in acoustic wave modeling: Geophysics, 72, 169-175.

Hu, W. and Cummer, S.A., 2004, The nearly perfectly matched layer is a perfectly matched layer: IEEE Antennas and Wireless Propagation Letters, 3, 137-140.

Hu, W. and Cummer, S.A., 2006, An FDTD model for low and high altitude lightning-generated EM fields: IEEE Transactions on Antennas and Propagation, 54, 1513-1522.

Kaelin, B. and Guitton, A., 2006, Imaging Condition for reverse time migration: SEG Expanded Abstracts, 25, 2594.

Komatitsch, D. and Martin, R., 2007, An unsplit convolutional perfectly matched layer improved at grazing incidence for the seismic wave equation: Geophysics, 72, 155-67.

Kuzuoglu, M. and Mittra, R., 1996, Frequency dependence of the constitutive parameters of casual perfectly matched anisotropic absorbers: IEEE Microwave and Guide Wave Letters, 6,447-9.

Loewenthal, D. and Mufii, I. R., 1983, Reverse-time migration in the spatial frequency domain: Geophysics, 48, 627-35.

Martin, R., Komatitsch, D. and Ezziani, A., 2008a, An unsplit convolutional perfectly matched layer improved at grazing incidence for seismic wave propagation in poroelastic media: Geophysics, 73, T51-T61.

Martin, R., Komatitsch, D. and Gedney, S.D., 2008b, A variational formulation of a stabilized unsplit convolutional perfectly matched layer for the isotropic or anisotropic seismic wave equation: Computer Modeling in Engineering & Sciences, 37,274-304.

McGarry, R. and Moghaddom, P., 2009, NPML Boundary Conditions for Second-Order Wave Equations: 79th Annual Meeting SEG, Expanded Abstracts, 3590-3594.

McMechan, G., 1983, Migration by extrapolation of time-dependent boundary values: Geophysical Prospecting, European Association of Geoscientists and Engineers, 31, 413-420.

Mur, G., 1981, Absorbing boundary conditions for the finite-difference approximation of the time-domain electromagnetic field equations: IEEE Transactions Electromagnetic Compatibility, 23,377-82.

Quarteroni, A., Tagliani, A. and Zampieri, E., 1998, Generalized Galerkin approximations of elastic waves with absorbing boundary conditions: Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 163, 323-41.

Roden, J. and Gedney, S.D., 2000, Convolutional PML (CPML): an efficient FDTD implementation of the CFS-PML for arbitrary media: Microwave and Optical Technology Letters, 27, 334-9.

Thom, A. and Apelt, C.J., 1961, Field Computations in Engineering and Physics. London: D. Van Nostrand.

Tian, X., Kang, I., Kim, G. and Zhang, H., 2008, An improvement in the absorbing boundary technique for numerical simulation of elastic wave propagation: Journal of Geophysics and Engineering, 5, 203-9.

Whitmore, N. D., 1983, Iterative depth migration by backward time propagation: 53rd Annual International Meeting, Society Exploration Geophysics, Expanded Abstracts, 382-38.

Figure 1: Five-layer Velocity Model

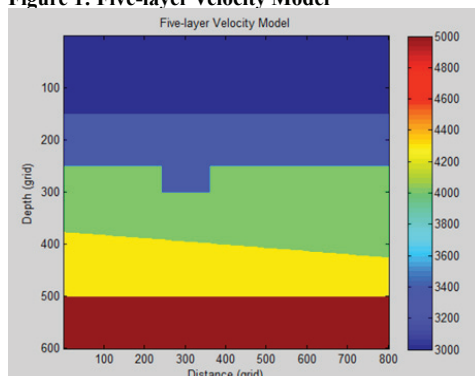


Figure 2: Snapshots of the acoustic wave propagation at 0.2 s, 0.8 s, 1.2 s, 1.8 s, 2.6 s, and 4 s using NPML layer. The source position is at the grid (25, 25)

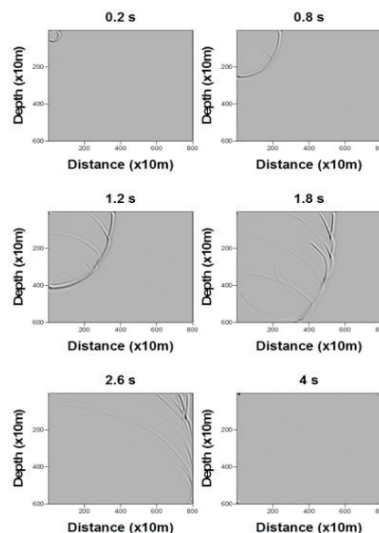


Figure 3: The final depth image from pre-stack reverse time migration. It matches the true model very well

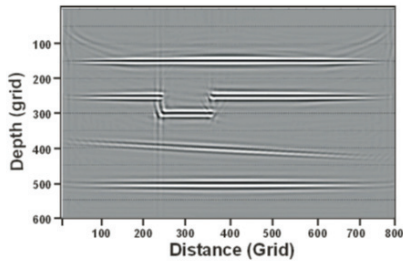
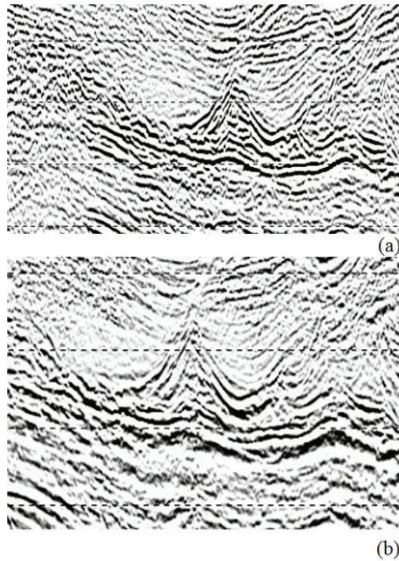


Figure 4: RTM (a) and Kirchhoff (b)



Formul 2

$$\begin{aligned}
 & + \frac{P^-(i, j + 1) - 2P^-(i, j) + P^-(i, j - 1)}{\Delta z^2} \\
 & + d_x(i) \frac{\bar{v}_x^x(i + 1, j) - \bar{v}_x^x(i - 1, j)}{2\Delta x} \\
 & + \bar{v}_x^x \frac{d_x(i + 1) - d_x(i - 1)}{2\Delta x} \\
 & + d_z(j) \frac{\bar{v}_z^z(i, j + 1) - \bar{v}_z^z(i, j - 1)}{2\Delta z} \\
 & + \bar{v}_z^z \frac{d_z(j + 1) - d_z(j - 1)}{2\Delta z},
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \frac{P(i, j, it) - P(i, j, it - 1)}{\Delta t} \\
 & = \frac{\bar{p}^x(i, j, it + 1) - \bar{p}^x(i, j, it)}{\Delta t} \\
 & + d_x(i) \frac{\bar{p}^x(i, j, it + 1) + \bar{p}^x(i, j, it)}{2},
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \frac{P(i, j, it) - P(i, j, it - 1)}{\Delta t} \\
 & = \frac{\bar{p}^z(i, j, it + 1) - \bar{p}^z(i, j, it)}{\Delta t} \\
 & + d_z(j) \frac{\bar{p}^z(i, j, it + 1) + \bar{p}^z(i, j, it)}{2},
 \end{aligned}$$

Formul 1

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = v^{-2} \frac{\partial^2 P}{\partial t^2}, \tag{1}$$

**Formul 3**

$$\begin{aligned} & \frac{\bar{v}_x^x(i, j, it + 1) - \bar{v}_x^x(i, j, it)}{\Delta t} \\ & + d_x(i) \frac{\bar{v}_x^x(i, j, it + 1) - \bar{v}_x^x(i, j, it)}{2} \quad (5) \\ & = - \frac{\bar{p}^x(i + 1, j, it) - \bar{p}^x(i, j, it)}{\Delta x}, \end{aligned}$$

and

$$\begin{aligned} & \frac{\bar{v}_z^z(i, j, it + 1) - \bar{v}_z^z(i, j, it)}{\Delta t} \\ & + d_z(j) \frac{\bar{v}_z^z(i, j, it + 1) - \bar{v}_z^z(i, j, it)}{2} \quad (6) \\ & = - \frac{\bar{p}^z(i, j + 1, it) - \bar{p}^z(i, j, it)}{\Delta z}. \end{aligned}$$

# Sismik Yansımada Yeni Bir Yöntem Olan, Ortak Yansımada Yüzeysel Yığılması (CRS) ve Yığılma Öncesi Kichhoff Zaman Migrasyonu: 2B Kara Verisi Örneği



**Nermin Berran Vernet, Orhan Güreli, Ayşe Güngör**

Roti Sondaj Sismik A.Ş. Ankara

## ABSTRACT

Seismic conventional methods can not be sufficient to get high signal to noise (S/N) ratio and increasing the continuous reflections. Common reflection surface (CRS), fundamentally uses larger stacking surfaces that leads to larger stacking fold, higher S/N ratio and increasing the continuous reflections. It is believed that, as to what extent the technique will be applied routinely to seismic data. In this study, CRS technique was applied on a 2D seismic profile to improve the data quality and to have better image of the subsurface.

## ÖZET

Geleneksel sismik yöntemler yüksek Sinyal/Gürültü (S/G) oranını elde etmek ve yansımaların devamlılığını artırmak için yeterli olmayabilir. Ortak Yansımada Yüzeysel (Common Reflection Surface-CRS), esas olarak daha geniş bir yüzeyde yapılar ve bu S/G oranının ve sürekliliğin artmasına neden olur. CRS tekniği geliştirildikçe sismik veriye rutin olarak uygulanacağı düşünülmektedir. Bu çalışmada, CRS tekniği 2 boyutlu (2B) kara sismik hattı üzerine veri kalitesini artırmak ve böylece yeraltının daha iyi görüntülenmesini sağlamak için uygulandı.

## GİRİŞ

Sismik veri-ışlemede veri kalitesini arttırmak için birçok yöntem vardır. Ortak orta nokta (Common Mid Point-CMP) kavramı, kaynak ve alıcının yeriyüzündeki orta noktasıdır. Sinyalin yeraltındaki arayüzey üzerinde yansıdığı nokta ise ortak derinlik noktasıdır (Common Depth Point-CDP). Yeraltı yatay tabakalardan oluşuyorsa iki terim birbirine eşittir (Şekil-1a). Fakat yeraltı gelişigüzel eğimli tabakalardan oluştuğu için izlerin yansımada noktası eğim yukarı kayar ve iki terim birbirine eşit olmaz (Şekil-1b)(Dondurur, D., 2009). Geleneksel yığılma ve göç işlemlerinde yansımaların hiperboller tarafından ve yansıtıcıların da noktalar tarafından temsil edildiği varsayılır ve Ortak orta noktası (Common Mid Point-CMP) geleneksel yığılma ve ortak yansımada noktası (Common Reflection Point-CRP)göç işlemi için kullanılır. Yani, göç işleminin temeli, CRP ye dayanır (Şekil-2). CRP yığılması, yığılma öncesi zaman göçünden elde edilir. Her iki durumda da yansımaların hiperboller tarafından temsil edildiği ve yansımaların da noktalar tarafından temsil edildiği varsayılır. CRPkesitler olayların göç işlemi noktalarında, CRS ise olayların göç işlemi yapılmamış noktalarında (Yılmaz, O., 1987). CRS yöntemindeki temel amaç; veri kalitesini etkileyen birçok faktöre rağmen(ortam jeolojisi, veri toplama, ölçüm aletleri, vb.) yansımaları kuvvetlendirmek ve

yığılma kesitinde yüksek çözünürlük sağlamaktır. CRS yönteminde, CMP yığılmalarından daha fazla iz kullanır böylece geniş bir yığılma katlaması elde edilmesine ve zaman - derinlik ortamındaki çözünürlüğün artmasına neden olur.

## TEORİ

CRS yöntemi, 2Boyutlu çalışma için 3 yığılma parametresiyle açıklanabilir; alfa  $[\alpha]$ ,  $R_N$  ve  $R_{NIP}$  ( $N$ : Normal dalga,  $NIP$ : Normal incidence pointwave- normal dalga noktasının yoğunluğu). Alfa; sıfır açılımlı ışının geliş açısı (emergence angle) olup, merkez ışınının jeofona geliş açısını temsil eder ve yavaşlıkla ilişkilidir ( $1/V$ ).  $R_N$  ve  $R_{NIP}$  ise; varsayılan dalgaların dalga cephesi eğriselliklerinin yarıçaplarıdır.  $R_N$ ; sıfır açılımlı ışınının anlık yarıçapıdır ve CRS eğriselliğinin ölçütüdür.  $R_{NIP}$ ; CDP kesitteki açılım boyutlu ışının anlık eğrisellik yarıçapıdır. Yansıtıcı ve gözlenen yüzey arasındaki mesafeyle ilgilidir (Şekil 3, Şekil 4).

Klasik yığılma formülü;

$t^2(h) = t_0^2 + (4h^2)/(V_{NMO}^2)$  (1) ile gösterilir. Yüzeydeki varış zamanı ise;

$t^2(m,h) = \frac{[(t_0 + (2\sin\alpha)/V_0 m)]^2 + (2t_0 \cos\alpha)^2}{V_0^2} + \frac{h^2}{R_{NIP}^2}$  (2)

(Baykulov, M., and Gajewski, D., 2009) formülüyle gösterilir. CRS yönteminin CRS ZO araştırması ve CRS yığılma olmak üzere iki adımı vardır. Yukarıda yer alan 2 numaralı formülde;  $m$ , düşünülen CMP noktasına olan orta uzaklıktır ve yanal çözünürlük için önemli bir parametredir. CMP düzengesinde  $m=0$  ise CRS yığılmanın özel halidir ve klasik yığılma formülüne dönüşür.  $h$ , atış-alıcı arası yarı-açılımdır.  $V_0$ , yakın yüzey hızıdır.  $t_0$ , sıfır açılımdaki iki gidiş-geliş zamanıdır.

## UYGULAMA

Bu çalışmada 2 boyutlu kara sismik veri kullanılmış olup veri işlem aşamaları Linux tabanlı bir program olan ProMAX programında yapılmıştır. CRS işlemine kadar geleneksel veri işlem adımları uygulanmış olup veri CRS için hazır hale getirilmiştir.

CRS Sıfır Açılım (Zero offset-ZO) araştırması

Sıfır açılım kesit, yığılma kesit olarak kullanılmaktadır. Sıfır açılım, kesitteki yansımaların eğim değerinin bulunmasında kullanılır. Yığılma kesit üzerinden, verinin zaman ortamındaki eğim açısı belirlenir ve bu eğimin hızı seçilir. Ölçü birimi yavaşlıktır. Bu operatör yığılma

yaparken kullanılır ve düzenli aralıklarla eğim değeri taraması yapar. Analiz noktalarındaki aralıklar CDP tarama aralığı ve zaman tarama aralığı arasındadır. Her CDP de bir, 20 milisaniye aralıklarla eğim taraması yapar. Operatör her bir noktada verinin en düzenli olduğu eğim değerini bulur. Veriyi dairesel bir disk boyunca tarar. Diskin yarıçapı, eğim tarama genişliği ile ilgilidir. Hesaplanan eğim değerleri yavaşlık birimi ile tanımlanır. En küçük ve en büyük yavaşlık hesaplanır. Negatif ve pozitif eğim taraması düşey yönde 20 milisaniyede bir yapılarak eğim listesi oluşturur. Bu aşama tamamlandıktan sonra eğim tablosu görüntülenir ve veritabanına yazılır (Şekil 5). Eğim değerleri, sıfırdan menüdeki maksimum değere kadar değişir. Son olarak hız alanı ve eğim tablosu Final yığma üzerine uygulanır (Şekil 6a, Şekil 6b).

### CRS YIĞMA

CRS yığma sıfır ofset kesit veya CMP grubu düzgünleştirilmesi yapar. Bu çalışmada CMP grubu düzgünleştirilmesi yapılmıştır ve her CDP deki kusatratlı açılım değerleri sabitlenip açılım değerleri 20 m den başlayacak ve 20 m de bir artarak devam edecek şekilde düzenlenmiştir (20 m, 40 m, 60 m, ..). Yığma yaparken şu parametreler kullanılmıştır.

1-CRS operatörü için genişlik (Aperture for CRS operator): En önemli parametrelerden biridir. CDP ortamındaki yarıçap içinde hangi verinin yığma yapılacağını tanımlar. Değer ne kadar büyük alınırsa, yansıtıcı yüzey boyunca çözünürlükteki S/G oranı da o kadar artar. Zamanın bir fonksiyonu olarak tanımlanır. Genişlik sıfır alınırsa CDP içindeki izlere yığma yapar. Bu yüzden çıktı neredeyse NMO (Normal Moveout-Normal Kayma Düzeltmesi) yığması çıktısına eşittir. 2-Maksimum gerilme yüzdesi (Maximum stretch Percentage): NMO daki NMO gerilmesi parametresiyle benzerdir. 3-Yakın açılım (Near Offset): Yakın açılım girilir. 4-Açılımın aralığı (Offset Bin Size): Her bir açılımın aralığıdır. Daha çok iz elde etmek için bu sayı azaltılmalıdır. Daha az iz elde etmek için artırılır. 5-Açılım yığması genişliği (Offset stacking aperture): Yığma yaparken kullanılan açılım genişliği girilmelidir. Eğer bu sayı açılım genişliğinin yarısından daha küçükse, izler bir kez açılım boyunca ait oldukları yere toplanır. Eğer bu sayı açılım genişliğinin yarısından daha büyükse, izler komşu açılımlarla bağlantılı olacaktır. CRS' ten önce veri final seviyeye çekilir. Eğim veya hız bilgisi kullanılarak S/G oranını artırır. CRS sıfır açılım taramasından sonra, eğim listesi ve yığma hızlarıyla beraber CRS- yığma (topluluk) oluşturulur (Şekil 7).

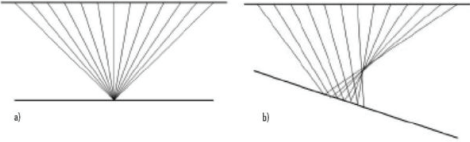
### SONUÇ

CRS yığmanın, karmaşık eğimli yapılarda ve düşük sinyal/gürültü oranı olan yerlerde iyi bir görüntüleme sağladığı görülmüştür. 2B yığma öncesi sismik veride kaliteyi artırma potansiyeli vardır. 2B kara verisine uygulandığında, yansımaların daha iyi tanımlandığı ve daha sürekli olduğu görülmüştür.

### KAYNAKLAR

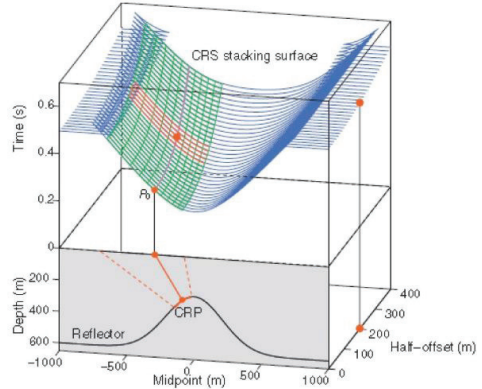
1. Baykulov, M., and Gajewski, D., 2009, Prestack seismic data enhancement with partial common-reflection-surface (CRS) stack, Geophysics, 74,
2. Dondurur, D., 2009, Deniz sismisinde veri işlem, JFMO Yayınları No:11, 149,294
3. Kumar, L., and Sinha, D.P., 2008, From CMP to CRS - An overview of stacking techniques of seismic data, HYDERABAD.
- 4.Landmark Promax 2D Tutorial.
5. Soleimani, M., and Piruz, I., 2007, Common reflection surface stack, new method in seismic reflection data processing: A synthetic data example, ASEG.
6. Yilmaz, O., 1987, Seismic data processing, SEG,1000.

**Şekil-1: a) Yansıtıcı tabakanın yatay olması durumunda ortak derinlik noktası (CDP=CMP), b) Yansıtıcı tabakanın eğimli olması durumunda ortak derinlik noktası (CDP≠CMP)**



(Kumar, L., and Sinha, D.P., 2008)

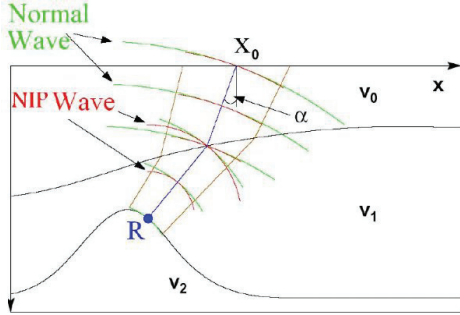
**Şekil-2: NMO ve CRS yığma operatörleri için varış zamanı yüzeyi**



(Soleimani, M., and Piruz, I., 2007)

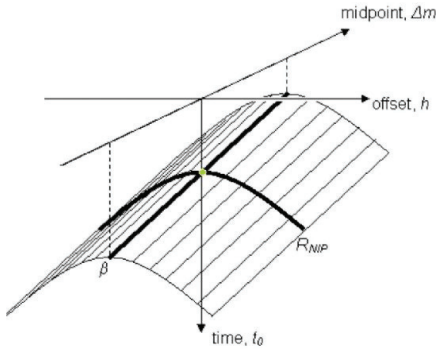


Şekil-3: N: Normal wave-Normal dalga, NIP: Normal incidence pointwave- normal dalga noktasının yoğunluğu



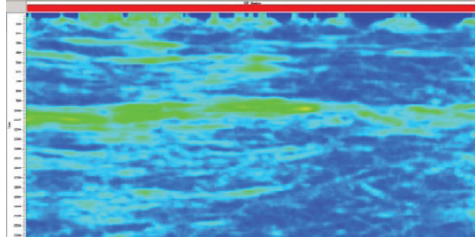
(Soleimani, M., and Piruz, I., 2007)

Şekil-4: 2B CRS yığıma yüzeyi



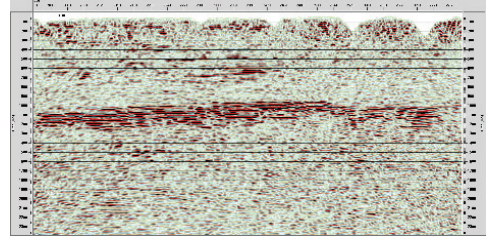
(Landmark Promax 2D Tutorial)

Şekil-5: CRS' te eğim seçimi

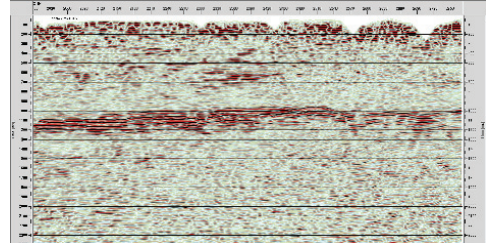


(Landmark Promax 2D Tutorial)

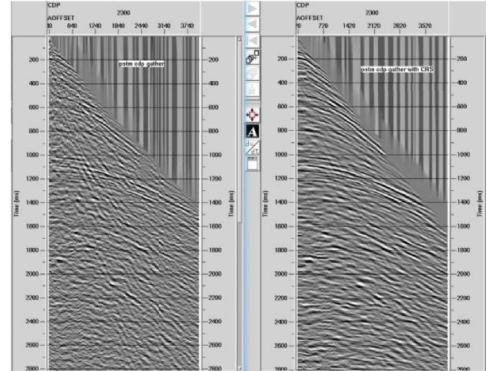
Şekil-6a: PSTM (PreStack Time Migration-Yığıma öncesi zamanda göç)



Şekil-6b: CRS'li PSTM (PreStack Time Migration-Yığıma öncesi zamanda göç)



Şekil-7: PSTM( (PreStack Time Migration- Yığıma öncesi zamanda göç) CDP topluluğu ve PSTM ((PreStack Time Migration- Yığıma öncesi zamanda göç) CRS-CDP topluluğu



# Dönüşmüş Dalga Fazlarına Uygulanan Sismik Veri İşlem Teknikleri



**Berkan Ozturk<sup>1</sup>, Ayşe Gungor<sup>2</sup>, Bülent Kaypak<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Ankara Üniversitesi, Ankara

<sup>2</sup>Roti Sondaj Sismik A.Ş.

## ÖZET

Son yıllarda P dalgasının yanısıra S dalgalarını kaydeden alıcılar kullanılarak, gaz ve petrol araştırmalarında sismik çalışmalar yapılmaya başlanmıştır. Bu çalışmada da 1995 yılında Kanada'nın Alberta eyaleti Blackfoot kasabası yakınlarında toplanmış olan sismik hat üzerinde uygulanan veri işlem aşamalarından bahsedilmektedir. Buradaki amaç, 3 bileşenli jeofonlarla verilerin nasıl toplandığı, düşey (PP) ve boyuna (PS) sismik veri bileşenlerinin nasıl işlendiği ve migrasyon sonucu elde edilen düşey ile boyuna sismik kesitlerin farklarını göstermektir.

## GİRİŞ

Sıkışma (P) dalgası, dik olmayan geliş açısıyla bir arayüze çarpmasıyla, kırılan ve yansıyan P dalgası ve kesme (S) dalgasını oluşturur. Alıcının özellikle radyal (boyuna) bileşenine kaydedilen verinin önemli bir miktarı azimutal anizotropi yokluğunda S dalgasına dönüşür (Miller,1996). Şekil 1'de P dalgasının yansımasıyla elde edilen PP ve PS dalgaları şematik olarak gösterilmektedir. P ve S dalgalarına ait verilerin işlenmesinde uygulanan adımlar genelde aynıdır fakat PS dalgalarının işleminde bazı etkenler daha çok önem kazanır ve Sinyal/Gürültü (S/G) oranını doğrudan etkiler (Baysal, 1984). Veri işlem aşamasında en büyük zorluk ise, statik değerlerin hesaplanmasında ortaya çıkar ve PS dalgaları için hesaplanan statik anomalilerinin, PP dalgası anomalileri ile aynı yerde olmadığı gözlenir. Çünkü sıvı tablaları PP dalga hızını stabilize ederken PS dalgası üzerinde böyle bir etkisi yoktur (Garotta,1985).

## Veri Toplama ve Veri İşlem

Çalışmada kullanılan sismik veriler için 4Hz ve 10Hz frekansına sahip 3 bileşenli alıcılar kullanılmıştır. 18 metre derinlikte açılan kuyular içine yerleştirilen dinamitlerin kullanıldığı saha çalışmasında hattın uzunluğu 4 kilometre olup toplam atış sayısı 200'dür. Şekil.3'te çalışma sahasını ve hattın lokasyonunu gösteren harita yer almaktadır. Ayrıca, saha kayıt parametreleri ve değerleri ile ilgili detaylı bilgi Tablo-1'de sunulmuştur. Tablo-1'deki parametre değerlerine göre 4 kilometrelik bir hatta 20 metre atış ve alıcı aralıklarıyla veriler toplanmıştır. Şekil 2 'de gözlenen jeofonların herbiri enine, boyuna ve düşey sismik yansıma verilerini kaydetmiştir. Jeofonlardan düşey verileri kaydeden kayıtçı 3000ms'ye kadar veri kaydetmiştir, boyuna (radyal) verileri kaydeden jeofonlar ise 4500ms'ye kadar olan verileri kaydetmiştir.

Verilerin işlenmesinde; öncelikli olarak Düşey (Vertical-PP) verilerin, veri işleminin tamamlanması gerekmektedir. Çünkü Boyuna (Radyal-PS) verilerin işlenmesi esnasında Düşey verilerin RMS (Kök Ortalama Kare) hızlarının bilinmesi gerekmektedir. Düşey verilerin RMS hız bilgileriyle "Construct P-S Velocities" modülünü kullanarak Boyuna verilerin hız analizi için rehber RMS hızlarını elde etmemize olanak sağlar. Ayrıca oluşturulan Boyuna dalgaların (PS) RMS hızlarından; NMO düzeltmesinde ve boyuna (PS) verilerinin hız analizi için kılavuz fonksiyon olarak da yararlanılır (Kevin Hall ve Han-xing Lu, 2003). Bunların dışında her iki dalga fazı türü için veri işleminde aynı modüller ve akış şemaları izlenmiştir. Verilerde öncelikle; geometri bilgileri düzenlenmiş ve gerekli arazi bilgileri dikkate alınmıştır. Verilere sırasıyla iz ayıklama, bantgeçişli süzgeç, f-k eğim süzgeci, otomatik kazanç kontrolü gibi ön işlemler uygulandıktan sonra iğnecik ters evrişim (spike deconvolution), hız analizi, normal kayma zamanı düzeltmesi, yığıma ve Kirchhoff yığıma sonrası zamanda göç işlemi gibi temel veri işlem adımları uygulanmıştır. Bu veri işlem uygulamaları sonucunda 10 Hz ve 4 Hz frekanslarında toplanan sismik yansıma verilerinin düşey ve boyuna bileşenlerinin yorumlanmaya uygun kesitleri elde edilmiştir.

## SONUÇ

Yapılan çalışmadan elde edilen sismik kesitler frekans muhtevasına, düşey ve boyuna bileşenli olmasına göre değerlendirilmiştir. Değerlendirmeler sonucunda;

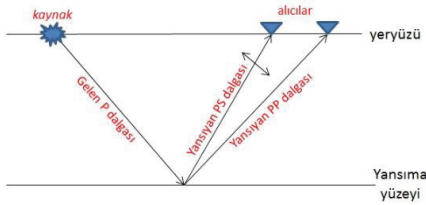
- Düşük frekanslı verilerde yani 4Hz frekanslı verilerde daha derinden bilgi alınabiliyorken, enerjinin soğrulmasına da bağlı olarak yüksek frekanslı verilerde yani 10Hz lik verilerde derinlerden daha az bilgi alınmaktadır (Şekil.4, Şekil.5, Şekil.6, Şekil.7).
- Düşey bileşen verilerinin değerlendirilmesinde ise; görülen tabakalar Şekil 5 ve Şekil 7'de, boyuna bileşen verilerinde Şekil.4 ve Şekil.6'da görülmek üzere S dalgasının daha geç alıcılara ulaşması nedeniyle daha derinlerde gözlenmektedir.
- Düşey verilerde görülen tabaka süreklilikleri, boyuna verilerde gözlenmemektedir ve düşey verilerde gözlenmemesine rağmen boyuna verilerde bir takım soğurulmalar mevcuttur. Düşey ve boyuna verilerdeki bu denli farklılıklar saha araştırmalarında oldukça fazla bilgiyi bize sunmaktadır.

## KAYNAKLAR

Baysal Edip, 1984, Sismik Veri İşlem, TPAO Yayınları  
Dondurur Derman, Deniz Sismisinde Veri İşlem

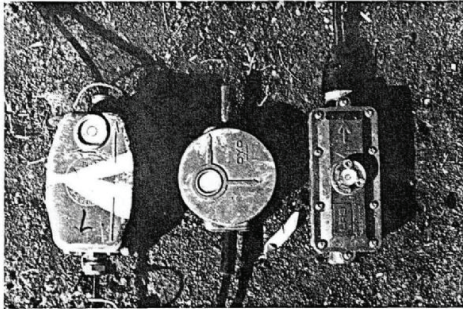
Dondurur Derman, SeisSpace-Promax Kullanımına İlişkin Notlar  
 Eric V. Gallant, 1995, Acquisition of the Blackfoot broad-band seismic survey  
 Garotta, R., Marechal, P., and Megean, M., 1985, Two-component acquisition as a routine procedure for recording P-waves and converted waves: Journal of the Canadian Society of Exploration Geophysicists  
 Hall Kevin, Lu Han-xing, 2003, Converted Wave Processing  
 Robert James Ferguson, 1996. P-S Seismic Inversion: Modeling, Processing, and Field Examples  
 Susan L.M. Miller, 1996. Multicomponent Seismic Data Interpretation

Şekil 1:



Gelen P dalgasının yansımaya yüzeyinden yansıması ve PP ile PS dalgalarının alıcılara ulaşması

Şekil 2



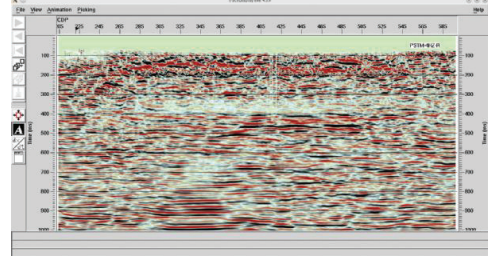
Verilerin Toplandığı Jeofonlar (Eric V. Gallant,1995)

Şekil 3



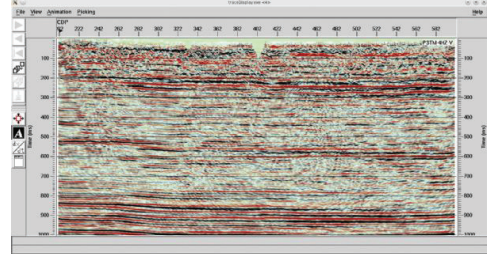
Verilerin Toplandığı Atış Hattı Topoğrafyası (Eric V. Gallant,1995)

Şekil 4



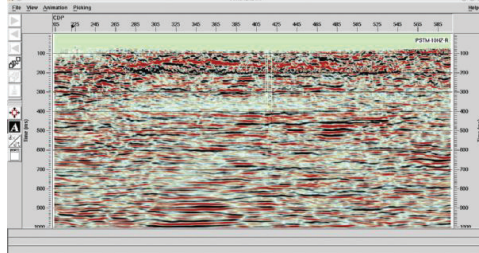
4Hz'lik Boyuna (radial-PS) verinin yığıma sonrası zaman migrasyonu (PSTM) kesiti

Şekil 5



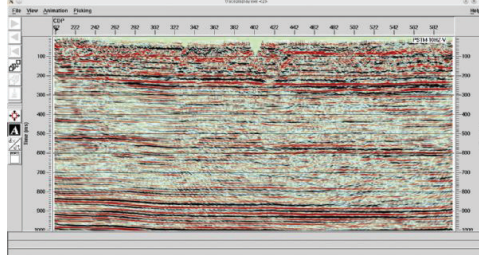
4Hz'lik Düşey (Vertical-PP) verinin yığıma sonrası zaman migrasyonu (PSTM) kesiti

Şekil 6



10Hz'lik Boyuna (Radial-PS) verinin yağma sonrası zaman migrasyonu (PSTM) kesiti

Şekil 7



10Hz'lik Düşey (vertical-PP) verinin yağma sonrası zaman migrasyonu (PSTM) kesiti

Tablo 1

Hat uzunluğu : 4 km ( 46 km kablo uzunluğu )	Atış Aralığı : 20 m
Alıcı Aralığı : 20 m	Hat Azimutu : Northwesterly 313°
Atış Sistemi : Macha	Kanal Sayısı : 816
Kayıt Uzunluğu : 6 saniye	Örnekleme Aralığı : 1 ms
Kaynak : Dinamit	Kaynak Derinliği : 18-14 m
Kaynak Dinamit Ağırlığı : 6-4 kg	Düşük Kesme Süzgeci : -
Düşük Kesme Eğimi : -	Yüksek Kesme Süzgeci : 240 Hz
Yüksek Kesme Eğimi : 70 dB/Octave	Çentik Süzgeci : -

### Veri Toplama Parametreleri



**Sismik Veri Yorumlama ve Analizi**

**Seismic Data Interpretation and Analysis**

---



# Application of Seismic Attributes to Analyze the Reservoir Rim in Intisar “103A” Field., Sirt Basin, Libya



**Atila Sefunc<sup>1</sup>, Cengiz V. Tur<sup>2</sup>, Mohammed Elag<sup>3</sup>, Abdelwahab Sherif<sup>6</sup>**

<sup>1</sup>Aladdin Middle East Ltd.

<sup>2</sup>Saudi Aramco Oil Company

<sup>3</sup>Zueitina Oil Company

## ABSTRACT

The Sirt Basin is an extensional holotype continental rift (Figure-1 and 2) and is referred to as part of the Tethyan rift system (Futyan and Jawzi, 1996; Guiraud and Bosworth, 1997). The rifting in the basin started in the Early Cretaceous, peaked in the late Cretaceous, and terminated in the early Tertiary time (Harding, 1984; Gras and Thusu, 1998; Ambrose, 2000). The Late Cretaceous rifting event is characterized by a series of northwest trending horst and graben systems. Sirt Through (also named as Agedabia Trough or Kalash Trough) is the deepest portion of the basin (Ahlbrandt, 2001). The Sirt Basin is deepens toward the eastern part of the basin. To the west, late Cretaceous and lower Tertiary carbonate reservoirs, commonly reef or bioherms on the northwest-southeast trending horst. The dominant reservoirs are in both Tibesti and Sirt Arms (Ahlbrandt, 2001). Intisar 103A field is located in the Agedabia Trough (Eastern Sirt Basin, Figure-3). The Agedabia Trough is also a northwest trending feature and bounded by the Amal High to the east, the Zelten Platform to the west and the Gialo High to the south. Concession 103 located on the Agedabia Trough in the Eastern Sirt Basin contains an estimated 4.1 billion barrels of original oil in place (OOIP), and has produced 2.2 billion barrels of oil to date. There are 5 reefal fields in Concession 103 but, approximately 80% of the oil discovered in 103A and 103D fields. For the whole 103A Field fifty six wells have been drilled. Most of the wells were drilled in the late 1960's to early 1970's. Reservoir characterization of these fields is a challenge due to the lack of modern logs and deficiency of core lithofacies and biofacies descriptions. The use of High Frequency Imaging (HFI) seismic data played an important role capturing and delineating the detailed stratigraphy of the reservoir. Although many wells were drilled in Concession 103, the new and re-processed seismic data and the seismic attribute analysis methods led to the identification of an undrilled potential. To date, 7 wells have been drilled in the east of 103A field, and A48, A51, A52, A53, A54, A55 and A56 wells were drilled in field to test the rim of the field, termed the “Shoal” by previous studies. The reservoir sections of most wells were logged with dual induction laterolog, microlog, formation density log and sonic logs and/or neutron logs. Most wells have gamma ray and SP logs across the reservoir section. Four wells penetrate the entire Upper Sabil section and reached to the Sheterat Formation (A48, A51, A53 & A54). All of these wells

were originally completed as oil producer. Approximately 200 ft of core was taken from the Upper Sabil Shoal Unit from 4 wells (A48, A51, A52, A55). This core material has been described with respect to rock fabric, lithofacies and fossil content by Zueitina Geolab. An additional core was taken in the A48 well in what had been described as the shoal facies. The rim area was first recognized based on the inversion and seismic attribute studies. This study presents our approach to understand the rim reservoir in 103A field after integrating a detailed seismic interpretation, seismic inversion and multi-attribute analysis with lithofacies analysis of the cored wells and other available well data.

## ACKNOWLEDGMENTS

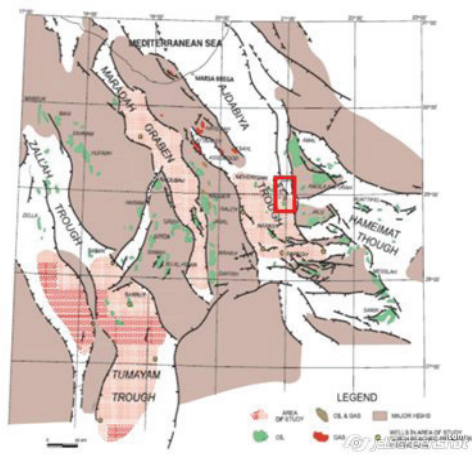
We would like to thank you Zueitina Oil Company for their permission to publish this paper. We also wish to thank all the colleagues in Zueitina Oil Company in Tripoli, Libya.

## REFERENCES

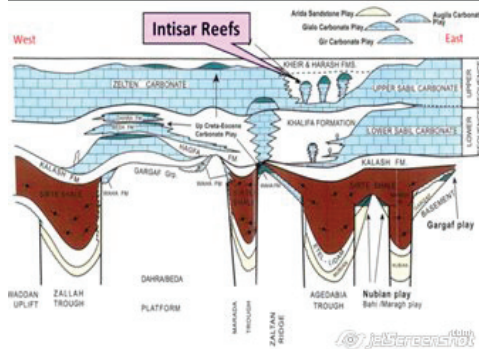
- Ahlbrandt, T.S., 2001, The Sirt Basin Province of Libya—Sirt-Zelten total petroleum system: U.S. Geological Survey Bulletin 2202-F, 29 p., <http://geology.cr.usgs.gov/pub/bulletins/b2202-f/>.
- Ambrose, G., 2000, The geology and hydrocarbon habitat of the Sarir Sandstone, SE Sirt Basin, Libya: *Journal of Petroleum Geology*, v. 23, p.165–192.
- Copra and Pickford, 2001, Integrating Coherence Cube Imaging And Seismic Attributes, CSEG Recorder, p. 20-21.
- Elag, M. O. and Amara, F., 2009, Depositional Facies and Reservoir Characteristics of the Upper Sabil Formation in Concession 103A Field, Sirt Basin, Libya: Zueitina Oil Company, 17th Oil and Gas Congress and Exhibit, Ankara, Turkey.
- Futyan, A., and Jawzi, A.H., 1996, The hydrocarbon habitat of the oil and gas fields of North Africa with emphasis on the Sirt Basin, in Salem, M.J., El-Hawat, A.S., and Sbeta, A.M., eds., *The geology of Sirt Basin*: Amsterdam, Elsevier, v. II, p. 287–308.
- Gras, R., and Thusu, B., 1998, Trap architecture of the Early Cretaceous Sarir Sandstone in the eastern Sirt Basin, Libya, in MacGregor, D.S., Moody, R.T.J., and Clark-Lowes, D.D., eds., *Petroleum geology of North Africa*: Geological Society, Special Publication 132, p. 317–334.
- Guiraud and Bosworth, 1997, Senonian basin inversion and rejuvenation of rifting in Africa and Arabia: synthesis and implications to plate-scale tectonics, *Tectonophysics*, Volume 282, Issues 1–4, 15 December 1997, Pages 39–82.
- Harding, T.P., 1984, Graben hydrocarbon occurrences and structural styles: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 68, p. 333–362.
- Irwin, M.L., 1965, General theory of epeiric clear water sedimentation. – *Amer. Ass. Petrol. Geol. Bull.* 49, 445-459.
- Production Geoscience Ltd (PGL) Report, 2002, Intisar ‘A’ Field Reservoir Characterization and Geological

Modeling, Zueitina Oil Company, Tripoli, Libya.  
 Sefunc A., Vur, C.T., 2008, Report on "Geological re-evaluation and Geophysical Re-interpretation of Intisar "A" Oil Field", Zueitina Oil Company, Tripoli, Libya.

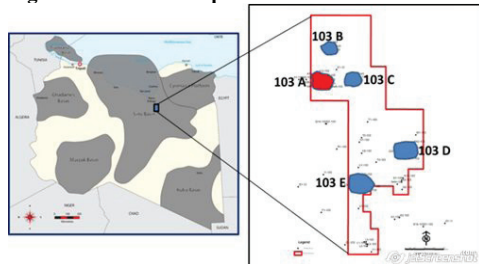
**Figure 1: Location map of Sirt Basin**



**Figure 2: Schematic cross section of Sirt Basin (Modified after Bezan, 2001)**



**Figure 3: Location map of Concession 103**





# Marmara Denizi Güney Şelfi'nin Tektonik Yapısının Sismik Yansıma Verileri ile İncelenmesi



**Elif Meriç İlkimen<sup>1</sup>, Günay Çifçi<sup>1</sup>, Seda Okay<sup>1</sup>, Talip Güngör<sup>2</sup>, Seislab Team<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Dokuz Eylül Üniversitesi, Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü, Deniz Jeolojisi ve Jeofiziği Anabilim Dalı, İzmir  
<sup>2</sup>Dokuz Eylül Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, İzmir

## BİLDİRİ ÖZETİ

Özellikle 1999 Depreminde sonra yoğun bir şekilde araştırılan Marmara Denizi'nin aktif tektoniği, Kuzey Anadolu Fay Zonu'nun (KAFZ) etkisi altında şekillenmektedir. Marmara Denizi'nde 2008 ve 2010 yıllarında K. Piri Reis Araştırma gemisi ile TAMAM projesi kapsamında 3000 km yüksek ayırmalı çok kanallı sismik yansıması ile eşzamanlı CHIRP mühendislik verisi toplanmıştır. Ayrıca 2010 yılı Haziran ayı içerisinde AB 6. Çerçeve tarafından desteklenen, Avrupa Denizleri Gözlem Ağı Mükemmeliyet projesi (ESONET-Marmara DM) kapsamında 1500 m. uzunluğunda streamer ve 240 kanal sismik kayıtçı ile yaklaşık 800 km Yüksek ayırmalı çok kanallı sismik yansıma verisi toplanmıştır. Bu veriler de mevcut olan diğer çok kanallı sismik yansıma verilerine eklenerek SeisLab bünyesinde veri tabanı oluşturulmuştur.

Çalışma alanındaki tektonik modelin bölgedeki fayların etkisi altında oluşan yarım graben yapısı olduğu düşünülmektedir. Graben yapısı içindeki tabakaların güneye doğru eğimlendiği ve kuzey yönüne doğru kama yapısı oluşturduğu bütün hatlarda gözlenmiştir. Tüm güney şelfin güney yönüne doğru saatin tersi yönünde rotasyon hareketi içerisinde olduğu sonucuna varılmıştır.

## ABSTRACT

Researched by many scientists active tectonics of the Marmara Sea which is formed under the effects of the North Anatolian Fault Zone (NAFZ). 3000km of high-resolution multi-channel seismic reflection data and the CHIRP data were collected onboard K.Piri Reis within the scope of the TAMAM project in the summer time of the years of 2008 and 2010 in the Marmara sea. In addition, 800km of high-resolution multi-channel seismic reflection data were acquired with 1500m of streamer and seismic records of 240 channels within the scope of European Seas Observatory Network (ESONET-Marmara DM) project being supported by the EU's sixth framework program in June 2010. These data have been added to the other present multi-channel seismic reflection data to create a database. Chirp and multichannel seismic data in the study area which is between Gulf of Gemlik and the Kapıdağ Peninsula on the southern shelf of the Marmara Sea, are processed for the investigation of the continuity of the middle splay at the southern shelf of the NAF and its fault geometry. The tectonic model in the study area is considered to be the half-graben structure formed under the influence of these faults. The faults which were formed in Graben structure were observed to be inclined towards the south direction and were formed as a wedge structure

in a northerly direction in all fault lines. It has been reached to the conclusion that all southern shelves are in counter-clockwise rotation.

## GİRİŞ

Türkiye ve Avrasya arasındaki hareket, hemen hemen tüm ülke boyunca Kuzey Anadolu Fayı tarafından karşılanmaktadır. Batıya doğru olan bu hareket doğu-batı sıkışma ve buna bağlı olarak kuzey-güney yönelimli bir genişleme oluşmaktadır. Burada oluşan bu genişlemenin tek yönlü olmadığı, buna ek olarak kuzeybatı-güneydoğu ve kuzeydoğu-güneybatı yönelimli genişleme yönlerinin de var olduğu belirlenmiştir (Şengör vd., 1982). Marmara Bölgesi'nin tektonik birimleri, kuzeyde Istanca ve İstanbul zonları ve güneyde Sakarya zonu gibi karmaşık paleotektonik birimlerden meydana gelmiştir (Okay, 1989). Birbirinden çok farklı stratigrafik, magmatik, metamorfik ve yapısal özellikler taşıyan bu tektonik birlikler erken Eosen - erken Oligosen'de Neo-Tetis (İntra-Pontid) okyanusunun kapanması ile yan yana gelmiştir. Bunun sonucu oluşan suture zonu günümüzde büyük ölçüde Kuzey Anadolu Fay Zonu ile temsil edilmektedir (Şengör ve Yılmaz, 1981; Okay ve Tansel, 1992). Bölge, Türkiye'nin ana tektonik alt bölümlerinden biri olan Pontidlerin bir parçasıdır (Şengör, 1979, Şengör, 1984) ve günümüzdeki tektonik rejimden önce Karbonifer (Hersiniyen), Jura (Kimmeriyen) ve Kretase-erken Tersiyer (Alpin) orojenik epizodlardan etkilendirilmiştir. Marmara Denizi güney şelfinin, tektonik birimlerden Sakarya Zonu kısmında yer almaktadır. Sakarya Zonu, kuzeyde İç-Pontid ve güneyde İzmir-Ankara kenet kuşakları arasında yer alan ve batıda Biga Yarımadası'ndan doğuda Doğu Karadeniz dağlarına doğru uzanan bir zon olarak tanımlanır. Sakarya Zonu'nun temeli karmaşık bir şekilde deforme olmuş, metamorfik ve metamorfik olmayan Paleozoyik yaşlı birimlerden oluşmaktadır. Bu temel Mesozoyik ve Senozoyik yaşlı birimlerle örtülmektedir (Yılmaz, 1997; Yılmaz, 2006). Marmara Denizi 11.350 km<sup>2</sup> yüzölçümü olan bir iç denizdir. Marmara Denizi şelfler, kıtasal yamaçlar ve derinlikleri 1000 m'den fazla olan derin çukurları içeren çok karmaşık bir morfolojiye sahiptir (Adatepe vd., 2002). Yapısal olarak Marmara denizi, kuzey ve güney olmak üzere iki bölüme ayrılır. Güney bölümü geniş bir şelfe sahiptir. Kuzey bölümü KAFZ'nun kuzey kolunun etkinliği altında olup temelde Çınarcık, Orta ve Batı basenleri olmak üzere her biri 1100 m'den fazla derinliğe sahip olan üç baseni içermektedir (Barka, 1999; Le Pichon vd., 2000; Okay vd., 1999, 2000; İmren vd., 2001). Bu basenlerin sağ yönlü doğrultu atımlı

KAF'nın oluşturduğu düşünülmektedir. Bu basenler KD-GB uzanımı iki sirtla ayrılmaktadır. Bunlar Orta Marmara ve Batı Marmara Sırtı olarak adlandırılmıştır. Çalışma alanı olan Marmara Denizi güney şelfinde Gemlik Körfezi ile Kapıdağ Yarımadası arasında kalan bölgedeki (Şekil 1) orta kolun güney kısmının deprem aktivitesine bakıldığında geçmiş zamanlarda bu bölgede de yıkıcı depremler meydana geldiğini ancak uzun zamandır bir aktivitesinin olmadığından dolayı deprem riski bakımından dikkat çekici bir bölgedir. Çalışma alanının deniz içerisindeki faylar ile karadaki fayların birleşimi ve deniz içerisindeki fayların devamlılığını inceleyerek Gemlik Körfezi ile Kapıdağ Yarımadası arasında kalan bölgedeki güncel fay haritasını oluşturulmuştur. Fay haritası oluşturulurken, bu bölgenin tektonik yapısının yarım graben yapısının oluşmasına sebep olmuştur.

## YÖNTEM

2008 ve 2010 yılında toplanan çok kanallı sismik yansıma verisi toplanması aşamasında ekipmanları "HydroScience – NTRS2" sismik kayıtçı, 2008 yılında 72 kanallı ve 2010 yılında deniz trafiğinden dolayı değişen 114 ve 210 kanallı olmak üzere alıcı kablo (streamer), 2008 yılında 4 ve 2010 yılında 7 ve 13 adet derinlik düzenleyici (bird) ve bu derinlik düzenleyicileri kontrol eden derinlik kontrol ünitesi, sismik kaynak olarak 2008 yılında 1 adet 2010 yılında 2 adet olmak üzere 45+45 inç3 GI-gun ve GI-gun için gerekli olan yüksek basınçlı havayı sağlayan kompresör, geminin konumunu sağlayan ve kaydını tutan, başlayan ve bitiren "Navipac" navigasyon sistemi ve bu sisteme bağlı olarak çalışan "GPS" sistemi kullanılmıştır. Alınan çok kanallı sismik yansıma verilerinin yorumlanabilir hale getirilmesi için veri işlem aşamasında ön ve ileri veri işlem adımları uygulanmıştır. Ön veri işlem adımları; Veri yükleme (Data Loading), Tek Kanallı Kesit (Single Trace), Geometri Tanımlama (Geometry Definition), Bant Geçişli Süzgeç (Bandpass Filter), F-K Eğim Süzgeci (F-K Dip Filter) ve Ortak Derinlik Noktası Sıralama (CDP Sort) bu işlemlerden oluşmaktadır. İleri veri işlem adımları; Hız Analizi (Velocity Analysis), Normal Kayma Zamanı Düzeltmesi (NMO), Yığıma (Brüt Stack) ve Sismik Göç (Seismic Migration) aşamalarından oluşmaktadır. Yorumu hazırlanan çok kanallı sismik yansıma verileri Kingdom Suite programına yüklenerek kesit üzerindeki yapılar belirtilmiştir.

## BULGULAR

Çalışma alanı Bandırma Körfezi ile Gemlik Körfezi arasında kalan İmralı Adasının altı olan güney şelfte TAMAM projesi ile toplanan 17 tane sismik yansıma verileri yorumlanmıştır (Şekil 1). Çalışma alanının en batısında bulunan güney-kuzey yönlü TAMAM-31 nolu sismik kesitinde tüm tabakaların güney yönünde 7000 metreye kadar olan bölümünde şelfe doğru eğimlendiği gözlenmektedir. Kesitte güneyden kuzeye doğru bakıldığında hattın 7000 metreye kadar olan kısmında tabakaların kama yapısı oluşturarak akustik

temele doğru sonlandığı gözlenirken, akustik temel, güney yönünde 400 ms, kuzeye doğru 150 ile 400 ms arasında gözlenmektedir. Akustik temelin faylarla deforme olduğu ve B2, B3 ve B4 ile gösterilen fayın doğrultu atımlı faylar ve diğer gösterilen siyah fayların normal faylar olduğu düşünülmektedir. Hattın 10000 ile 14000 metredeki kısmında ise tabakalarda kıvrımlaşma gözlenmektedir. Hattın 13000 ile 18000 metredeki kısmında ise dik eğimli klinoform yapıları mevcuttur (Şekil 2).

## SONUÇLAR

Çalışma alanındaki hatlar yorumlandığında ve bütün çalışmalar incelendiğinde Güney Marmara'daki fay yapısının şeklinin sıçramalı (step-over) ve transtansiyon yapıya sahip oldukları sonucuna varılmıştır. Faylar eğim atım birleşene sahip olan sağ yönlü doğrultu atımlı faylar ve bu fayların kuzeyinde oluşan normal faylar gözlenmiştir. Önceki yıllardaki sismik etkinliklere ve deprem geçmişi incelendiğinde büyük ve yıkıcı depremler meydana getiren fay yapıları olduğu bu yüzden de yapılan bu fay haritasının oluşabilecek herhangi bir deprem tehlike analizinin yapılmasına yararlı olacağı düşünülmüştür. Çalışma alanındaki tektonik modelin bu fayların etkisi altında oluşan yarım graben yapısı olduğu düşünülmektedir. Graben yapısı içindeki tabakaların güneye doğru eğimlendiği ve kuzey yönüne doğru kama yapısı oluşturduğu bütün hatlarda gözlenmiştir. Tüm güney şelfin güney yönüne doğru saatini tersi yönünde rotasyon hareketi içerisinde olduğu sonucuna varılmıştır (Şekil 3).

## KAYNAKÇA

- Adatepe, F., Demirel, S. ve Alpar, B. (2002). Tectonic setting of the southern Marmara Sea region: based on seismic reflection data and gravity modelling. *Marine Geology*, 190, 383–395.
- Barka, A. (1999) The 17 August 1999 İzmit earthquake, *Science*, 285, 1858 –1859.
- İmren, C., Le Pichon, X., Rangin, C., Demirbağ, E., Ecevitoglu, B. ve Görür, N. (2001). The North Anatolian Fault within the Sea of marmara: a new interpretation based on multi-channel seismic and multibeam bathymetry data. *Earth and Planetary Science Letters*, 186, 143-158
- Le Pichon, X., Taymaz, T. ve Şengör, A.M.C. (2000). Important problems to be solved in the Sea of Marmara. NATO Advanced Research Seminar: Integration of Earth Sciences Research on the 1999 Turkish and Greek Earthquakes and Needs for Future Cooperative Research, 66–67.
- Okay A.İ., (1989). Tectonic units and sutures in the Pontides, northern Turkey. In Şengör AMC (ed) Tectonic evolution of the Tethyan region. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.
- Okay, A.İ. ve Tansel, İ. (1992). New data on the upper age of the Intra-Pontide Ocean from north of Şarköy (Thrace). *Mineral Research and Exploration Bullten Turkey*, 114, 23-26.
- Okay, A.İ., Demirbağ, E., Kurt, H., Okay, N. ve Kuşçu, İ. (1999). An active, deep marine strike-slip basin along the North Anatolian Fault in Turkey. *Tectonics*, 18, 129-148.

Okay, A.İ., Kaslılar-Özcan, A., İmren, C., Boztepe-Güney, A., Demirbağ, E. ve Kuşçu, İ. (2000). Active faults and evolving strike-slip basins in the Marmara sea, Northwest Turkey: A multichannel seismic reflection study. *Tectonophysics*, 321, 189-218.

Şengör, A. M. C. (1979). The North Anatolian Transform Fault. its age offset and tectonic significance. *Journal of Geological Society London*, 136, 269-282.

Şengör, A. M. C. (1984). The cimmeride orogenic system and the tectonics of Eurasia. *Geological Society of America Special Paper*, 195, 82.

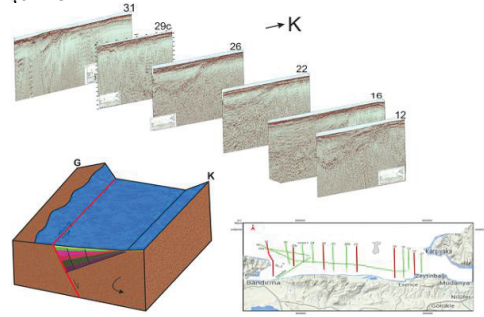
Şengör, A.M.C. ve Yılmaz, Y. (1981). Tethyan evolution of Turkey: A plate tectonic approach. *Tectonophysics*, 75, 181-241.

Şengör, A.M.C., Yılmaz, Y. ve Ketin, İ. (1982). Remnants of a pre-late Jurassic ocean in northern Turkey: Fragments of Permian - Triassic Paleo - Tethys? Reply. *Geological Society of America Bulletin*, 93,932 - 936.

Yılmaz, Y. (1997). Geology of western Anatolia.Active tectonics of northwestern Anatolia. The Marmara Poly-Project, a Multidisciplinary Approach by Space-Geodesy, Geology, Hydrogeology, Geothermic and Seismology, 31-53.

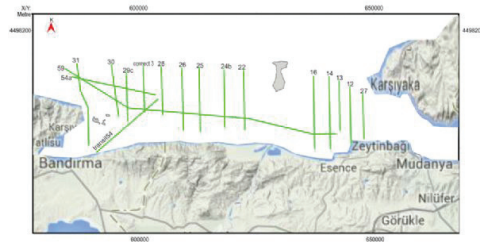
Yılmaz, M. (2006). Structural features and geological development of the Yenişehir (Bursa) basin in the Neotectonic period. Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi. İstanbul Üniversitesi, İstanbul.

şekil 3



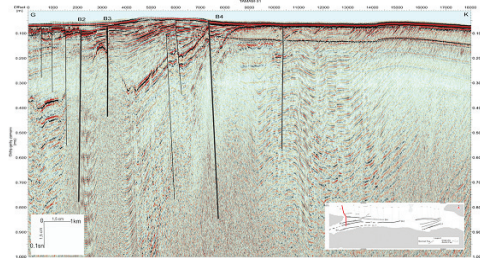
Tektonik Model

Şekil 1



çalışma alanı

şekil 2



31 nolu sismik hattın yorumlanmış hali

## Kuzey Marmara Şelfi'nin sismo-akustik yapısı: İlk sonuçlar



**Ashhan Nasıf<sup>1</sup>, Derman Dondurur<sup>1</sup>, Atilla Sefünç<sup>2</sup>, Semih Ergintav<sup>3</sup>,  
Günay Çifçi<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Dokuz Eylül Üniversitesi Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü, İzmir

<sup>2</sup>Aladdin Middle East Ltd, Ankara

<sup>3</sup>Boğaziçi Üniversitesi Kandilli Rasathanesi ve Deprem Araştırma Enstitüsü Jeodezi Anabilim Dalı, İstanbul

---

**İPTAL EDİLMİŞTİR.**

## Marmara Denizi'nde Sıg Gaz Birikimleri

Seval Aydemir<sup>1</sup>, Seda Okay<sup>1</sup>, Günay Çifçi<sup>1</sup>, Derman Dondurur<sup>1</sup>, Chirstopher Sorlien<sup>2</sup>, Marie Helene Cormier<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Dokuz Eylul Universitesi, Deniz bilimleri ve Teknoloji Enstitüsü, İzmir, Türkiye

<sup>2</sup>University of Santa Barbara California, CA, United States

<sup>3</sup>Rhode Island University, United States



**İPTAL EDİLMİŞTİR.**





**Geliştirilmiş Petrol Kurtarımı**

**Enhanced Oil Recovery**

---





# Buhar Uygulaması Batı Raman Sahası için Yeni Bir Başlangıç Olabilir mi?; Pilot Uygulama Tasarımı, Hayata Geçirilmesi ve İlk Sonuçlar



Ülker Kalfa<sup>1</sup>, Secaeddin Şahin<sup>1</sup>, Serkan Uysal<sup>1</sup>, Harun Kılıç<sup>2</sup>, Hakkı Lahna<sup>1</sup>, Teoman Küçükçkara<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Türkiye Petrolleri, Üretim Daire Başkanlığı, Ankara

<sup>2</sup>Türkiye Petrolleri, Batman Bölge Üretim Müdürlüğü, Batman

## ABSTRACT

With initial oil in place of 1.84 billion barrels, Turkey's largest oil field Batı Raman was discovered and put on stream in 1961. The field attained a primary recovery of lower than 2% due to unfavourable quality of the rock and fluid properties of the reservoir and a low energy drive mechanism.

Immiscible carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) flooding project of Batı Raman commenced in 1986, and it has been successfully implemented for over the period of quarter century to drive up oil rate of the field. Oil production, which was only 1.500 STBD prior to the EOR project, has reached to 14.000 STBD level by increasing 8-9 times at the peak performance period, showing a declining trend thereafter.

The project is still active; the on-going application in the field has been a unique and successful process. It added significant value to the field and in the long run it turned out to be an excellent application showing a 3-4 times increment in the recovery factor. Nevertheless, the amount of CO<sub>2</sub> required for one extra barrel of oil has tendency to increase and it is a fact that the CO<sub>2</sub> injection will soon complete its mission remaining a great deal of oil in the reservoir. Therefore, there is a great incentive to implement another effective enhanced recovery process in the field to drain this remaining oil (Sahin et al., 2007, 2012). Now the field is under consideration for another marginal and unique application. No analogous worldwide is yet known: Steam Injection Pilot in Deep-Heavy Oil Fractured Carbonate reservoir. There are a few similar applications, but their depths are incomparably shallower than the Batı Raman Field. A steam injection pilot with two injectors, one observer, and eleven producers at the crest was commenced in September 2012. The purpose is to heat and pressure up the reservoir from the top and produce oil from the neighbouring producers. This paper documents design, implementation and early operating results of this pilot project being conducted in Batı Raman Field.

## ÖZ

1.84 milyar varil yerinde petrolü ile Türkiye'nin en büyük sahası olan Batı Raman 1961 yılında keşfedilmiştir. Rezervuar kayaç ve akışkan özelliklerinin yeterince iyi olmaması ve düşük enerjili üretim mekanizması nedeni ile birincil üretimle yerinde petrolün %2'sinden daha azının üretilebileceği hesaplanmıştır. Sahanın kurtarımını artırma amacı ile tasarlanan

Batı Raman Sahası karışmaz tip karbondioksit (CO<sub>2</sub>) enjeksiyonu projesi 1986 yılında başlamış olup çeyrek asırdır uygulanmaktadır. Özgün ve başarılı bir uygulama olan Batı Raman Sahası CO<sub>2</sub> enjeksiyonu projesi öncesi 1.500 v/g düzeyinde olan saha üretimi proje performansının en iyi olduğu dönemlerde 8-9 kat artışla 14.000 v/g düzeyine ulaşmış, izleyen dönemde kaçınılmaz olarak düşüş eğilimine girilmiştir. Söz konusu uygulama ile sahanın üretimi önemli oranda yükselmiş, rezervuarın üretilebilir oranı da 3-4 kat dolayında artmıştır. Ancak, bir varil artı petrol üretimi için gerekli gaz miktarı da her geçen gün artmaktadır. Bir süre sonra karbondioksitin etkinliğinin daha da azalarak görevini tamamlayacağı ve uygulama sonunda petrolün önemli bir bölümünün yer altında bırakılmak zorunda kalacağı bir gerçektir. Bu nedenle, CO<sub>2</sub> enjeksiyonu sonrasında kalan petrolün üretilebilmesine yarayacak başka yöntemlerin araştırılması ve devreye konulmasının gerekliliği ortaya çıkmaktadır (Sahin ve arkadaşları, 2007, 2012). Yeni uygulama arayışları kapsamında ağır petrol sahalarına en çok uygulanan yöntem olan buhar enjeksiyonu üzerinde durulmuştur. Derin, çatlaklı karbonat rezervuarlarda buhar uygulamaları çok sınırlıdır. Batı Raman Sahasını buhar enjeksiyonu uygulaması yapılan benzerlerinden ayıran en önemli özellik ise rezervuar derinliğidir. Bu kısıtlar göz önüne alınarak Batı Raman için özgün bir buhar enjeksiyonu tasarımı yapılmıştır. Antiklinalin tepe noktasında, iki enjektör, bir gözlem ve onbir çevre üretim kuyusunun yer aldığı bir alanda Eylül 2012'de pilot bir uygulama başlatılmıştır. Amaç, rezervuarı tepeden (antiklinal yapının üst noktalarından) ısıtmak, basınçlandırmak ve ısınarak akmazlığı düşen petrolü çevre kuyulardan üretmektir. Bu makalede, Batı Raman Sahasında başlatılan pilot projeye ilişkin tasarım, yapım çalışmalarını ve ilk uygulama sonuçları özetlenmektedir.

## GİRİŞ

CO<sub>2</sub> enjeksiyonu ile birlikte veya sonrasında uygulanabilecek EOR alternatiflerinin gözden geçirilmesi kapsamında Batı Raman sahasında bir buhar enjeksiyonu pilot uygulaması yapılması kararlaştırılarak mühendislik çalışmaları yapılmıştır. Bu çalışmalar temel alınarak 2 kuyudan buhar basılmasına karar verilmiş, 2 yeni enjeksiyon kuyusu, yeni kazılacak 3 kuyu ile beraber toplam 11 üretim kuyusu ve 1 yeni gözlem kuyusundan oluşan bir patem tasarımı öngörülmüştür.

Maksimum kuyu dibi enjeksiyon basıncının 2250 psi düzeyinde olacağı öngörülmüş; enjeksiyon sistemleri

her kuyudan ortalama 750 CWEPD (soğuk su eşdeğeri varil gün) buhar enjektörde edilecek şekilde, buhar sistemi ise jeneratör çıkışında buhar kalitesi %80 olacak şekilde tasarlanmıştır. Test süresi, enjeksiyonun başlangıç tarihi esas alınarak üzere iki yıl olarak belirlenmiştir. Enjeksiyon kuyuları kuyubaşı basıncı ve sıcaklığı, enjeksiyon debisi ve buhar kalitesi izlenecek parametreler olarak saptanmıştır. Gözlem kuyusu ve enjeksiyon kuyuları çevresinde kazılmış üç yeni üretim kuyusuna indirilen sabit tip basınç ve sıcaklık algılayıcıları ile söz konusu gözlem ve üretim kuyularının kuyu dibi basınç ve sıcaklığı kaydedilmektedir. Derinlikten kaynaklı ısı kayıplarının önüne geçilmesi için yüksek yalıtıma sahip ‘vakum yalıtımlı tübing’ler (VT) kullanılmıştır.

### KARBONAT YAPILAR VE ISIL YÖNTEMLER

Karbonat (kireçtaşı) kayalar, yapılarındaki hâkim mineralin kuvars yerine kalsit olması ile kumtaşlarından ayrılırlar. Kireçtaşları, özellikle kimyasal enjeksiyon uygulamalarında daha da belirgin olmak üzere, kumtaşlarına oranla daha reaktif davranırlar. Kireçtaşlarında gözeneklilik ve geçirgenlik dağılımı rezervuardan rezervuara farklılıklar gösterdiği gibi aynı rezervuar içinde de çok büyük değişimler gösterebilir (Faruk Ali S.M.).

Uygulanacak üretim artırma yönteminin belirlenmesinde rezervuar kayaç tipi önemlidir. Yerinde yakma dâhil olmak üzere üretim artırma uygulamalarının neredeyse tamamı dünya rezervlerinin önemli bir bölümünü içinde barındıran kumtaşı rezervuarlarda uygulanmıştır. Kireçtaşı rezervuarlardan uzun süreli üretim yapılmakla birlikte, bu tip rezervuarlarda buhar enjeksiyonu deneyimi oldukça sınırlıdır. Ağır petrol akmazlığının düşürülmesinde ısı önemli bir etkidir. Kuyu dibi ısıtıcılarının kuyu içine gelen petrolün üretiminde kolaylık sağladığı ancak kuyuya akış performansını artırmadığı kısa sürede anlaşılmıştır. Isıl yöntemlerin birincil işlevi petrolün akmazlığını, yerinde; yani rezervuarda düşürmektir. Buhar/sıcak su enjeksiyonu ve yerinde yakma olmak üzere iki tip temel ısıl yöntem bulunmaktadır.

Yerinde yakma uygulamasında ısı rezervuarda (in-situ) oluşturulur. Bu amaçla rezervuara oksijen basılır, yanmanın gerçekleşmesi oksijen fazlalığından dolayı kendiliğinden olabileceği gibi yanma bir ateşleme mekanizması ile de başlatılabilir. Isıl uygulamalarda kılcal kuvvetler ısıdan doğrudan etkilenmezler ancak, bu kuvvetlerin bir sonucu olarak gözeneklerde kapanmış petrolün ısı etkisiyle akıcılığı artar ve rezervuar içindeki kuvvetlerden daha çok etkilenecek hareketli hale geçer.

Buhar enjeksiyonu bugün itibarıyla en temel ileri petrol üretimini artırma yöntemidir. Buhar enjeksiyonunu diğer yöntemlere göre daha avantajlı kılan nokta buharın değişik özellikteki birçok rezervuara uygulanabilme esnekliğidir. Derinlik (5000 ft’den az) ve rezervuar kalınlığı (10 ft’den daha fazla) buhar enjeksiyonu uygulaması için temel iki kısıttır. Derinlik kısıtı buharın kritik basıncı (3202 psia); rezervuar kalınlığı kısıtı ise alt ve üst formasyonlara olacak ısı kaybı ile ilişkilidir.

Buhar enjeksiyonu için önemli olan diğer etkenler petrolün gravitesi, rezervuar koşullarındaki akma hızı ile geçirgenlik ve gözeneklilik değerleridir. Çok yüksek geçirgenlik sistemleri türünden heterojenlikler buhar kanallaşmalarına ve sonuç olarak erken su gelişine (breakthrough) neden olacaktır.

Buhar enjeksiyonu ticari olarak dünya genelinde kumtaşı rezervuarlarda uygulanmaktadır. Çatlaklı kireçtaşı rezervuarlarında son yıllarda pilot uygulamalar yaygınlaşmış ancak bu uygulamalardan sadece 2 tanesi tam saha uygulamasına geçebilmiştir (Suriye ve Umman). Uygulamaların büyük bölümünde buharla ötelemeden ziyade matriksin ısıtılması hedeflenmiştir. Matriksin hızlı ısıtılması ve hızlı üretim için yüksek enjeksiyon debileri kullanılmaktadır. Bu ise erken “su geliş” anlamına gelmektedir. Düşük enjeksiyon debilerinde matriks ile daha uzun süreli temas sağlanmakla birlikte enjeksiyon debisinin yetersizliği düşük üretime sebep olmaktadır. Bu nedenle, çatlaklı karbonatlarda buhar enjeksiyonunun optimizasyonunda enjeksiyon debisi ve buhar kalitesi önemli rol oynamaktadır (Babadagli ve arkadaşları, 2008). Çatlaklı karbonat kayalara buhar enjektörde edilerek kayacın ısıtılması halinde işlerlik kazanan mekanizmaların anlaşılmasına ilişkin çalışmalar sürmektedir. Temel olarak, ısı önce çatlak kanalları boyunca ilerlemekte, matrikse daha sonra nüfuz etmeye çalışmaktadır. Matriksin ısınması matriks bloklarının boyutuna göre birkaç günden bir yıla kadar uzanabilecek bir sürede gerçekleşmektedir. Buhar cephesinin yayılımı çatlak/kılcal çatlak dağılımının yanı sıra, rezervuardaki su ve gaz doymuşluğunun bir fonksiyonu olarak gelişmektedir (Babadagli ve arkadaşları, 2008). Buhar enjeksiyonu sırasında statik koşullarda matriks-kayaç etkileşimi konusunda birçok mekanizma tespit edilmiştir, bu mekanizmaların başta gelenleri: (1) Kılcal imbibisyon (Capillary imbibition), (2) ısıl genleşme, (3) gazlaşma, (4) petrolün kimyasal değişimi, (5) yerçekimi drenajı (gravity drainage) ve (6) kayacın matriks yapısında değişim’dir (Babadagli ve arkadaşları, 2008).

### GEÇMİŞ DÖNEMDE YAPILAN BUHAR ENJEKSİYONU UYGULAMALARI

Batı Raman Sahasında, 1968 yılında, BR-154 enjeksiyon, çevredeki BR-1, BR-14, BR-20 ve BR-41 no’lu kuyular üretim kuyusu olmak üzere beş-nokta paternli buhar enjeksiyonu pilot uygulaması denenmiştir. Kuyuda 1280-1344 m aralığından 172 günde 168,856 varil soğuk su eşdeğeri buhar basılmıştır. Uygulama sürecinde koruma borusu özelliklerinde bir değişim ya da çimentoda bir bozulma gözlenmemiştir. 600 psi ile başlayan enjeksiyon basıncı uygulamanın 14. gününde 1550 psi düzeyine çıkmıştır.

Uygulamadan 114 gün sonra BR-14 no’lu kuyuda su geliş gözlenmiştir. Yüzye buhar kalitesi başlangıçta %80 düzeyinde iken zamanla bu değer %50 düzeyine düşmüştür. Su varış zamanı itibarıyla toplam 30,738 varil petrol üretilmiştir. BR-1 ve BR-41 no’lu kuyular diğer kuyulara oranla daha iyi performans göstermişlerdir. En iyi performansı ana faylardan birine

yakın olan ve hayli çatlaklı bir bölgede bulunan BR-41 no'lu kuyu göstermiştir. Kuyunun üretimi buhar enjeksiyonu ile bağlantılı olarak çok keskin değişimler göstermiştir. Bu durum kuyuya yakın bölgede heterojen, çatlaklı bir yapının varlığını göstergesi olarak değerlendirilmektedir. BR-20 no'lu kuyu da başka bir faya yakındır ancak kuyunun güneyinde uzanan kesif yapı nedeniyle bu kuyunun performansı buhar uygulaması öncesinde de sonrasında da BR-41 no'lu kuyu performansından çok gerilerde kalmıştır. Benzer uygulamalarla karşılaştırıldığında söz konusu pilot uygulamanın etkili bir uygulama olmadığı değerlendirilmiştir. Kuyu içi ısı kayıplarının yüksekliği ve rezervuardaki süreksizliklerin varlığına bağlı erken su gelişi ve düşük süpürme verimi pilot uygulamanın başarısız olma nedenleri olarak değerlendirilmiştir. BR-38 no'lu kuyuda yapılan çevrimsel buhar enjeksiyon denemesi ise kuyu içi ve kuyubaşında meydana gelen mekanik problemler nedeniyle başarısızlıkla sonuçlanmıştır.

1968 yılında Batı Raman'da yapılmış buharla öteleme uygulaması, 1993-95 yıllarında İkiztepe sahasında yapılmış uygulama ve çatlaklı karbonat rezervuarlarda yapılmış diğer uygulamalardan edinilen deneyimler erken su gelişi (heterojen yapı nedeniyle buharın çatlaklar boyunca ilerleyerek üretim kuyularına ulaşması) ile ısının dengesiz dağılımının proje başarısını önemli oranda düşürdüğünü göstermektedir. Bu gerçeğe rağmen ağır petrol içeren çatlaklı karbonatlarda üretim artırma konusunda CO<sub>2</sub> enjeksiyonundan sonra en umut verici yaklaşım buhar enjeksiyonu uygulamasıdır.

### BUHAR ENJEKSİYONU TEMEL KAVRAMLARI

Buhar enjeksiyonunda en önemli konu buharın minimum ısı kaybıyla rezervuara iletilmesidir. Isı kaybı bakımından en önemli faktör derinliktir. Enjeksiyon debisi ve basıncı da ısı kaybını etkileyen diğer faktörlerdir.

Optimum tasarım ve gelişmiş teknolojik malzemelerin kullanımı halinde görece derin karbonat yapılarında da buhar enjeksiyonu projelerinin başarı şansının olabileceği değerlendirilmiştir. Kuyu dibinde belirlenen sıcaklık değerlerinin sağlanabilmesi için seçeneklerden birisi ısı kayıplarını en aza indirecek şekilde özel tasarlanmış malzemelerin kullanılması, diğeri ise kuyu dibi buhar jeneratörleridir. Ancak, bu amaca uygun kuyu dibi buhar jeneratörleri henüz yeterince geliştirilememiştir. Dolayısıyla, ticari bir uygulama alanı bulamamış olan bu seçenek üzerinde fazlaca durulmamıştır.

750-800 metreyi geçen derinlikler için özel yalıtımlı tübing'lerin kullanılması gerekmektedir. Bu amaçla tasarlanmış tübing imalatında önemli gelişmeler kaydedilmiştir. "Tübing" koruma borusu arası anülüse uygun bir sıvı ya da gaz bırakılması da ısı kaybının azaltılmasının bir yoludur.

### PİLOT UYGULAMA

Buhar enjeksiyonu uygulamalarına karar vermeden

önce rezervuara ilişkin özelliklerin ve bazı değerlerin iyi bilinmesi gereklidir. Konu Batı Raman özelinde değerlendirildiğinde, CO<sub>2</sub> enjeksiyonu sonrasında uygulama alanındaki petrol doymuşluğunun tespiti bunlardan biridir. Buhar enjeksiyonunda asıl hedef matriks içindeki petroldür, matriks bloklarına CO<sub>2</sub> difüzyonunun gerçekleşmiş olması buhar ile kurtarım miktarını azaltacaktır. Saha genelinde %, buhar pilot bölgesinde ise %7-8 düzeyinde olan kurtarım oranı dikkate alındığında rezervuar içindeki petrol doymuşluğunun hâlâ yüksek olduğu sonucuna kolaylıkla ulaşılabilir. Yine de doymuşluk dağılımının bilinmesinde yarar vardır. Bu nedenle, sahanın değişik noktalarında PNN (Pulsed Neutron-Neutron) log'u alınması ve proje öncesi faz doymuşlukları hakkında bilgi edinilmesi gerektiği değerlendirilmiştir. 10 tanesi pilot uygulama için aday olarak düşünülen bölgede olmak üzere toplam 21 kuyuda PNN log'u alınmıştır. Loglar enjekte edilen CO<sub>2</sub>'in hareketi (migrasyonu) hakkında önemli bilgiler sağlamıştır. Bazı log'lar gazın ilerleyerek formasyonun en üst noktasında bir gaz kepi oluşturduğunu göstermiştir. Gazın Garzan formasyonunun en üst noktalarında toplanması ve bir gaz kepi oluşturması düşey çatlakların varlığının bir göstergesi olarak değerlendirilmiştir. Kuyu testleri, CO<sub>2</sub> öncesi ve sonrası üretim davranışları ve benzer diğer yaklaşımlar çatlak karakterizasyon çalışmasında veri olarak kullanılmıştır. Sahanın güneyinde, rezervuarın en üst noktasında yer alan bölgenin düşey çatlaklar açısından daha iyi geliştiği değerlendirilmiş pilot uygulama için en uygun bölge olduğuna karar verilmiştir (Şekil-1).

Bu bölgede, 90 m. mesafe ile SI-1 ve SI-2 adlı iki enjeksiyon kuyusu kazılmıştır. Enjektörler arası hattına dik yaklaşık 50 m. kuzeye SO-1 adlı gözlem kuyusu kazılmıştır. Bölgede var olan BR-18, BR-258, BR-259 ve BR-328 no'lu üretim kuyularına ek olarak enjektör kuyularına 150 m. uzaklıkta SP-1, SP-2 ve SP-3 adlı üç yeni üretim kuyusu kazılmıştır. Bu kuyular kuyu dibi basınç ve sıcaklık bilgilerini yüzeye anlık olarak taşıyabilecek kuyu dibi basınç /sıcaklık ölçerlerle donatılmıştır.

Enjektör kuyularının minimum sapma ile kazılmasına özen gösterilmiştir. Bunun bir nedeni, kuyular arasındaki mesafenin tasarlanan şekilde olmasını sağlamak, diğeri ise zaten büyük problem teşkil eden derinlik faktörünün yapay olarak az da olsa artmasının önüne geçmektir. Enjeksiyon koruma borusu olarak korozyona dayanıklı L-80 tip koruma boruları kullanılmıştır. Bütün koruma boruları yüzeye kadar %40 sülilik florür içeren çimento ile çimentolanmıştır. Enjeksiyon kuyuları VIT'ler (4.5" OD J-55 outer tube and 2.875" OD L-80 inner tube), ısıl genleşmeyi tolere edebilecek ve yüksek sıcaklıklarda da sızdırmazlık özelliğini koruyacak özellikte "thermal packer" ve "thermal x-mas tree"ler kullanılarak tamamlanmıştır (Şekil-2). Kuyu içi tübing dizisinde yukarı doğru olabilecek genleşmeleri karşılamak üzere "seal" özelliği korumak kaydıyla tübing'lerin 7" koruma borusu içerisinde hareketine uygun kuyu başı sistemleri kullanılmıştır. Koruma borusu-tübing arası anülüse basınç altında azot gazı

birakılmıştır.

2500 psig (176 barg) basınç ve 669°F (354°C) sıcaklıkta, 1500 varil-gün soğuk su eşdeğeri buhar üretme kapasitesine sahip bir buhar jeneratörü iki enjeksiyon kuyusuna yakın bir mesafede konuşlandırılmıştır. Batman çayından pompa ile sahaya basılan su sisteme ham su olarak alınmakta ve jeneratöre girmeden önce şartlandırılarak ön ısıtmadan geçirilmektedir. Jeneratörden çıkan buhar destekler üzerinde yerleşik, 2” çaplı, dış yüzeyi yalıtılmış borularla kuyubaşlarına ulaşmaktadır. Jeneratör ile kuyubaşları arasındaki yüzey hatları beklenir ısıl genişlemeleri dikkate alınarak U-tip “loop” lar ve uygun kılavuz sistemleri ile donatılmıştır. Kuyubaşı bağlantıları, kuyu hatları ve “x-mas tree”ler de meydana gelebilecek yatay düşey yönlü hareketleri karşılayacak nitelikte oynak mekanizmalarla donatılmıştır (Şekil-3).

### UYGULAMA VERİLERİ

Sahanın orta bölgesinde BR-38 no’lu kuyuda uzun yıllar önce denenmiş olan çevrimsel buhar enjeksiyonu ve daha doğuda BR-154 no’lu kuyuda yapılan buhar öteleme testleri gerek o dönem itibarıyla kullanılan ekipman ve tasarımların uygun olmayışı gerekse uygulamaların mekanizmalarının özellikleri nedeniyle başarılı sonuç vermemiştir. Mevcut uygulama tasarımında eski uygulamalardan elde edilen tecrübelerin ışığı altında teknik zorlukların bazılarını kısmen aşılmış, bazıları da en aza indirilmeye çalışılmıştır. Projede öncelikli amaçlar; istenilen kalitede buhar elde etmek, ısı kayıpları minimum olacak şekilde sistemleri tasarlamak, rezervuara en yakın noktadan bağlantı kurarak yeraltına yüksek kalitede buhar ulaştırabilmek olarak belirlenmiştir. Mevcut uygulamada, çevrimsel buhar enjeksiyonu ya da buharla öteleme uygulamalarından farklı bir yaklaşım olarak rezervuar kayacının ısıtılması ve gravite etkisinden yararlanılması amaçlanmıştır.

Tesisin montaj ve devreye alma çalışmaları bitirilerek 4 Eylül 2012 tarihinde enjeksiyona başlanmıştır. Kısa süreli arızalar dışında buhar enjeksiyonuna düzenli olarak devam edilerek iki enjektör kuyuya günde ortalama 1200 varil soğuk su eşdeğeri buhar basılmış; kuyubaşı basıncı 2000/2200 psig, kuyubaşı sıcaklığı 315/330°C aralığında gerçekleşmiştir.

İlk haftalarda buharın SI-1 kuyusuna gittiği fark edilmiş, “choke” ayarlamaları ile SI-2 numaralı kuyuya yönlendirilmesi zaman almıştır. SI-2 kuyusu Nisan-2013’de kuyubaşında tespit edilen buhar gelişini nedeni ile kapatılmıştır. Kuyunun soğuması için beklenilmiş, Haziran-2013’te dizi kontrolü için kule alınmıştır. Sıcaklık loglarında operasyon güvenliği açısından yüksek sıcaklıklar kaydedilmesi üzerine çeşitli aralıklarla su basarak kuyu uygun sıcaklığa getirilmeye çalışılmıştır. Yine aynı gerekçe ile SI-1’den de enjeksiyona ara verilmiştir. Anülüs testinde bir arıza tespit edilememiş, enjektiviteyi artırmak amacıyla önerilen perfore genişletmesi için yapılan mevcut perforeleri kapatma operasyonu sırasında yüksek sıcaklığa bağlı olarak çimentonun öngörülenden daha hızlı bir şekilde prizlenmesi sonucu dizi çimento içinde

kalmıştır. Yapılan tahliye çalışmaları sonuç vermemiş, kuyu tekrar gidilmek üzere terk edilmiştir. 1 aylık bir aradan sonra buhar enjeksiyonuna Aralık-2013 sonuna kadar tek kuyu ile devam edilmiştir. 25.12.2013 tarihinde SI-1 kuyusunun 9 5/8” - 13 3/8” koruma boruları arasından buhar gelişini tespit edilmiş ve enjeksiyona ara verilmiştir. Kuyu kontrolü yapmak için yine emniyetli bir sıcaklık değerine kadar beklemek gerektiğinden bu süre içerisinde CO<sub>2</sub> enjeksiyonu yapılmasına karar verilmiştir. 5 ay süren CO<sub>2</sub> enjeksiyonu boyunca kuyubaşında herhangi bir kaçak tespit edilmemiştir. Haziran-2014’de kuyuya gidilmiş, dizi kontrolü ve koruma borusu tamiri sonrası kuyudan tekrar buhar enjeksiyonu denenmesine karar verilmiştir. Ancak “thermal packer”ın test tutmaması nedeniyle çıkış yapılmış ve kuyu kapatılmıştır. Malzeme eksiklikleri giderildikten sonra kuyuya yeniden gidilerek gerekli operasyonlar yapılacak ve buhar enjeksiyonu denenecektir.

BR-18 no’lu kuyu buhar enjeksiyonundan ilk olarak etkilenen kuyudur. Kuyunun üretimi önce artış göstermiş ancak %6 düzeyinde olan su-petrol oranı çok hızlı bir şekilde yükselerek 58 gün sonra, 31 Ekim 2012 tarihinde % 82 düzeyine çıkmış, aynı dönemler itibarıyla 90,000 ppm olan tuzluluk değeri 40,000 ppm düzeyine düşmüştür. 20 Kasım 2012 itibarıyla kuyunun su-petrol oranı %100 olmuş, tuzluluk 13,000 ppm düzeyine düşmüş, bu durum Aralık ayı boyunca sürmüştür. SI-1’de enjeksiyon kesildikten sonra su oranı düşmüş, petrol verimi artmış, ancak kuyu 2015’in ilk aylarında pilot uygulama öncesi değerlerine dönmüştür. BR-18 dışında ilk tepki, kararlı bir üretim artışı ile SP-1 numaralı kuyuda gözlenmiştir, en çok su artışı görülen de aynı kuyu olmuştur. Ancak bu oran hiç bir zaman %50’nin üzerine çıkmamıştır. Üretim artışı oranı, yakın kuyulardan ziyade daha dıştaki, ikinci kuşak çevre kuyularda daha fazla olmuştur. Buhar enjeksiyonundan olumlu etkilenen SP-1 ve BR-285 no’lu kuyular ile pilot bölgenin performansını ve saha ve içerisinde bulunduğu orta bölge kuyuları ile kıyaslamasını yansıtan grafikler Şekil-4, Şekil-5’de verilmiştir. Sıra olarak davranışları incelemek gerekirse; yakın olan 1. sıra kuyularının üretim değerleri enjeksiyondan daha erken ve keskin şekilde etkilenmiş fakat etkiler – özellikle debi artışı- daha kısa süreli olmuştur. 2. sıra kuyuları doğal olarak geç tepki verseler de bu kuyularda daha yüksek debiler gözlenmiş, enjeksiyon yapılmayan dönemlerde dahi yüksek test değerleri ölçülmüştür. Bu kuyuların su ve tuzluluk oranlarında kayda değer bir değişim olmamıştır. 3. sıra kuyuları da 2. sıradakilere benzer davranış göstermiştir ancak debi yükselme etkisi oldukça sınırlı kalmıştır. 3. sırada sadece bir kuyunun buhar enjeksiyonuna bağlı debi artışı gösterdiğini de belirtmek gerekir (Şekil-6).

### SICAKLIK DAVRANIŞI

Buhar enjeksiyonun etkin olabilmesi için ısının rezervuar derinliğine düşen kayıplarla ulaştırılmasından başka rezervuar içindeki ısı kayıplarını ve sıcaklık davranışını tespit etmek, uygulamayı ona göre revize etmek gerekmektedir. Kuyu içi ısı kayıplarını debi,

sıcaklık optimizasyonu ve VIT kullanımı ile azaltmak mümkünken, rezervuar içerisindeki özellikle alt ve üst tabakalara kayıpları önlemek için yapılacaklar perfore ve kuyu konumlarını belirlemekle sınırlıdır. Literatürde bulunan hesaplamalar çatlaklı rezervuarlarda pek geçerliliği olmayan homojen kumtaşı rezervuarlar için yapılmıştır (Marx & Langenheim). Bu nedenle, üretim verileri takibi kadar sıcaklık takibi de önemli olmaktadır. Varsa sıcaklık yayılımının yönü, genişletilmiş uygulama için kuyu yeri seçimi açısından önem taşımaktadır. Sabit kuyu dibi ölçüm cihazları inilmiş kuyulardaki ölçümlerin yanı sıra diğer buhar etkisi görülen kuyuların da kuyu dibi sıcaklıkları, sıcaklık logları ve kuyu dibi sıcaklık kayıt cihazları ölçümleri ile takip edilmiştir. Gözlem kuyusu olarak kazılan SO-1 kuyusunda formasyon ile kuyu arasında ilişki sağlanması amacıyla sadece 5 m. 'lik bir aralık perfore edilmiş, ancak kuyuya üretim dizisi inilmemiştir. Üretim kuyularına göre daha yüksek sıcaklık değerlerine duyarlı kuyu dibi basınç ve sıcaklık ölçüm cihazı indirilen kuyuda operasyon öncesi 470 psig civarında ölçülen basınç değeri 12 Eylül 2013 tarihinde, yani enjeksiyondan 9 gün sonra artış eğilimine girmiştir. Rezervuar basıncında sürekli bir artış görülmesine karşın kuyu dibi sıcaklığındaki artış 1°C'yi aşmamıştır. Bu davranış sıcaklık logu ölçümleri ile de teyit edilmiştir. Enjeksiyon kesildikten sonraki dönemde 2°C'lik bir artış trendi ölçülmüş, zaman zaman 5-10°C'lik sıçramalar da gözlenmiştir. SP-1'de enjeksiyonun başlamasından 1 ay sonra sıcaklıkta 2°C'ye kadar artış trendi görülmüş, sonrasında bir süre 5-15°C'lik değişimler gözlemlenmiştir. SP-2'de artış 3-8°C arasındadır. SP-3'de kayda değer bir yönde sıcaklık artışı gözlenmemiştir. Bunların dışında 18 ve 285 numaralı kuyularda sıcaklık logu alınmıştır. Buhar enjeksiyonuna tepki veren ilk kuyu olması nedeni ile sıcaklık ölçümü ilk 18 numarada 20 Aralık 2013 tarihinde yapılmıştır. Rezervuar girişinde 200°C olarak ölçülen sıcaklığın teyidi için kuyuda iki farklı aletle arka arkaya ölçümler yapılmış ve 180°C civarında değerler ölçülmüştür. Bu da buharın yüksek sıcaklıklarda rezervuara iletilebildiğini ve çatlaklı yapı sayesinde bu buharın 18 numara ile doğrudan iletişim kurduğunu göstermektedir. 285 numarada yapılan ölçümde jeotermal gradyanın üstünde bir sıcaklık davranışı görülmüştür (Şekil -7). İkinci sıradaki diğer kuyularda alınan kuyu dibi sıcaklık ölçümlerinde kayda değer bir sıcaklık farkı ölçülmemiştir. Kuyu dibi ölçüm cihazları indirilmiş kuyularda da sıcaklık log'ları ve kuyu dibi sıcaklık ölçümleri yapılmış, SP-3 dışındaki kuyularda değerlerin birbirleri ile uyumlu görülmüştür. 2015 yılı Ocak ve Şubat aylarında – enjeksiyonun kesilmesinden 1 yıl sonra- çevre kuyularda bir dizi sıcaklık ölçümü yapılmış ve geçmiş değerlerle karşılaştırılmıştır. BR-18 numarada rezervuar seviyesinde 272°F (133°C) sıcaklık değeri ölçülmüştür. BR-285 ve BR-SP-2 numaralı kuyularda da orijinal sıcaklığın üzerinde değerlere gözlenmiştir. Bu davranışlar, ısı iletiminin pilot alanın güneyine kot olarak düşük seviyelere doğru olduğunu ortaya koymaktadır. Üretim artışı etkisi de bu bölgede daha baskındır.

## DEĞERLENDİRME VE SONUÇLAR

Batı Raman Sahasında buhar enjeksiyonu pilot projesi başarıyla uygulamaya konulmuştur. Buhar enjeksiyonu uygulanabilirlik kriterleri açısından zayıf özelliklere sahip bir sahada 7 ay tam, 15 ay da yarı kapasite ile yüksek sıcaklık ve basınçta, kuyu anülüslerinde kaçak gözlenmeden ve uzun süreli bekleme olmadan enjeksiyon yapılmasının kazandırdığı deneyimin kendisi bile bir başarı olarak değerlendirilmektedir. Yapılan analitik hesaplar, enjeksiyon kuyularında enjeksiyonun kesilmesinden aylarca sonra ölçülen yüksek sıcaklıklar, çevre üretim kuyularında görülen, az ama istikrarlı sıcaklık artışları ve 18 numarada görülen yüksek sıcaklık değerleri rezervuara yüksek ısı enerjide buharın iletildiğini göstermektedir. Rezervuarda, özellikle BR-18'de ısının bu şekilde korunmuş olması CO<sub>2</sub>'in yarattığı ikincil gaz kepinin kalın olması ve ısıyı koruyan bir örtü görevi görmesi ile açıklanabilir. Rezervuar ısının bölgesel olarak da olsa korunmuş olması, üretimin pilot öncesine göre yüksek seyretmesini buhar enjeksiyonuna bağlayabileceğimizi göstermekte olup pilot uygulamaya devam edilmesi için olumlu bir veri olarak görülmektedir. BR-18'de ölçülen yüksek sıcaklıklara karşın üretim değerlerinde artış olmaması ise çatlak/kılcal çatlak yapısı nedeni ile ısının yolu üzerindeki kayaca aktarmadan üretildiğini göstermekte, kuyunun yüksek su yüzdesinden dolayı dinlendiği statik dönemlerde ısının matrikse aktarıldığı düşünülmektedir. Enjektivite problemlerinin aşılması durumunda daha düşük basınçlarda yapılacak enjeksiyon ile bu tip etkilerin azaltılacağı beklenmektedir. Bekleme anlarından sonra koruma boruları anülüsünden gözlenen geliş koruma borularında ve/veya çimentoda bir bozulmaya işaret etmektedir. Enjeksiyon kuyularının tamamlanması sırasında çimento operasyonundan sonra yapılan tamir perforeleri de zayıf noktalar oluşturarak akma gerilimini (yield stress) düşüren etkiler yaratmışlardır. Bu da rezervuar sıcaklığının ulaşacağı düzeye göre çimento tasarımı yapılmasının ve koruma borularının kalite sınıfları ('grade') hesaba katılarak belirlenecek güçte, 'prestress' altında çimento yapılmasının hayati önemini göstermektedir. Aralık-2014 sonu itibarıyla buhar enjeksiyonu pilot projesi ile ilave olarak 70000 varil petrol üretildiği hesaplanmış, bu üretimi sağlamak için 55,000 varil Batı Raman petrolü karşılığı yakıt kullanılmıştır. Bu değerlerle uygulamanın ekonomisi marjinal kalmaktadır. Ancak üretim artışı oranı ve artışın sürekliliği konusunun tam olarak değerlendirilebilmesi için belirli bir süre tam kapasite ile (2 kuyudan) enjeksiyon yapılmasının gerekliliği ortaya çıkmıştır. Kümülatif buhar/petrol (CSOR) oranının düşerek ekonomik değerlere yaklaşma eğilimi de bu düşüncüyü desteklemektedir (Şekil-8). Önümüzdeki günlerde enjeksiyon kuyularındaki arızaların giderilmesi için kuyu tamir çalışmaları yürütülecek olup yeni kazılacak enjeksiyon kuyusunun da katkısıyla rezervuara arzu edilen parametreler ile daha düzenli bir şekilde buhar enjekte edilmeye çalışılacaktır. Bu amaçla, yeni kazılacak enjeksiyon kuyusunun daha uzun ömürlü olmasını sağlamak üzere kuyu programında gerekli değişiklikler

yaılarak, koruma borusu, çimento ve sondaj çamuru tasarımlarının Batı Raman koşulları için en uygun hale getirilmesi yönünde düzenlemeler yapılmaktadır. Öngörülen süre sonunda projenin teknik başarı düzeyi tatmin edici olarak değerlendirilir ise kısa vadede enjeksiyon miktar ve basıncının optimizasyonu, jeneratör yakıtı olarak doğal gaz kullanılması; sahanın buhar ile geliştirilmesi durumunda, güneş enerjisi gibi alternatif ısı kaynaklarından yararlanma ile CO<sub>2</sub> yakalama/kojenarasyon tesislerinin kurulması gibi konular ayrıca irdelenecektir.

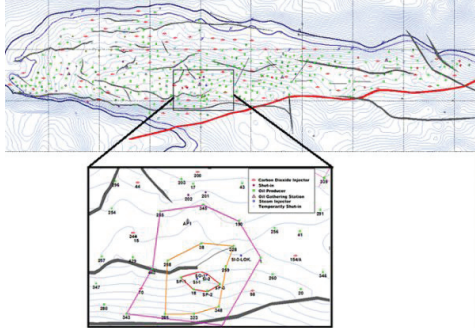
### TEŞEKKÜR

Bu makalenin yayımlanması için izin veren Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'na teşekkür ederiz.

### KAYNAKLAR

1. Babadağlı, T., Şahin, S., Kalfa, U., Çelebioğlu D., Karabakal, U. and Topgüder, N. N. 2008. Development of Heavy Oil Fractured Carbonate Batı Raman Field: Evaluation of Steam Injection Potential and Improving Ongoing CO<sub>2</sub> Injection. Paper SPE 115400.
2. Faruk Ali S.M.; Steam Injection-Theory and Practice, Heavy Crude Oil Recovery, Nato ASI Series, Edited by E.Okandan, pages 49-69.
3. H.K. Van Poolen and Associates» Fundamentals of Enhanced oil Recovery.
4. Sahin S.; Kalfa U.; Celebioğlu D.; "Batı Raman Field Immiscible CO<sub>2</sub> Application-Status Quo and Future Plans", SPE 106675, April 2007.
5. Sahin S.; Kalfa U.; Celebioğlu D.; Duygu E. ve Lahna H.; "A Quarter Century of Progress in the Application of CO<sub>2</sub> immiscible EOR Project in Batı Raman Heavy Oil Field in Turkey", SPE Heavy Oil Conference Canada, 12-14 June 2012, Calgary, Alberta, Canada.
6. Marx J. W. And Langenheim R.H.; "Reservoir Heating by Hot Fluid Injection", Petroleum Transactions (V. 216 1959) 312-615

Şekil.1- Buhar enjeksiyonu pilot bölge yerleşimi.



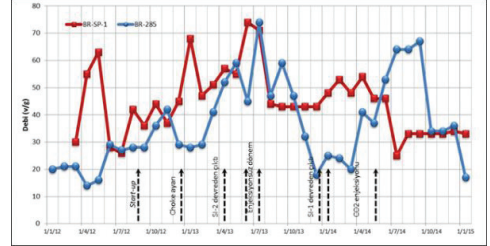
Şekil.2 - Yüzey hatları.



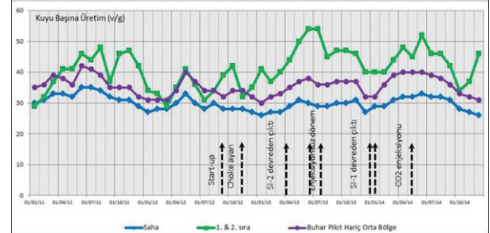
Şekil.3 - Buhar enjeksiyon kuyusu kuyu başından bir görünüm.



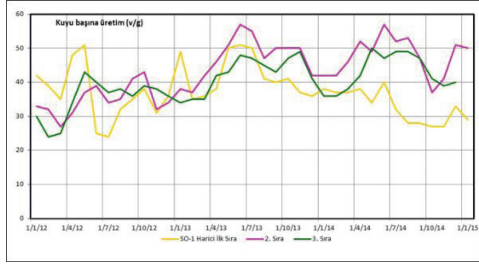
Şekil.4 – BR-SP1 ve BR-285 performans grafiği.



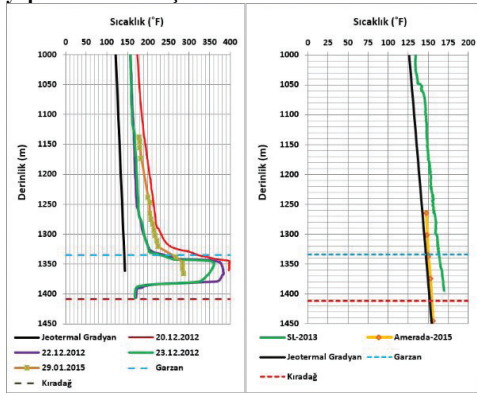
Şekil.5 - Pilot bölge buhar performans grafiği.



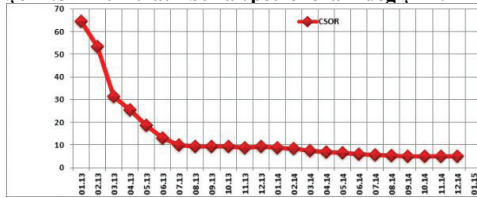
Şekil.6 - Takip sıralarına göre kuyu verimleri.



Şekil.7 – BR-18 ve BR-285 numaralı kuyularda yapılan sıcaklık ölçümleri.



Şekil.8 – Kümülatif buhar/petrol oranı değişimi.



# Spectral and Thermal Analysis Explains the Mechanisms of Oil Shale Recovery with Microwave Heating



Selin Guven<sup>1</sup>, Serhat Akin<sup>1</sup>, Berna Hascakir<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Petroleum and Natural Gas Engineering Department, Middle East Technical University, Ankara, Turkey

<sup>2</sup>Harold Vance Department of Petroleum Engineering, Texas A&M University, College Station, TX, USA

## ABSTRACT

Microwave heating is one of the remarkable thermal heating methods, which provides rapid and effective heating. Several studies show that microwave heating can be an alternative way to extract synthetic oil from oil shale; however, there are not enough characterization studies to understand the mechanisms of microwave heating. Therefore, in this study microwave recovery characteristics of Himmetoglu oil shale samples were studied.

Microwave experiments were held in conventional microwave oven with Himmetoglu oil shale (Kerogen Type I) samples with 10 minutes of heating time. As the oil shale has low microwave absorbing materials, iron powder was added to some samples as microwave absorber. 0.1% wt Fe was used as optimum dose. We studied characteristics original oil shale samples and effectiveness of microwave recovery of microwave postmortems with Thermal Gravimetric Analysis/Differential Scanning Calorimetry (TGA/DSC). The total organic content of the oil shale was detected from TGA/DSC results. The original samples and microwave postmortems were further analyzed with Fourier Transform Infrared Spectroscopy (FTIR), Scanning Electron Microscope/Energy Dispersive Spectrometry (SEM/EDS), and X-Ray Diffraction (XRD) to visualize and understand the structural changes on the samples.

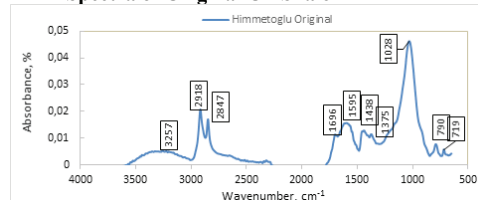
FTIR analyses were performed using Agilent Cary 630 FT-IR Spectrometer. The range of the spectra was 4000-650  $\text{cm}^{-1}$  at a spectral resolution of 8  $\text{cm}^{-1}$  for 32 background and sample scans with Happ-Genzel apodization. Measurements were conducted on original oil shale samples and on the microwave postmortems, to observe the mineralogical changes with absorbance fingerprints. Before each FTIR measurement, all samples were brought to 60-mesh size. High magnification JEOL/JSM-7500F Field Emission Scanning Electron Microscope was used to check the surface morphology of original samples and change after microwave heating. Original samples were uncoated yet microwave postmortems were coated by platinum/palladium alloy. All samples were placed on brass sample mounts. Original sample size was maintained for SEM analyses. XRD analyses were performed with Bruker D8 Advanced XRD instrument. The samples were powdered and placed in the sample holder of a two-circle goniometer.

FTIR results showed that Himmetoglu oil shale has

high asymmetric and symmetric methylene bridge (2918; 2847  $\text{cm}^{-1}$ ), carbonyl C=O stretch (1696  $\text{cm}^{-1}$ ), C=C aromatic structures (1595  $\text{cm}^{-1}$ ), C-H bendings of  $\text{CH}_2$  and  $\text{CH}_3$  (1438; 1375  $\text{cm}^{-1}$ ) bond intensity indicating high amount of organic matter. Moreover, Si-O bond (1006  $\text{cm}^{-1}$ ) represented that inorganic matrix mostly involves quartz. XRD results showed that inorganic matrix consists of sphalerite, quartz, pyrite and albite minerals. In TGA/DSC experiments, oxidation analyses took place within air environment (from 24 °C to 900 °C) to understand the organic matter amount of oil shale. TGA/DSC results verified that original oil shale contains up to 55% by weight organic matter. At a later stage microwave heated postmortems were oxidized by TGA/DSC analysis to see the effect of microwave heating. It was seen that application of microwave heating causes the production of 18% the organic matter in 10 minutes. Moreover, when iron powder was added as microwave absorber, the production increased to 24% within only 3-minutes. The effect of iron powder can be explained as it only decreases the heating time since FTIR and XRD spectrums showed that microwave postmortems with and without iron additives showed similar results. SEM images indicated that microwave heating increased the surface of oil shale which increased the recovery.

In conclusion, it was found that by adding microwave absorbent, microwave heating decrease the heating time drastically and increase the surface of oil shale samples which cause to increase production. The results of this study improve our understanding of oil shale recovery with microwave heating.

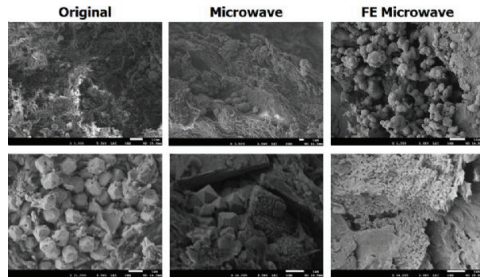
## FTIR Spectra of Original Oil Shale



FTIR results of original Himmetoglu oil shale sample illustrating bonds of organic and inorganic content.

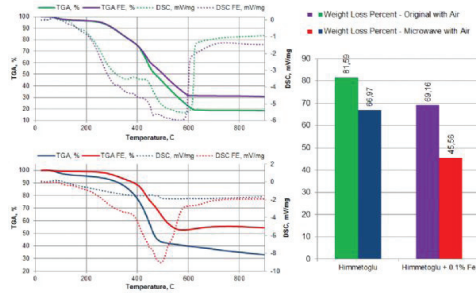


SEM Images



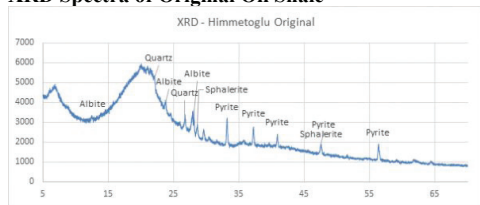
SEM images of original, microwave heated and microwave heated samples with iron powder samples showing surface increase.

TGA/DSC



Graphs on left hand side display TGA/DSC results of original samples and microwave postmortems under air injection. Bar graph represents weight loss differences of original and microwave heated samples.

XRD Spectra of Original Oil Shale



XRD results of original Himmetoglu oil shale sample illustrating minerals.

# A Laboratory Study for the Implementation of CO<sub>2</sub> Alternating N<sub>2</sub> Gas Injection (CAN) to B.Raman Reservoir Oil



**Hüseyin Çalışgan, Uğur Karabakal, Can Ercan, Artuğ Türkmenoğlu, Erşan Alpay**

Turkish Petroleum Corporation, Ankara, TURKEY

## ABSTRACT

A Carbon dioxide injection process from Dodan gas CO<sub>2</sub> field has been ongoing for over about 30 years to mobilize the residual oil in B.Raman heavy oil field located in South Eastern Anatolia of Turkey. The CO<sub>2</sub> flooding in B.Raman oil field is the biggest enhanced oil recovery EOR technique in Turkey. The possible use of N<sub>2</sub> injection after the reduction in the supply of CO<sub>2</sub> source from the Dodan gas field is under investigation by PVT and core flood analysis in the laboratory. The injection of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> combines environmental benefits attendant to reducing CO<sub>2</sub> concentrations in the atmosphere and economic benefits realized through improving oil recovery.

The knowledge of physical and chemical interactions between CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> and reservoir oil besides studying of the prospective recovery are very important for any CO<sub>2</sub> flooding project. The major parameter that affects gas flooding is gas solubility in oil because it results in oil viscosity reduction and oil swelling increase, which in turn, enhance the oil mobility, oil relative permeability, and increase the oil recovery efficiency. Therefore, a better understanding of this parameter and its effects on the CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub>-oil mixture properties is vital to any successful gas injection project.

The effects of CO<sub>2</sub> on oil physical properties can be determined by either running laboratory tests or any available EOS modeling or any phase behavior correlations packages. On the other hand, for the available correlations packages, they can be used in certain situations. However, they are not applicable in many situations, as they have many limitations in their applications, such as oil compositions. Furthermore, most of the available packages were developed based on dead oil data and there is no reliable model to predict the effects of CO<sub>2</sub> on live oil physical properties. But there is no any applicable correlations for CO<sub>2</sub> together with N<sub>2</sub> in bottom-hole fluid sample.

The objective of this study is to investigate the influence of mechanisms such as gas solubility and oil vaporization on the recombination CO<sub>2</sub> alternating N<sub>2</sub> injection process using laboratory experimentations to show the possibility of N<sub>2</sub> alternating to CO<sub>2</sub> injection in the B.Raman oil field. A PVT cell was used to perform phase behavior of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> injection into three different API gravity oils together with a B.Raman bottom-hole crude oil at the reservoir conditions of pressure and temperature in the cell to indicate the

effect of oil type. These conditions of pressure and temperature were maintained for three different injected mixtures of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub>. These mixtures were at the different concentrations of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> respectively.

## INTRODUCTION

Primary production employs the reservoir's natural energy or reservoir initial pressure for oil recovery purposes. When the reservoir's own energy is not sufficient to maintain oil production, there are some techniques to increase oil production. These methods are referred to as enhanced oil recovery (EOR) techniques. The concepts associated with EOR techniques are well known, the field application of waterflooding and gas injection dates back to the 1800's. Experimental studies and field pilot tests of techniques such as thermal recovery and Carbon Dioxide injection date back to the 1950's. The increase in oil and gas demand worldwide has motivated a renewed interest in EOR research among the scientific and industrial community. Consequently, new research to understand the mechanisms involved in EOR methods is currently needed.

EOR techniques are classified into three major categories: thermal injection, chemical injection, and gas injection. This work is focused on gas injection, which is the EOR technique that is pertinent to this study. In terms of oil recovered attendant to its application, this technique is second only to steam flooding (Jarrell, 2002). Reservoir pressure maintenance and the stabilization of production levels were the primary purposes for early adoption of gas injection. Another justification for gas injection was to maintain pressure to avoid condensation in retrograde reservoirs. A variety of gases can be used for the improved recovery of oil, with each having advantages and disadvantages depending on reservoir and operation conditions. Typical gases used during gas injection operations are Carbon Dioxide, Nitrogen, hydrocarbon, flue gas and air.

One of the latest EOR surveys provides evidence that indicates that Carbon Dioxide flooding is the fastest-growing EOR technique in USA (Oil & Gas Journal, 2004). Since 1980, production resulting from EOR processes such as thermal and chemical injection has fallen sharply. Meanwhile, production derived from Carbon Dioxide projects has more than tripled. B.Raman immiscible CO<sub>2</sub> flooding is the only ongoing EOR project in Turkey.

Every gas injection process is designed to improve oil recovery, but each differs in the way that the injection takes place. Typically, gas injection refers to a gas flooding process. Conceptually, gas injection and cyclic gas injection are considerably different. In a flooding process, a slug of gas is injected from multiple wells into the reservoir. The gas propagates through the formation to one or multiple producing wells. In cyclic injection practices, gas is injected into a single well and then the same well is shut-in for a period of time, and then following this shut-in period, returned to production it is also called as Huff and Puff case. But our case is an alternately CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> gases continuously injected into the reservoir, it can be called as CO<sub>2</sub> alternate N<sub>2</sub>, CAN.

Gas availability, corrosive effect, and environmental impact, are some of the factors taken into consideration when evaluating Carbon Dioxide and Nitrogen as injecting fluids. Carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) is a stable, nontoxic compound found in a gaseous state at standard conditions. It has been applied successfully in gas flooding projects for heavy oils. CO<sub>2</sub> is a very versatile gas, but when dissolved in water its corrosive effect has a negative impact on equipment. Furthermore, CO<sub>2</sub> in the presence of water forms carbonic acid, which can negatively affect injectivity in carbonate reservoirs. Carbon Dioxide is soluble in reservoir oils, causing viscosity reduction and oils swelling. The phase behavior of CO<sub>2</sub> (Figure 1) is very important for the design of injection operations. The CO<sub>2</sub> phase behavior for various operating conditions (pressure, P and temperature, T) gives a better understanding of its behavior at reservoir conditions.

Some of the important advantages for the use of N<sub>2</sub> include gas availability, good injection ability in low permeability reservoirs, negligible environmental impact, existence in a gaseous state at standard conditions (see Figure 2), and superior recoveries when compared to alternative EOR methods (Whitson, 2000). Since N<sub>2</sub> is an inert gas, it does not contribute to corrosion of equipment. The behavior of N<sub>2</sub> is similar to that of CO<sub>2</sub>, in the sense that, both are not first contact miscible. When Nitrogen is used as injection fluid, it dissolves into the oil and trades place with lighter ends of crude oil. This exchange positively influences oil mobility with a resulting improvement in oil recovery. N<sub>2</sub> has a lower solubility in oil and less of an impact on oil properties than CO<sub>2</sub>.

There are three major mechanisms to consider during gas injection: oil swelling, oil viscosity reduction and water blockage. The oil swells because gas dissolves into the oil, creating oil saturation augmentation; hence increasing oil's relative permeability and its mobility. Gas dissolved into the crude oil reduces its viscosity. In the case of heavy crude oils, this reduction amounts to the extent of one orders of magnitude (Calisgan, H, et al 1998). In the case of light crude oils, the reduction is up to five times (Simpson, 1988). Water saturation tends to

decrease since the oil and gas saturations are increasing with gas injection. Further, the increase in oil and gas saturation near the wellbore tends to displace the water back into the reservoir and away from the wellbore.

In the late 1980's, field and experimental studies suggested that the driving mechanisms of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> injection include, but are not limited to, oil swelling, relative permeability and hydrocarbon vaporization during cyclic injection. It was also reported that a stock tank barrel of incremental oil is produced per every 2-MSCF of injected CO<sub>2</sub> and larger injection volumes result in greater increments. Further investigation on the effect of reservoir pressure was recommended (Haskin and Alston, 1989). Furthermore, in a summary report of EOR projects up to 1987, 20 fields were active and more than 115 wells were realizing cyclic injection. On average, these fields used between 1.3 to 2-MSCF of CO<sub>2</sub> per incremental stock tank barrel of produced oil (Brock and Bryant, 1989).

In 1990, Thomas et al. investigated the impact of gravitational segregation and remaining oil on oil recovery. It was confirmed that gravity segregation facilitates CO<sub>2</sub> penetration into the reservoir resulting in improved oil recovery. Additionally, these experimental and numerical studies showed an increase in oil recovery when a higher remaining oil saturation is present. In a five-year update report, Miller et al. reported that the implementation of CO<sub>2</sub> treatment on 240-wells resulted in 1-bbl of incremental oil above primary recovery for every 1.6-MSCF of CO<sub>2</sub> used. The Huff and Puff process was shown to be economically feasible for shallow light oil reservoirs (Miller and Bardon, 1994).

More recently, Mohammed-Sing (2006) suggested that CO<sub>2</sub> improves oil recovery due to oil viscosity reduction, oil swelling and near wellbore damage removal. In their sixteen project review, they highlighted as favorable factors in cyclic operations the following: high oil saturations, formation thicknesses, soaking intervals of 2 to 4-weeks, high injection volumes and rates, and a maximum of 3 cycles. They proposed optimizing the Huff and Puff process according to operating pressure, permeability and viscosity. A recent study demonstrated applicability of cyclic injection into a gas condensate reservoir (Al-Wadhahi et al., 2007).

The implementation of enhanced oil recovery techniques (EOR) is often necessary to maintain operations in reservoirs realizing depletion and declining production rates. In general, field operators consider two major factors during the design of enhanced recovery operations: technique practicability and economic viability. The feasibility of the process is related to reservoir and reservoir fluid characteristics and the economics that are associated with the cost of the technique and the success of its implementation. EOR techniques can be classified into three major categories: thermal, chemical, and gas injection (immiscible or miscible). This study will focus on the CO<sub>2</sub> and

N<sub>2</sub> phase behavior, gas injection and the recovery mechanisms related to it. Various gases are used for gas injection operations; hydrocarbons, air, flue gases, Carbon Dioxide, Nitrogen, and sometimes mixtures of two or more of the aforementioned gases. This investigation focuses on gas injection operations that use Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) and Nitrogen (N<sub>2</sub>) mixtures.

Another objective of this investigation is to develop an understanding of mechanisms for the CO<sub>2</sub> alternating N<sub>2</sub> (CAN) gas injection. Recently, CAN - gas injection has been the focus of attention among petroleum producing corporations. This is due to the small upfront investment and the relatively quick pay out. The technique for gas injection has been studied for years and oil viscosity reduction, gas swelling, reservoir properties, injected fluid, number of gas injection cycles, and quantity of injected fluid have been identified as the most important parameters for the performance of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> cyclic injection operations. It has also additional benefit that the use of CO<sub>2</sub> for cyclic injection in oil reservoirs can reduce its concentration in the atmosphere, the process is also considered to be environmentally friendly. A series of PVT phase behavior and core flood experiments at reservoir conditions were conducted using mixtures of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> to investigate this technique.

**Description of Laboratory Tests and Results**  
The objective of this work is to develop an understanding of the phase behavior of N<sub>2</sub>/O<sub>2</sub> gases in the presence of hydrocarbons. In order to meet this objective, a reservoir condition high pressure and high temperature PVT test system was used so that the impact on the physical properties of the crude oil of Nitrogen injection could be measured. The objective of this project is to evaluate the behavior of N<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> injection and its impact on the recovery process. Moreover, it is likely that future legislation will mandate a reduction in CO<sub>2</sub> levels that are generated through hydrocarbon combustion. A means of sequestering this CO<sub>2</sub> is to inject it into oil and gas horizons. It is likely that the injection of CO<sub>2</sub> can result in improved recovery from these perspective.

**PVT Experiment.** The purpose of the experimental study is to develop an understanding of the reaction between hydrocarbons and injected CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub> mixtures, and the structure of the resulting phase diagram. Through laboratory experiments, a zero-dimensional model (PVT cell) was used to mimic the cyclic injection process and to develop an understanding of the behavior of crude oil when CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub> gas mixture is injected into it. Upon completion of the experiments, it was noticed a better understanding of the compositional changes occurring during the recovery process. Furthermore, a phase equilibrium behavior was developed to represent the thermodynamics of the cyclic injection process. Laboratory results indicate that CO<sub>2</sub> vaporizes more components in larger quantities than N<sub>2</sub>. This is shown in Table 3. The results indicate that 0.34-% mole-percent of N<sub>2</sub> as compared to 0.17-% mole percent of CO<sub>2</sub> dissolve in the oil. Finally, laboratory results also

indicate that more oil is vaporized using CO<sub>2</sub> than that vaporized using N<sub>2</sub>.

## CO<sub>2</sub> FLOODING PROCESS

Carbon dioxide injected into depleted oil reservoir with suitable characteristics can attain enhanced oil recovery through two processes, miscible or immiscible displacement. Miscible process is more efficient and most common in active enhanced oil recovery projects. The following subsections explain the two processes, as follows:

**Immiscible Displacement.** In immiscible flooding, there exists an interface between the two fluids and thus, there also exists a capillary pressure caused by the interfacial tension between the oil and CO<sub>2</sub>. The benefits of the flood are primarily due to reservoir pressure maintenance and by displacing the fluid. Since the two fluids are immiscible, higher residual oil saturations can be expected than with a miscible flood. Hence the immiscible flood achieves lower oil recoveries than the miscible flood. Whether a miscible or immiscible flood is to be implemented is dictated by the injection pressure and the MMP of the gas with the oil.

**Miscible Displacement.** The CO<sub>2</sub> miscible process (First-Contact Miscible Process or Multiple-contact Miscibility process) is a case of a volume of relatively pure CO<sub>2</sub> is injected to mobilize and displace residual oil. Through multiple contacts between the CO<sub>2</sub> and oil phase, intermediate and higher-molecular-weight hydrocarbons are extracted into the CO<sub>2</sub>-rich phase. Under proper conditions, this CO<sub>2</sub>-rich phase will reach a composition that is miscible with the original reservoir oil. From that point, miscible or near-miscible conditions exist at the displacing front interface. There are two types of miscibility, first contact and multiple contact.

**CO<sub>2</sub> solubility.** CO<sub>2</sub> solubility is basically affected by saturation pressure (P<sub>s</sub>), temperature (T), and oil API gravity. As the solubility increases with the pressure and oil API gravity, its value decreases with the temperature. The other factors affecting CO<sub>2</sub> solubility are the oil composition and CO<sub>2</sub> liquefaction pressure, where gaseous CO<sub>2</sub> is more soluble in oil than the liquid CO<sub>2</sub>. Therefore, for temperatures less than T<sub>c,CO<sub>2</sub></sub> (31.1°C), the CO<sub>2</sub> solubility increases with the pressure increase up to the liquefaction pressure, then flattens off at pressures higher than the liquefaction pressure and becomes less sensitive to the pressure effect.

**Oil swelling factor.** Oil swelling factor is defined as the ratio of CO<sub>2</sub>-saturated oil volume at reservoir temperature and pressure to oil volume at reservoir temperature and oil bubble point pressure (P<sub>b</sub>). The swelling factor is, mainly, a function of the CO<sub>2</sub> solubility. Hence, the liquefaction pressure affects the swelling factor. Furthermore, as the CO<sub>2</sub> solubility in light oil is higher than that in heavy oil, the lighter oil swells more than heavier oil. Besides CO<sub>2</sub> solubility,

the swelling factor is a function, also, of the molecular size of oil molecules.

## DISCUSSION

An objective of this work is to investigate the interaction between the injected gases and the crude oil. For this reason, attention is paid to the pressure changes inside the PVT cell. Changes in pressure are indicative of the relative solubility of the gas in oil. A pressure transducer was used to continuously monitor the pressure inside the vessel. The difference in measured pressure qualitatively represents the amount of gas going into solution using the different injected gas mixtures.

In this work, a PVT cell was used to perform the phase behavior tests and a Whole Size HPHT Core Flood System was used to conduct the cycles of CAN injection-soaking-production. The PVT cell test set up consists of stainless steel cylinder with a maximum volume capacity of 500 cc, and a maximum operational pressure and temperature of 10000psig and 350 °F, respectively. Other than the quality of injected gas, the pressure, the temperature and the volume were held constant for all tests. The experimental procedure is detailed and every experiment was performed following these same steps. The current investigation used oil samples from three different oil fields in the South Eastern Anatolia in Turkey with three different API gravities of about 13.0, 25.2 and 29.6. The mixtures between CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> consider the ranges of 2.3 % CO<sub>2</sub>, 4,5 % CO<sub>2</sub>, 2.6 % N<sub>2</sub> and 6.1 % N<sub>2</sub> (Table 1).

A gas chromatographic analysis is performed on every gas sample obtained to determine its composition. At the completion of the last stage and during the constant composition flash gas liberation test, a compositional analysis of the remaining crude oil in the cell is made.

For the different mixtures of gas injected, the phase diagrams of crude oil after each of the experiments have a tendency to be shifted to the right of the original composition. This tendency is evidence of the stripping effect of injected gas, confirming the vaporization of light ends (C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub>), and eventually increasing the molar fraction of heavy components (C<sub>5</sub>-C<sub>10</sub>+). Figure-7 contains plots of oil phase and gas phase composition per cycle; these plots are based on the results of the experimental tests.

As indicated by Jarrell (2002) and Stalkup (1983), the behavior is indicative of the higher solubility of CO<sub>2</sub> when compared to that of N<sub>2</sub>. Moreover, both CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> gases are more soluble and the oil has yet to be contacted by gas. As the number of cycles increases, the solubility of the gas in the oil decreases. Our tests also indicate that the gas solubility is dependent on the composition of the injected gas. For this investigation, the results indicate that the higher the CO<sub>2</sub> content in the injected gas, the higher the pressure-drop inside the PVT cell.

The gas recovered from the PVT cell is representative of the vapor phase at equilibrium conditions. Changes in gas composition result from the vaporization of the crude oil into the injected CO<sub>2</sub> and/or N<sub>2</sub>. The gas composition is determined using chromatographic analysis after every cycle. For future reference in this work, the definition of gas and vapor are used interchangeably and non-hydrocarbon components refer to CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub>. Figure 7 illustrates overall composition of the recovered gas, specifying the percentage of non-hydrocarbon components (CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub>) and the summation of hydrocarbon components.

Figure 7 illustrates the fact that injected gas (CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub>), under experimental conditions, goes into solution during the early cycles of the experiment. This is illustrated by the fact that the composition of the recovered gas is different from the gas injected. If the injected gas does not interact with the oil, the composition of the gas drawn from the PVT cell would be the same as the injected gas. Further, it was noted that with increasing cycles, the composition of the gas recovered from the PVT cell was similar to the gas injected. This illustrates that the solubility of the gas becomes less with an increase in cycles.

There are two reasons for the behavior of the phase envelope that were previously discussed. First, the changes in the phase diagrams are due to the fact that the composition of the oil changes as hydrocarbons are vaporized (primarily C<sub>3</sub>-C<sub>6</sub>) and CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> are dissolved in the oil. Moreover, the vaporization of C<sub>3</sub>-C<sub>6</sub> together with the characteristics of the injected fluid results in a relative increase in the mole-fraction of the heavy fraction, C<sub>7</sub>+. Second, the composition of the injected fluid dictates the degree of shifting of the phase envelope. When pure components are injected (CO<sub>2</sub> or N<sub>2</sub>), the phase envelope of the final oil is very similar to the phase envelope of the original composition. When mixtures of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> are used as injection fluid, the phase envelope shift is more pronounced. This is because CO<sub>2</sub> has the highest vaporization effect and replaces some of the extracted hydrocarbons in the crude oil. In the case of pure N<sub>2</sub>, the main cause is its low molecular weight and its solubility in the oil.

The assessment of the interaction between injected gas and oil, notwithstanding the recovery method employed, requires that reservoir conditions be mimicked as closely as possible during laboratory tests. Attention also must be paid to the compositions of injection and production gas during the determination of its effect upon reservoir fluids. CO<sub>2</sub> alternate N<sub>2</sub> core flood test results were shown in Figure-8

## CONCLUSIONS

1. A zero-dimensional model (PVT cell) and Core Flood System, CFS were used in the laboratory to mimic the cycles of CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> injection

process to determine the behavior of crude oil when CO<sub>2</sub>-N<sub>2</sub> gas mixture is injected into it.

- The compositional changes occurring during the recovery process were also monitored in the finalization of the experimental part.
- It should be noted that the extrapolation of laboratory results to the field is not direct, but reasonable qualitative conclusions about the process can be drawn from the whole core CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> flood tests.
- Laboratory results indicate a higher solubility of CO<sub>2</sub> when compared to that of N<sub>2</sub>.
- Results also show that low hydrocarbon vaporization is realized using N<sub>2</sub>.
- Laboratory results indicate that CO<sub>2</sub> vaporizes more of the hydrocarbons in larger quantities than N<sub>2</sub>.
- Laboratory results show that CO<sub>2</sub> shows higher hydrocarbon vaporization effect than N<sub>2</sub> with maximum hydrocarbon extraction attained using CO<sub>2</sub> concentrations close to 100-% in the injected fluid.
- Core flood tests at reservoir conditions show CO<sub>2</sub> alternating N<sub>2</sub> gas injection for B.Raman has a considerable oil recovery

**FUTURE RESEARCH**

The equation of state (EOS), which is an analytical expression relating pressure, temperature and volume should also be used for the phase behavior model to predict the volumetric and phase equilibrium of CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> mixtures.

**ACKNOWLEDGEMENTS**

We would like to thank the management of Turkish Petroleum Corporation for their support and encouragement with the deployment of the new technology and publish this paper and special thanks to Mr. Ibrahim Rasit Sahin to accomplish to end up the laboratory tests.

**REFERENCES**

Çalışgan, H., Alpay, E., Karabakal, U., Demir, M. ve Sayılı S.: “ A Laboratory Study of Silivanka Sinan Heavy Oil Recovery by Immiscible CO<sub>2</sub> Injection”, Türk Petrol ve Doğalgaz Dergisi, Ekim 1998, cilt 4, sayı 3, s 53-68

Al-Wadhahi, M., Boukadi, F.H., Al-Bemani, A., Al-Maamari, R. and Al-Hadrami, H., Huff'n puff to revaporize liquid dropout in an Omani gas field. Journal of Petroleum Science and Engineering, 55 (1-2), 67-73, 2007.

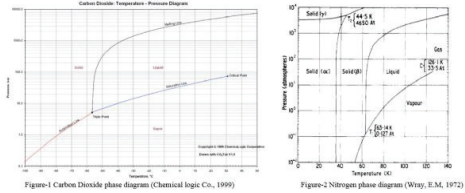
Mohammed-Singh, L., Singhal, A.K. and Sim, S., Screening criteria for Carbon Dioxide Huff'n Puff operations, SPE Paper 100044 presented at the 2006 Symposium on improved oil recovery (22-26 April), 2006.

Jarrell, P.M., Fox, C.M., Stein, M.H., Webb, S.L., Practical aspects of CO<sub>2</sub> flooding, SPE monograph series SPE Paper, 22. Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, vii, 220 p. pp., 2002.

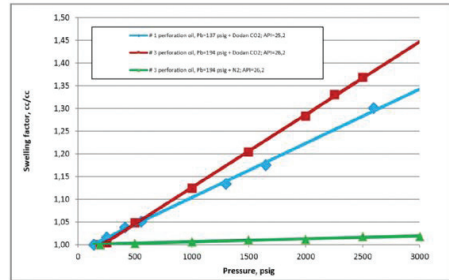
Miller, B.J. and Bardon, C.P., 1994. CO<sub>2</sub> Huff'n Puff field Case: Fiver year program update, SPE Paper 27677 presented at the 1994 Permian basin oil and gas recovery (16 - 18 March).

Whitson, C.H., Brul e, M.I R., Phase behavior. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Tex., vi, 233 p. pp. 2000.

**Figure-1 and 2 Carbon Dioxide and Nitrogen phase diagrams**



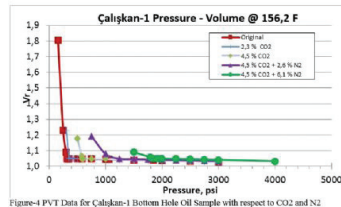
**Figure-3 Swelling Data for 25 API Oil with CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub>**



**Figure-4 PVT Data for Çalışkan-1 Bottom Hole Oil Sample with respect to CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub>**

Çalışkan-1	Pb	do	B <sub>o</sub>	GOR	μ <sub>o</sub>	μ <sub>g</sub>	lo
(BH) wt 20.6 API @ 156.2 F	atm	atm	cc/stb	cc/stb	cp	cp	cc/stb
Original	314.25	0.8942	1.1601	163.7	1.34	3.02	1.0050
2.6 % CO <sub>2</sub>	350.70						1.0072
4.6 % CO <sub>2</sub>	586.60	0.8916	1.2018	278.3	0.48	4.35	1.0315
4.6 % CO <sub>2</sub> + 2.6 % N <sub>2</sub>	1056.00	0.8855	1.2158	328.0	0.45	3.71	1.0484
4.6 % CO <sub>2</sub> + 6.1 % N <sub>2</sub>	1856.00	0.8850	1.2266	373.4	0.43	2.82	1.0625

Table-1: Fluid Properties with CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub> presence



**Figure-5 Viscosity Data for Çalışkan-1 Bottom Hole Oil Sample with respect to CO<sub>2</sub> and N<sub>2</sub>**

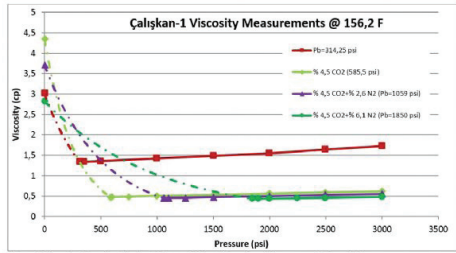


Figure-5 Viscosity Data for Çalişkan-1 Bottom Hole oil Sample with respect to CO2 and N2

Figure-6 Swelling Data for Çalişkan-1 Bottom Hole oil Sample with respect to CO2 and N2

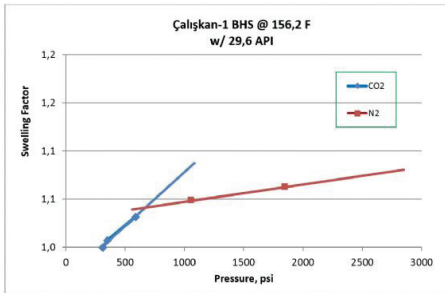


Figure-6 Swelling Data for Çalişkan-1 Bottom Hole oil Sample with respect to CO2 and N2

Figure-7 Compositional Changes for Çalişkan-1 Bottom Hole oil Sample with Injection of CO2 and N2

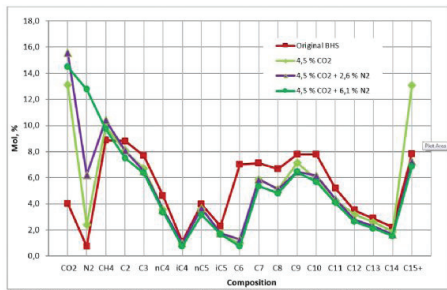


Figure-7 Compositional Changes for Çalişkan-1 Bottom Hole oil Sample with Injection of CO2 and N2

Figure-8 B.Raman CO2 alternating N2 gas injection on Full size Core Sample Results

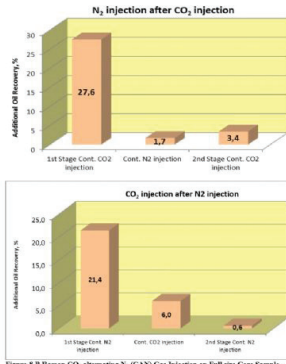


Figure-8 B.Raman CO2 alternating N2 (CAN) Gas Injection on Full size Core Sample

Table-2 GC Data for Çalişkan-1 Bottom Hole oil Sample with Injection of CO2 and N2

Çalişkan-1	Original BHS		4,6 % CO2		4,6 % CO2 + 2,6 % N2		4,6 % CO2 + 6,1 % N2					
	Pressure PBr	GOR	Pressure PBr	GOR	Pressure PBr	GOR	Pressure PBr	GOR				
	314,25	585,50	1039,00	1039,00	1850,00	1850,00	1850,00	1850,00				
	196,05 ccF/rlb	276,37 ccF/rlb	327,96 ccF/rlb	327,96 ccF/rlb	610,00 ccF/rlb	610,00 ccF/rlb	610,00 ccF/rlb	610,00 ccF/rlb				
	0,8994 g/cc	0,8994 g/cc	0,8994 g/cc	0,8994 g/cc	0,8994 g/cc	0,8994 g/cc	0,8994 g/cc	0,8994 g/cc				
Prodn. N, mol	Gas	Liquid	Recombined Gas	Liquid	Recombined Gas	Liquid	Recombined Gas	Liquid	Recombined			
CO2	12,8	0,0	4,0	30,5	0,0	13,1	31,2	0,0	15,6	27,0	0,0	14,5
N2	2,3	0,0	0,7	5,0	0,0	2,4	12,4	0,0	0,2	23,9	0,0	12,8
CH4	26,0	0,0	8,8	21,1	0,0	9,9	20,8	0,0	10,4	10,1	0,0	9,7
C2	26,9	0,5	8,8	18,3	0,3	6,1	15,9	0,3	8,1	13,7	0,3	7,5
C3	19,1	2,4	7,7	13,5	1,5	6,7	11,4	1,6	6,5	10,4	1,6	6,3
nC4	5,6	4,1	4,6	4,5	2,9	3,6	4,0	3,1	3,5	3,5	3,1	3,3
iC4	1,8	0,9	1,1	1,4	0,5	0,9	1,4	0,6	1,0	0,9	0,6	0,7
nC5	1,8	5,0	4,0	1,6	5,2	3,8	1,5	5,9	3,7	1,5	5,2	3,1
iC5	1,5	2,7	2,3	1,2	2,1	1,7	1,1	2,4	1,7	1,0	2,4	1,7
C6	0,1	10,2	7,0	0,0	5,6	0,0	2,5	1,3	0,8	1,6	0,8	0,4
C7	0,2	10,3	7,1	0,2	10,1	0,9	0,2	11,5	5,9	0,2	11,5	5,3
C8	0,1	9,7	6,7	0,1	8,9	0,1	0,1	10,2	5,7	0,1	10,3	4,8
C9	0,0	11,4	7,8	0,0	10,5	7,1	0,0	10,9	6,5	0,0	10,9	6,4
C10	0,0	11,3	7,8	0,0	10,3	5,9	0,0	12,3	6,1	0,0	12,3	5,7
C11	0,0	7,6	5,2	0,0	7,5	4,3	0,0	9,7	4,4	0,0	9,8	4,1
C12	0,0	5,1	3,5	0,0	5,0	3,2	0,0	5,6	2,8	0,0	5,7	2,9
C13	0,0	4,2	2,9	0,0	4,0	2,6	0,0	4,6	2,3	0,0	4,6	2,1
C14	0,0	3,3	2,2	0,0	3,3	1,9	0,0	3,3	1,7	0,0	3,3	1,5
C15+	0,0	11,4	7,8	0,0	10,5	13,1	0,0	14,5	7,3	0,0	14,6	6,9
% TOTAL	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Table-2 GC Data for Çalişkan-1 Bottom Hole oil Sample with Injection of CO2 and N2

# Batı Raman Petrolünün Yanmasının Eşdönüşüm Yöntemi İle Analizi



**Melek Deniz Pakler, Murat Çınar**

<sup>1</sup>Istanbul Teknik Üniversitesi, Maden Fakültesi, İstanbul

## ÖZ

Yerinde yanma yöntemi farklı rezervuar tiplerine uygulanabilen ısılı ileri petrol kurtarım yöntemlerinden birisidir. Isıl enerji rezervuar içerisinde çok-adımlı reaksiyonlar sonucunda elde edilmektedir. Sağlanan ısı ile petrol akma hızı düşmekte, kurtarımın artması için rezervuar basıncı yükselmekte ve petrolün ağır bileşenlerini bırakması ile petrol kalitesi artmaktadır. Bu çalışmada, petrol ve kayaç özelliklerine ait API ağırlığı, asfaltı içeriği, ortalama moleküler ağırlığı ve gözeneklilik gibi birçok özelliğin deneysel ölçülmesi ile birlikte reaksiyon kinetiği ve yerinde yanma deneyleri de gerçekleştirilmiştir. Petrolün reaksiyon kinetiğinin anlaşılması için sıcaklık artırımlı oksitlenme deneyleri, 5 farklı ısıtma hızında petrol – kum karışımı için gerçekleştirilmiştir. Sonuçlar eşdönüşüm yöntemi kullanılarak analiz edilmiştir. Literatürdeki eşdönüşüm yöntemlerinden Friedman yöntemi uygulanmış ve etkin aktivasyon enerjileri hesaplanmıştır. Ayrıca, tutuşma sıcaklığı ve yanma cephesi ilerlemesinin tayini için yerinde yanma deneyi gerçekleştirilmiştir. Eşdönüşüm yöntemi, sıcaklık artırımlı oksitlenme deneyleri ile elde edilen oksijen tüketim değerlerine uygulandığında, yanma cephesinin ilerleyip ilerlemeyeceğini anlamada kullanışlı olduğu gösterilmiştir. Ek olarak eşdönüşüm yöntemi, yerinde yanma boyunca gerçekleşen reaksiyonları anlamamıza yardımcı olmuştur. Yanma deneyi sonucunda üretim faktörü %75 olarak hesaplanmış ve üretilen petrolün API ağırlığı değerinin 20'ye kadar ulaştığı gözlemlenmiştir.

## ABSTRACT

In situ combustion (ISC) is one of the thermal oil recovery processes that has been applied successfully in a variety of reservoirs. The thermal energy is generated in the reservoir by multi-step reactions which provide heat to reduce oil viscosity, increase reservoir pressure that enhances recovery and in situ upgrading of heavy oil by reducing the heaviest fractions of crude oil. In this study, we conducted several experiments to determine crude oil properties such as API gravity, asphaltene content, and average molecular weight before analyzing reaction kinetics and combustion tube experiments. To understand the reaction kinetics of this specific petroleum sample, ramped temperature oxidation (RTO) experiments were conducted to oil-sand mixture with 5 different heating rates. The results were analyzed by using isoconversional kinetic approach based on effluent gas analysis and temperature history. Effective activation energies were estimated by using Friedman method among the other isoconversional methods in the literature. Besides, one combustion tube experiment was carried out to determine ignition and combustion

front propagation. By using both reaction kinetics experiments and combustion tube run, we showed that to predict combustion front propagation isoconversional analysis of RTO data is useful and effective. In addition, isoconversional analysis assisted to understand the reactions during ISC. Besides, 75 % recovery was achieved and API gravity value of the produced oil reached almost 20 after combustion experiment.

## 1. GİRİŞ

Ağır petrol kaynakları dünyadaki toplam petrol kaynaklarının önemli bir miktarını kapsamaktadır. Yer kabuğunda bulunan ağır petrol kaynaklarını yaklaşık olarak 3500 milyar oluştuğu istatistiksel yöntemlerle tahmin edilmektedir (Meyer ve diğ., 2007). Üretim artırma yöntemleri arasında ısılı kurtarım yöntemleri, ağır petrol rezervuarlarının üretiminde en yaygın olarak kullanılan yöntemlerdir.

Isıl yöntemlerden yerinde yanma yöntemi farklı kayaç, akışkan ve jeolojik özelliklere sahip birçok farklı rezervuarlara uygulanabilmektedir (Sarathi, 1999). Enerji üretiminin rezervuar içerisinde gerçekleştirilmesi, ısılı kayıpları minimize etmekte ve yöntemi daha etkin kılmaktadır. Ayrıca, birçok avantajının yanı sıra, işlem boyunca petrolün en ağır kısmı tüketilirken petrolün yerinde iyileştirilmesi; akma hızı ve sülfür içeriğinin düşürülmesi, yerinde yanma yönteminin en önemli avantajları arasındadır.

Yerinde yanmanın uygulamada başarılı olabilmesi, oluşacak kokun miktarına ve kokun reaktivitesine bağlıdır. Bu özellikler ise petrolün ve kayacın kompozisyonuna bağlıdır. Bu sebeple ham petrolün reaksiyon kinetiğinin ölçülmesi yerinde yanma için petrolün iyi bir aday olup olmadığını belirlemede etkin bir role sahiptir (Çınar ve diğ., 2011a-b). Sıcaklık, ham petrolün bileşimi, oksijenin kısmi basıncı, debi, vs. gibi kinetik veriler, her bir oksitlenme reaksiyonuna ait önemli bilgiler sağlamaktadır ve bu bilgiler yanma cephesi ilerleyişinin reaksiyon hızına veya difüzyon hızına bağlı olduğunun anlaşılmasını yardımcı etmektedir (Fassih ve Brigham, 1982).

## 2. DENEY DÜZENEGİ

Kinetik ve yanma deneylerinin gerçekleştirilmesi için literatürde birçok deney düzeneği tasarımı mevcuttur. Bu tasarımlardan Çınar ve diğ. (2009) kullanmış olduğu deney düzeneğine benzer bir tasarım ele alınmış ve deney düzeneği bu tasarıma göre planlanmıştır. Düzeneğin şeması Şekil 1'de gösterildiği gibi kurulmuştur. Kinetik deneyleri için kullanılan hücre, 15 cm uzunluğunda, iç çapı 3.1 cm ve dış çapı 6.7 cm ebatlarında tasarlanmıştır. Hücrenin sıcaklık



ölçümlerini yapmak için tek bir ısı proba 1'er cm aralıklarla 3 adet sıcaklık sensörü yerleştirilmiştir. Böylece kullanılacak petrol – kum karışımının üst, alt ve orta noktalarındaki sıcaklık değerleri anlık olarak bilgisayara kaydedilmektedir. Kinetik hücresi bir fırın içerisine yerleştirilerek ısıtması sağlanmakta ve doğrusal ısı artırımını için sıcaklık kontrolörü kullanılmaktadır. Yanma deneylerinin gerçekleştirildiği tüp ise 100 cm uzunluğunda, iç çapı 7.3 cm ve dış çapı ise 8.55 cm ebatlarında tasarlanmıştır. Yanma cephesi sıcaklığının anlık kaydedilebilmesi için tüp içerisine 3.5 cm aralıklarla 20 adet sensör 2 adet proba eklenmiştir. Böylece, istenilen bölgelerde anlık sıcaklık verileri deneyler boyunca kaydedilmektedir. Tutuşma sıcaklığına ulaşmak için tüpün en üst kısmına seramik rezistans bağlantısı yapılmıştır. Ayrıca ısı kayıplarını önlemek için tüpün çevresi Pyrogel® XT adlı yalıtım malzemesi ile kaplanmıştır. Kinetik ve yanma deneyleri analizi için ayrıca dört modülden oluşan bir gaz analizörü kullanılmıştır. Analizör yanma sonucu çıkan gaz içerisindeki O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO ve CH<sub>4</sub> gazlarının derişimini anlık olarak ölçmektedir.

### 3. EŞDÖNÜŞÜM YÖNTEMİ

Yapılan tüm geleneksel kinetik analizleri kinetik modelin bilindiği varsayımına dayanır. Bu modelin deney verilerine uygulanması ile aktivasyon enerjisi, frekans faktörü gibi bazı kinetik faktörler bulunabilir. Fakat model üzerindeki belirsizlik sebebiyle, tahmin edilen modeldeki hatalar hesaplanan değişkenlere yansımaktadır. Özellikle birden fazla paralel ve seri reaksiyonun baskın olduğu tepkimelerde herhangi bir kinetik model kabulü yapmayan bir yaklaşıma ihtiyaç duyulmaktadır. Bilindiği üzere petrolün yanması, bir dizi karmaşık seri ve paralel tepkime içerdiğinden, bu yöntemin uygulanmasına uygundur. Eşdönüşüm yöntemi ilk defa Friedman (1964 ) tarafından sunulmuştur. Bu yöntem, tepkime hızının eş dönüşümlerde sadece sıcaklığa bağlı olduğunu kabul etmektedir (Friedman, 1964). Ayrıca, herhangi bir reaksiyon modelini kullanmadan etkin aktivasyon enerjisinin bulunmasına imkan sağlamaktadır. Bu sebepten ötürü yöntem “modelden bağımsız” olarak nitelendirilmektedir (Cinar et al, 2009; Cinar, 2011a-b). Bu yöntem reaksiyon modeli veya frekans faktörü değerlerinin direkt olarak bulunmasına yardımcı olmaz (Vyazovkin, 2006). Yaptığı çalışmada Friedman (1964) birçok TGA (Thermogravimetric Analysis) deneyini farklı sıcaklıklar için tekrarlamış ve prosesin kimyasının, dönüşüm seviyesine bağlı, eş dönüşüm seviyelerinde incelenen sıcaklık yada ısıtma hızından bağımsız olduğunu belirtmiştir. Bu sebeple, yaptığımız çalışmada farklı ısıtma hızlarında 5 farklı deney gerçekleştirilmiştir. Yanma boyunca çok-adımlı reaksiyonlar gerçekleşmesine rağmen, bulunan etkin aktivasyon enerjileri kullanılarak düşük sıcaklıklı oksitlenme (DSO), yüksek sıcaklıklı oksitlenme (YSO) ve yakıt oluşma bölgesi gibi baskın tepkimeler tespit edilebilir.

### 4. PETROL VE KAYAÇ ÖZELLİKLERİ

Kullanılacak petrol örneğinin yanma davranışını anlamak için yoğunluk, su içeriği, asfaltı içeriği, vs. gibi özelliklerinin araştırılması gerekmektedir. Batı Raman petrol örneği Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (T.P.A.O.) tarafından sağlanmış olup, örnekler bekleme tanklarından alınmış ve içerisinde su olmadığı bildirilmiştir. Öncelikle petrolün API ağırlığı uygun API hidrometreler kullanılarak ölçülmüş ve ASTM D1250 - 80 tablolarının interpolasyon işleminde kullanılması ile 11.6 °API olarak hesaplanmıştır. Buna ilave olarak ne kadar yakıt (kok) oluşacağını ve oksijen ile kok arasındaki reaksiyonları belirlenmesi için asfaltı içeriği deneyleri yapılmıştır. Deney için ASTM D6560 – 12 prosedürü takip edilmiştir. Hatanın minimuma indirilmesi için deneyler 3 kere tekrarlanmış ve asfaltı içeriği ortalama % 24.53 olarak hesaplanmıştır. Son olarak bileşenleri bilinmeyen petrol örneğinin ortalama moleküler ağırlığının belirlenmesi için “Donma Noktası Düşümü” (Freezing point depletion) yöntemi takip edilmiştir. Batı Raman petrol örneği ile saf benzen karıştırılarak hazırlanan örneklerle deneyler 4 kere tekrar edilmiş ve petrolün ortalama moleküler ağırlığı 546 g/mol olarak belirlenmiştir.

Deneylerde HEMA Endüstri A.Ş. tarafından sağlanan ve Alcağaği formasyonundan gelen kumtaşları kullanılmıştır. Getirilen kum taşları öğütülmüş ve ardından uygun eleklerde elenerek istenilen tanecik boyutuna ulaşılmıştır. Deneyde 0.25 mm (60 mikron) tanecik boyutuna sahip kumlar literatürde yaygın olarak kullanılmasından dolayı tercih edilmiştir. Kumun gözeneklilik değeri, doyurma yöntemi kullanılarak bulunmuştur. Bu yöntemde göre kumun gözeneklilik değeri %38 olarak tespit edilmiştir. Alcağaği kumu kil içeriği düşük temiz olarak nitelendirilebilen bir kumdur. Özellikle yanma kinetiği açısından ele alındığında, reaksiyonlara aktif olarak katılabilen alumina (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) ve hematit (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>) minerallerinin düşük miktarlarda olması istenilen bir durumdur. Çünkü bu mineraller çok aktiftir ve kimyasal tepkimeleri etkileyecekleri için kum içerisinde minimum değerlerde olması beklenmektedir. Bunlara ek olarak kum örnekleri deney öncesi 250 °C’ de fırında bekletilir.

### 5. KİNETİK DENEYLERİ

Kinetik deneylerinde, 50 gr kum örneği, 4 ml saf su (0.99904 g/ml) ve genellikle 1.5 gr Batı Raman petrol örneği kullanılmıştır. Petrol miktarının sonuçlara direkt etkisi olması sebebi ile kullanılan miktar çok önemli olmaktadır. Az kullanılması durumunda reaksiyon izleri görülemezken çok kullanılması durumunda sıcaklık eğrisi programdan sapmalar gösterir. Bu etki kinetik analizlerini olumsuz etkilemektedir.

Deneylerde ilk aşama karışımın hazırlanmasıdır. Kum örneği önce su ile doyurulup, homojen hale gelinceye kadar karıştırılır ardından petrol örneği eklenerek yine karışım homojen olana kadar karıştırılır. İlk deneylerde doğrusal ısıtma hızını ayarlamak için

varyak kullanılmış fakat istenilen sıcaklık değerlerine ulaşılmadığı için bu bildiriye sonuçları verilen deneylerde kullanılmamıştır. Alacaağzı kumu deney seti için 5 farklı ısıtma hızında deneyler yenilenmiştir. Deneylerde hedef sıcaklığı sabit 650 °C iken deney süresi istenilen ısıtma hızına göre belirlenmektedir ve bu süre de genellikle 4 ila 6 saat arasında değişmektedir. Deney analizlerini gerçekleştirmek için MATLAB® (R2008b) ticari programı kullanılarak bir kod yazılmıştır. Sonuçlar Friedman eşdönüşüm yöntemi ile analiz edilmiş ve dönüşüm değerleri her deney için hesaplanmıştır. Dönüşüm değerlerinin zamana göre türevinin doğal logaritması alınarak sıcaklığın tersine göre çizilmiştir. Aynı dönüşüm seviyesinde doğrusal eğri çakıştırılarak eğrilerin eğimleri her dönüşüm değeri için bulunmuştur. Eğrilerin eğim değerlerinin evrensel gaz sabiti ile çarpılmasıyla eş dönüşüm seviyesindeki aktivasyon enerjileri tespit edilmiştir. Alacaağzı kumu için analiz sonuçları Şekil 2 - 6 ile gösterilmiştir. 5 deney analizinden elde edilen sonuçlara göre deneyler kendi ilerinde tutarlıdır. Karbondioksit ve karbonmonoksit gazları üretiminin arttığı bölgelerde oksijen gazı tüketiminin de arttığı yani yanmanın gerçekleştiği görülmektedir. Ayrıca, aynı zamanlarda gerçekleşen bu davranışların sıcaklık davranışları ile de örtüştüğü Şekillerde görülmektedir. Şekil 6 eşdönüşüm parmak izi olarak bilinen çok-adımlı reaksiyonların aktivasyon enerjilerini göstermektedir. Düşük aktivasyon enerjilerinin gözlemlenmesi kullanılan petrol örneğinin çok aktif olduğunu yani reaksiyona girmesi için gerekli enerjinin düşük olduğunu göstermektedir. Cinar ve diğ. nin (2011a-b) belirttiği gibi negatif sıcaklık gradyanının düz olması ve derin olmaması, yanma cephesinin kendi kendine ilerleyen türden petrolere özgü olduğunu göstermektedir. Ayrıca, düşük dönüşüm seviyelerinde reaksiyonların daha karmaşık olduğu ve tek bir reaksiyon ile tanımlanması yerine bu dönüşüm seviyelerinde çok-adımlı reaksiyonların tanımlanması gerekmektedir. Burada, düşük sıcaklıklı oksitlenmenin (DSO) yaklaşık olarak 0,3 dönüşüm seviyesine kadar gözlemlendiği ve efektif aktivasyon enerjisinin 80000 J/mol'e yakın olduğu söylenebilir. Ayrıca yüksek sıcaklıklı oksitlenmenin (YSO) efektif aktivasyon enerjisinin yaklaşık olarak 120000 J/mol olduğu belirtilebilir.

## 6. YERİNDE YANMA DENEYLERİ

Yerinde yanma deneyinde Alacaağzı bölgesinden getirilen 250 mikron ( $\mu$ , 60 mesh) boyutlu 4090 ml kum örneği kullanılmıştır. Öncelikle alınan kum örneğinin boşluk hacmi hesaplanmış ve %33 petrol, %33 su ve %33 hava doymuşluğu elde edilecek Şekilde petrol ve su miktarları hesaplanmıştır. Kum örneği öncelikli olarak saf su ile homojen bir karışım elde edilinceye kadar 512 ml su ile karıştırılmıştır. Ardından 512 ml petrol örneği eklenmiş ve yine homojen bir karışım elde edilinceye kadar karıştırılmıştır. Yapılan bu karışım yanma tüpüne küçük miktarlarda ilave edilmiş ve her ilaveden sonra bir tapa yardımı ile sıkıştırılmıştır.

Böylece tüp içerisine örnek yerleştirilmiş olur. Tüp içerisindeki karışımın tutuşturulması için üst flanşın hemen altına 1KA'lık bir varyağa bağlanmış ısıtıcı monte edilmiştir. Yanma deneylerinin gerçekleştirilmesi için öncelikle gaz analizörünün kalibrasyonları yapılmış, debi kontrolörü dakikada 3 lt hava verecek Şekilde ayarlanmış ve 100 psi'lik bir geri basınç uygulanmıştır. Sisteme önce nitrojen verilmiş ve varyak yavaşça %50'ye kadar arttırılarak tüpün uygun sıcaklığa gelmesi beklenmiştir. Kinetik deneyi analizinden petrolün yaklaşık 400 °C' de yanması beklenildiği için sıcaklık 400 °C'e oluncaya kadar sisteme nitrojen gazı verilmeye devam edilmiştir. İstenilen sıcaklık flanşa monte edilen tutuşturulma probundan okunmuştur ve istenilen sıcaklık elde edildiğinde nitrojen gazı kapatılıp sisteme hava (%21,9 oksijen, balans nitrojen) gazı verilmiştir. Bu noktada petrollü karışım tutuşturulmuş ve verilen hava ile yanma cephesi kendi kendine sürdürülmüştür. Başlangıçta tutuşturulma sıcaklığına kadar petrolde ısıtılma işlemi olduğu için ham petrol içerisindeki hafif bileşenler sıcaklık etkisi ile ötelenmiş ve bir dizi oksitlenme tepkimesi sonucu yakıt (kok) oluşmuştur. Oksijenin kok ile etkileşiminde yanma başlamış ve ortaya çıkan yüksek sıcaklık ile bu işlem devam etmiştir. Böylece ötelenen petrol kullanılan petrole göre daha kaliteli olmuştur. Alınan örneklere petrolün API ağırlığı 18 -20 olarak ölçülmüştür. Yanma işlemi bittiğinde güvenli önlemi olarak sisteme bir süre nitrojen verilerek oksijen ötelemesi yapılmıştır. Oksijen tamamen ötelendiğinde tüm sistem kapatılmıştır. Sonuç olarak petrolün % 75'i kurtarılmıştır. Yanma deneyinden elde edilen sıcaklık ve gaz kompozisyon grafikleri Şekil 7 ve 8' de verilmiştir.

## 7. SONUÇLAR

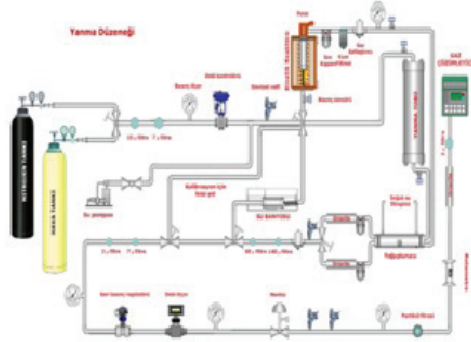
- Yanma deneyi analizleri için eşdönüşüm yönteminin kullanılarak batı raman petrolü için herhangi bir reaksiyon modeline gerek kalmaksızın etkin aktivasyon enerjileri hesaplanmıştır.
- Deney sonuçlarının analizlerinden en az üç farklı, basınç tepkime rejimi olduğu görülmektedir.
- Deney sonuçları, O<sub>2</sub> gazı tüketimi ile CO<sub>2</sub> ve CO gazları üretimlerinin kendi ilerinde tutarlı olduğunu göstermektedir.
- Eşdönüşüm yönteminin sıcaklık artımlı oksitlenme deneylerine uygulanması sonucu elde edilen eş dönüşüm parmak izi değerlendirildiğinde, Batı Raman petrolünün yanma için iyi bir aday olduğu söylenebilir.
- Petrolün yanma cephesinin kendi kendine sürdürülebildiği yanma deneyi sırasında da görülmüştür.
- Yanma sonrası petrolün üretim faktörü % 75 olarak bulunmuş üretilen petrolün API değerinin 20'ye yükseldiği gözlemlenirken, asfaltı içeriğinin yarı yarıya azaldığı gözlemlenmiştir.

Bu alışma TÜBİTAK tarafından 112M726 no'lu proje ile desteklenmektedir. Yazarlar TÜBİTAK'a desteklerinden ötürü teşekkür eder.

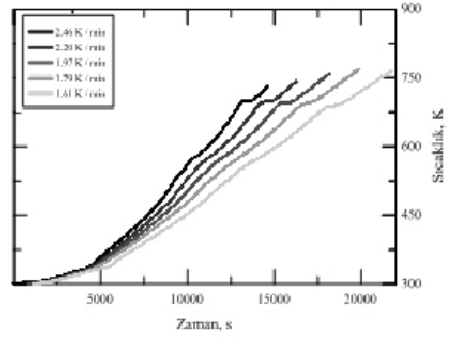
## 8. KAYNAKLAR

- ASTM Standard D6560-12, Standard Test Method for Determination of Asphaltenes (Heptane Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products, ASTM International, PA, U.S.A IP: 143/01, www.astm.org, (2013).
- ASTM Standard D1250- 80, Standard Guide for Petroleum Measurement Tables, No: 5 Products at Atmospheric Pressure, ASTM International, PA, U.S.A, www.astm.org, (2002).
- Cinar, M., Castanier, L.M., Kovscek, A.R., Isoconversional Kinetic Analysis of the Combustion of Heavy Hydrocarbons, Energy and Fuels, Vol.: 23, 2009. Pp: 4003 - 4015.
- Cinar, M., Hascakir, B., Castanier, L. M., and Kovscek, A. R. Predictability of crude oil in-situ combustion by the isoconversional kinetic approach. SPE Journal Vol.:16, 3, September 2011a, Pp: 537 - 547.
- Cinar, M., Castanier, L.M., Kovscek, A.R., Combustion Kinetics of Heavy Oils in Porous Media, Energy and Fuels, 2011b, 25 (10), Pp:4438 - 4451.
- Fassihi, M.R., and Brigham, W. E., Analysis of Fuel Oxidation in In-Situ Combustion Oil Recovery, SUPRI Industrial Associates, and DOE, Contract No: DE-82019075, Stanford University, CA, U.S.A., 1982.
- Friedman, Henry L., Kinetics of Thermal Degradation of Char-Forming Plastics from Thermogravimetry: Application to a Phenolic Plastic, Journal of Polymer Science, Part C, presented at Polymer Symposia, 6(1), 1964. Pp: 183 - 195.
- MATLAB and Simulink R2008b by MathWorks Inc.
- Meyer, R., Attanasi, E., and Freeman, P., Heavy Oil and Natural Bitumen Resources in Geological Basins of the World: U.S. Geological Survey Open-File Report 2007-1084, available online at <http://pubs.usgs.gov/of/2007/1084/>, 2007.
- Sarathi, P. S., In-Situ Combustion Handbook: Principles and Practices, Final report: November 1988, doe/pc/91008-0375, United States Department of Energy, National Petroleum Technology Office, January 1999.

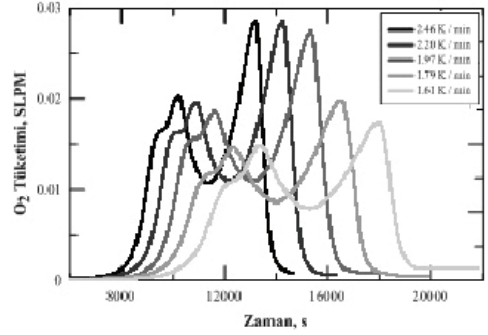
Şekil 1. Yanma düzeneğinin ana bileşenlerinin şematığı (Cinar, 2009).



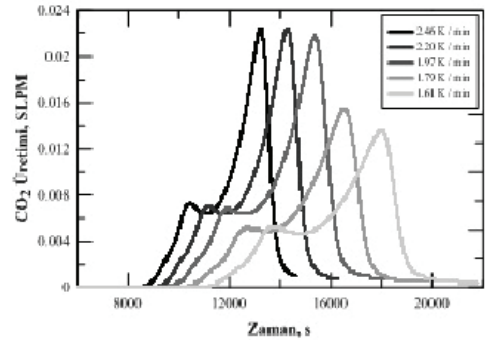
Şekil 2. Kinetik deneylerinden elde edilen sıcaklık eğrileri.



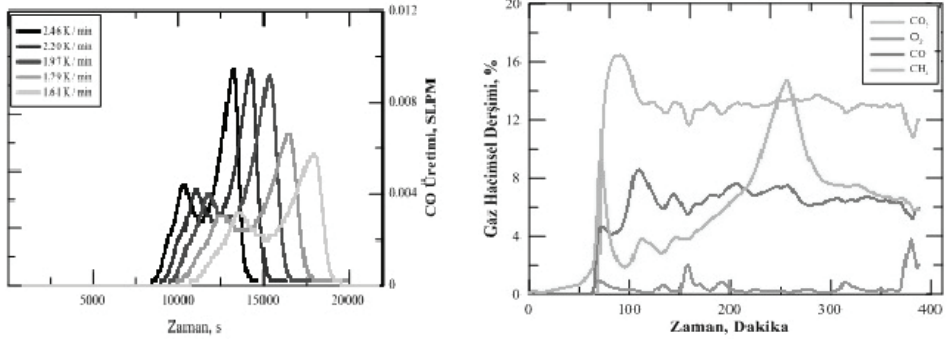
Şekil 3. Kinetik deneylerinden elde edilen O<sub>2</sub> tüketim eğrileri.



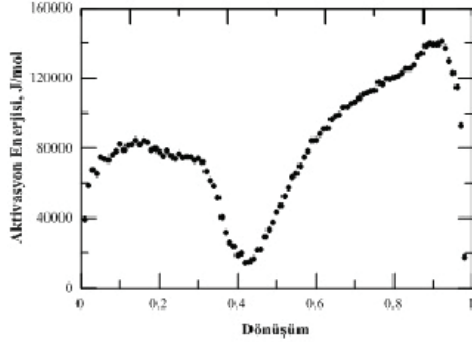
Şekil 4. Kinetik deneylerinden elde edilen CO<sub>2</sub> üretim eğrileri.



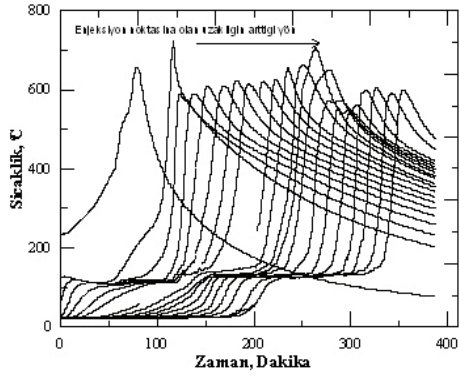
Şekil 5. Kinetik deneylerinden elde edilen CO üretim eğrileri.



Şekil 6. Batı Raman petrolü eş dönüşüm parmak izi.



Şekil 7. Yanma boyunca kaydedilen sıcaklık ölçümleri.



Şekil 8. Yanma boyunca kaydedilen gaz kompozisyon değerleri.

# Buhar destekli gravite drenajı çalışması



**Bekir Safa Coşkun<sup>1</sup>, Erdi Aydın<sup>2</sup>, Ahmet Patat<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Türkiye Petrolleri, Batman Bölge Müdürlüğü, Sondaj Dairesi, Batman

<sup>2</sup>Istanbul Teknik Üniversitesi, Maden Fakültesi, Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Bölümü, İstanbul

## 1.GİRİŞ

Bu bölümde çalışma amacı, kullanılan araçlar ve çalışma içeriği tanımlanarak çalışma yöntemleri anlatılmıştır.

### 1.1.Çalışmanın Amacı

Bu çalışmada buhar destekli gravite drenajı prosesi ve üretim mekanizmaları ele alınmıştır.

### 1.2.Çalışma Yöntemi ve Kullanılan Araçlar

Bu projede çeşitli parametrelerin; rezervuar kalınlığı, yatay kuyu uzunluğu, yatay kuyular arası mesafe vs., prosenin üzerine etkileri incelenmiştir. Farklı kuyu örüntüsü modelleri ve çeşitli su buharı enjeksiyon debileri dikkate alınarak senaryolar oluşturulmuştur. Daha sonra, Buhar destekli gravite drenajı prosesi verilen rezervuara uygulanmış ve en uygun buhar debisi ve kuyu örüntüsü belirlenmiş ve ekonomik analiz ile çalışma tamamlanmıştır.

Araştırma Computer Modeling Group (CMG) STARS 2012.12 simülasyon programı kullanılarak gerçekleştirilmiştir.

## 2.İNCELEME PARAMETRELERİNİN TANITILMASI

### 2.1.Grid İyileştirilmesi

Kuyu civarında kullanılan grid sayısı simülasyon sonucunu etkilemektedir. 3,5 ve 7 grid kullanarak yaptığımız çalışma bu değişimi göstermiştir.

### 2.2.Yatay Kuyu Uzunluğu

Yatay kuyu uzunlukları yaptığımız çalışmada değiştirilerek simülasyon yapılmıştır. Uzunlukların üretim miktarına ve günlük üretim debimize olan etkileri incelenmiştir.

### 2.3. Yatay Kuyular Arası Mesafe

Üretim ve enjeksiyon kuyuları arasındaki mesafe değiştirilerek simülasyonlar yapılmış ve yatay kuyular arası mesafenin toplam üretim miktarına ve günlük üretim debisine etkisi incelenmiştir.

### 2.4. Rezervuar Kalınlığı

Farklı kalınlıklara ve aynı özelliklere sahip rezervuarlar simülasyonlar yapılarak incelenmiş ve bu değişimin toplam üretim miktarına ve günlük üretim debisine etkisi incelenmiştir. Ayrıca

üretim oranları incelenerek kıyaslama yapılmıştır.

## 2.5. Buhar Enjeksiyon Debisi

Buhar enjeksiyon debileri değiştirilerek simülasyonlar yapılmış ve bu değişimin toplam üretim miktarına ve günlük üretim debisine etkisi incelenmiştir.

## 3.KUYU ÖRÜNTÜ MODELLERİ

### 3.1.Geleneksel Kuyu Örüntü Modeli

Bu örüntü modeli üretim ve enjeksiyon kuyularının üst üste getirilmesiyle oluşturulmuştur. Yapılan parametre çalışmalarından elde edilen sonuçlar göz önünde bulundurularak proses hazırlanmıştır. Yapılan örüntü modellerinin karşılaştırılabilmesi için diğer örüntü modelleriyle aynı özelliklere ve aynı büyüklüğe sahip rezervuar kullanılmıştır. Grid sayısı diğer kuyu örüntü modelleriyle aynı sayıda tutulmaya çalışılmıştır.

### 3.2 Zigzag Kuyu Örüntü Modeli

Bu örüntü modeli üretim ve enjeksiyon kuyularının birbirlerine çapraz şekilde bir araya getirilmesiyle oluşturulmuştur. Yapılan parametre çalışmalarından elde edilen sonuçlar göz önünde bulundurularak proses hazırlanmıştır. Yapılan örüntü modellerinin karşılaştırılabilmesi için diğer örüntü modelleriyle aynı özelliklere ve aynı büyüklüğe sahip rezervuar kullanılmıştır. Grid sayısı diğer kuyu örüntü modelleriyle aynı sayıda tutulmaya çalışılmıştır.

### 3.3 Dama Kuyu Örüntü Modeli

Bu örüntü modeli üretim ve enjeksiyon kuyularının üst üste getirilmesiyle oluşturulmuştur. Kuyu çiftleri rezervuarın ortasından köşelerine doğru yönlendirilmiştir. Yapılan parametre çalışmalarından elde edilen sonuçlar göz önünde bulundurularak proses hazırlanmıştır. Yapılan örüntü modellerinin karşılaştırılabilmesi için diğer örüntü modelleriyle aynı özelliklere ve aynı büyüklüğe sahip rezervuar kullanılmıştır. Grid sayısı diğer kuyu örüntü modelleriyle aynı sayıda tutulmaya çalışılmıştır.

## 4.EKONOMİK ANALİZ

### 4.1 Proje Ömrü

Proje ömrü olarak her projede petrol buhar oranının 0.1 e ulaştığı yıl kullanılmıştır. Projenin simülasyon süresi boyunca sürdürülmesinin ekonomik olmayacağı düşünülerek bu şekilde bitirme kararı alınmıştır.

## 4.2 Maliyetler

Kuyu açma maliyeti, üretim kuyusu aylık bakım maliyeti, enjeksiyon kuyusu aylık bakım maliyeti, kompresör maliyeti, su geri kazanım ve arındırma maliyeti ve buhar oluşturma maliyeti kullanılan maliyetlerdir.

## 4.3 Gelir

Projede gelir yalnızca ağır petrolün satılmasından elde edilmektedir. Petrol satış fiyatı olarak 79.4 dolar belirlenmiş ve proje ömrü boyunca değişmediği kabul edilmiştir.

## 4.4 Kuyu Örüntü Modelleri İçin Ekonomik Analiz Sonuçları

### 4.4.1 Geleneksel Kuyu Örüntü Modeli İçin Ekonomik Analiz Sonuçları

Bu kuyu örüntü modeli için proje ömrü 15 yıl olarak belirlenmiştir. Terk debisi 300 varil/gün, yatırım miktarı 166.022 milyon dolar, PIR değeri -0.096 olarak belirlenmiştir. Üretim oranı proje sonunda %49.94 olarak belirlenmiştir.

### 4.4.2 Zigzag Kuyu Örüntü Modeli İçin Ekonomik Analiz Sonuçları

Bu kuyu örüntü modeli için proje ömrü 34 yıl olarak belirlenmiştir. Terk debisi 305 varil/gün, yatırım miktarı 238.103 milyon dolar, PIR değeri 0.4 olarak belirlenmiştir. Üretim oranı proje sonunda %53.82 olarak belirlenmiştir.

### 4.4.3 Dama Kuyu Örüntü Modeli İçin Ekonomik Analiz Sonuçları

Bu kuyu örüntü modeli için proje ömrü 9 yıl olarak belirlenmiştir. Terk debisi 300 varil/gün, yatırım miktarı 105.624 milyon dolar, PIR değeri -0.384 olarak belirlenmiştir. Üretim oranı proje sonunda %42.71 olarak belirlenmiştir.

## 4.5 Ekonomik Analiz Sonuçları

Yapılan simülasyonlar sonucunda zigzag kuyu örüntüsü modelinin en iyi ekonomik sonucu verdiği görülmüştür. Geleneksel ve dama saha modellerinin ekonomik olmadığı belirlenmiştir.

## 5.SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışmada ısıl üretim artırma yöntemlerinden buhar destekli gravite drenajı (SAGD) yöntemi incelenmiştir. Öncelikle buhar destekli gravite drenajı prosesi ve üretim mekanizmaları ele alınmıştır. Çeşitli parametrelerin; rezervuar kalınlığı, yatay kuyu uzunluğu, yatay kuyular arası mesafe vs., prosenin üzerine etkileri incelenmiştir. Farklı kuyu örüntüsü modelleri ve çeşitli su buharı enjeksiyon debileri dikkate alınarak

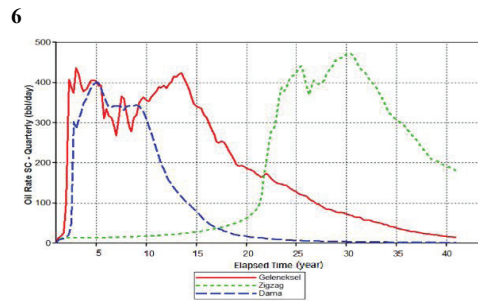
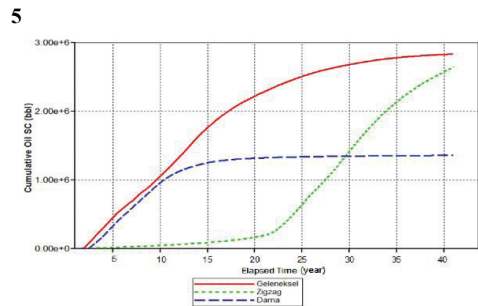
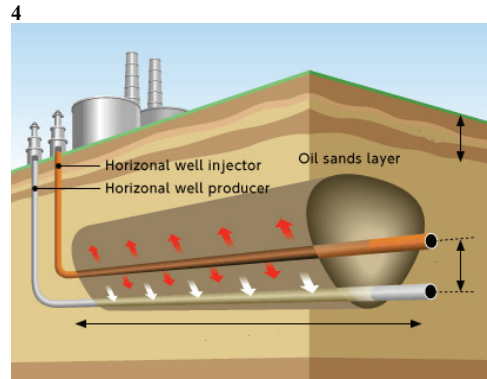
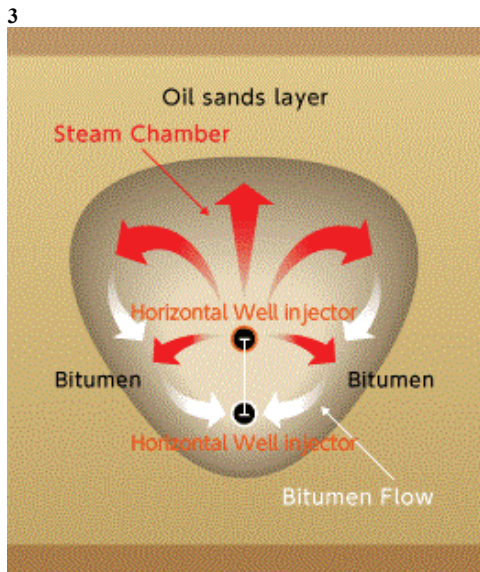
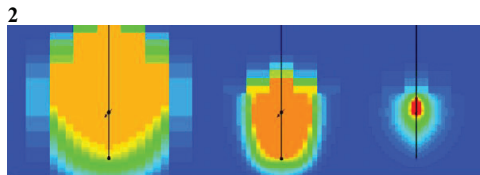
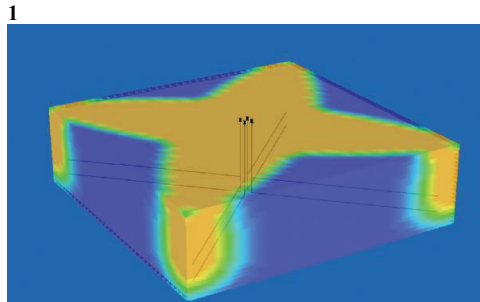
senaryolar oluşturulmuştur. Daha sonra, Buhar destekli gravite drenajı prosesi verilen rezervuara uygulanmış ve en uygun buhar debisi ve kuyu örüntüsü belirlenmiş ve ekonomik analiz ile çalışma tamamlanmıştır.

- Grid iyileştirmesi en önemli parametrelerden biridir. Kuyu civarında 7 grid kullanılması en hassas sonucu vermekle beraber simülasyon süresini büyük miktarda arttırmıştır.
- 9 noktalı ve normal grid kullanımı arasında önemli bir fark görülmemiştir.
- Kuyular arasında 40 ft mesafe kullanmak 20 ve 60 ft mesafe kullanmaya göre daha iyi sonuç vermiştir.
- Üretim debileri göz önüne alındığında 576, 640 ve 704 ft kuyu uzunlukları arasında en iyi sonucu 704 ft kuyu uzunluğu vermiştir. Ancak en ekonomik ve optimum olanı 576 ft kuyu uzunluğudur.
- 50, 100 ve 200 ft rezervuar kalınlıkları arasında üretim oranının düşmesine rağmen en iyi sonuç 200 ft rezervuardan alınmıştır. Bu yüzden SAGD prosesi kalın rezervuarlar için buhar üretiminden daha iyi sonuçlar verebilir.
- 500, 750 ve 1000 varil/gün enjeksiyon debileri arasında en uygun seçenek 750 varil/gün olarak belirlenmiştir.
- Yapılan çalışma sonucunda zigzag saha örüntü modelinin geleneksel ve dama saha örüntü modellerine göre daha ekonomik sonuç verdiği gözlemlenmiştir.

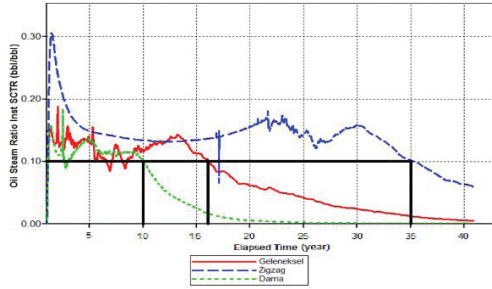
## KAYNAKLAR

- Alvarado, V., and Manrique E. (2010). Enhanced oil recovery: Field planning and development strategies. Oxford, MA: Elsevier.
- Calgary Modeling Group (2012). Advanced Processes and Thermal Reservoir Simulator (STARS) version 2012.12. Devon Energy Corporation (2014). Steam Assisted Gravity Drainage. Retrieved April 20, 2014, from <http://www.devonenergy.com>.
- Farouq Ali, S. M., and Thomas, S. (1996). The promise and problems of enhanced oil recovery methods. The Journal of Canadian Petroleum Technology, 35, 62-63.
- Karimi, G., and Samimi, A. K. (2010). In-Situ combustion process, One of IOR methods. Lake, L. W.(1989). Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, New Jersey US.
- Llaguno, P. E., Moreno F., Garcia R., Mendez Z., and Escobar E. (2002). A reservoir screening methodology for SAGD applications. Paper presented at Canadian International Petroleum Conference. Retrieved from <https://www.onepetro.org/conference-paper/PETSOC-2002-124>.
- Ramey Henry J. (1971). Recovery of hydrocarbons beyond the primary stage. Stanford University, Stanford, California, U.S.A.
- Sarathi, P. S. (1999). In-Situ combustion handbook: Principles and Practices, Bartlesville, Oklahoma.
- Sarathi, P. S. and Olsen D. K. (1992). Practical aspects of steam injection processes for independent operators. Bartlesville, National Institute for Petroleum and Energy Research.
- Yanosik, J. L., and McCracken, T. A. (1979). A nine point finite-difference reservoir simulator for realistic prediction of adverse mobility ratio displacements. SPEJ, August, pp. 253-262.
- Young, M. S., Casinader, P. C., and Wilson, D. C. (1980).

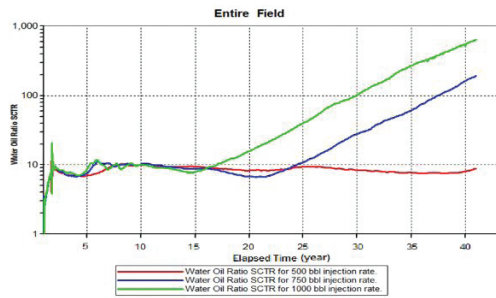
The use of higher order finite difference methods in reservoir simulation. European Offshore Technology Conference and Exhibition, 21-24 October, London, United Kingdom.



7



8





# Retention modelling of sulfonated polyacry polymers in porous medium



**Masoud Rashidi**

University Teknologi PETRONAS

---

## ABSTRACT

A key parameter for application of polymer for water flood mobility control is the loss of polymer due to the retention during flow in the porous medium. this study investigated retention amount for sulfonated polyacrylamide polymers for a range of sulfonated degree and molecular weight with two different temperature and salinity in berea sand stone core. a network based fuzzy inference system (ANFIS) was applied for modelling and prediction of the retention amount. moreover process optimization was carried out by using ANFIS approach to predict the best circumstances. which resulted in the minimum retention amount. the minimum retention amount of sulfonated polyacrylamide at 80 degree Celsius was estimated by ANFIS to be 1.1 micro gram per gram in the synthetic sea water under condition of molecular weight of 12 million Dalton and sulfonation degree of 32 Mole percent. in addition root mean square error (RMSE) method was utilized to compare the predicted values of retention amount obtained from the model with the experimental data in order to find the best model excellent estimation with RMSE of 0.029 was observed. the results revealed the strength of ANFIS model for polymer studies. to add up this study demonstrates the suitability of ANFIS for the quantitative modeling of retention studies.

# Wettability Alteration Potential of Caustic to Improve Waterflooding Efficiency: A Laboratory Scale Analysis for the Garzan Field, Turkey



Hüseyin Çalışgan<sup>1</sup>, Uğur Karabakal<sup>1</sup>, Tayfun Babadağlı<sup>2</sup>, Can Ercan<sup>1</sup>,  
Artuğ Türkmenoğlu<sup>1</sup>, S. Esra Yıldırım<sup>1</sup>, M. Erkin Gözel<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Turkish Petroleum Corporation, Ankara, TURKEY

<sup>2</sup>University of Alberta, Edmonton, CANADA

## ABSTRACT

This paper summarizes the laboratory screening analysis of NaOH and boric acid to be used as an additive to improve water injection process in the Garzan Field, Turkey. The tests start with compatibility of these chemicals with the formation water. Next, a series of IFT measurements for different concentrations of the chemicals at reservoir conditions were performed. Finally, wettability alteration potential of the chemical was clarified through spontaneous imbibition tests. Based on the results, ideal application conditions of chemically improved waterflooding performance were identified for further field trials.

## INTRODUCTION

Unfavorable wettability is one of the major hurdles to overcome for successful enhanced oil recovery applications in carbonates. Chilingar and Yen (1983) thoroughly investigated several reservoir cores of carbonate origin (limestone, dolomitic limestone, calcitic dolomite, and dolomite) and concluded that 15% of them were strongly oil-wet, 65% were oil-wet, 12% were intermediately-wet, and 8% were water-wet. Thus, wettability alteration is critically important, especially in fractured carbonates to invade matrix by capillary imbibition for effective drainage of oil (Babadagli 2006). One of the ways to achieve this is to use surfactants.

Babadagli (2002) tested the dynamics of capillary imbibition in Berea sandstone and Indiana limestone using Triton® X-100 (a polyethoxylated non-ionic surfactant), sodium chloride and polyacrylamide, as well as heat. He provided information on specific conditions that cause weak or strong capillary imbibition for water- and oil-wet matrices. Later, Babadagli (2003) compared different EOR processes (waterflooding, thermal, and chemical with surfactant, with polymer, and with NaCl brine) in the same rock samples with respect to oil viscosity, matrix wettability, and matrix boundary conditions. With Berea sandstone and heavy oil samples, significant increases in ultimate recovery and recovery rates were observed with the use of toctylphenoxy-polyethoxyethanol as non-ionic surfactant compared to brine. These effects are far more pronounced than those detected with the Indiana limestone. In this case, only slight increase in recovery is noticed when the surfactant is added, the same is observed in assays employing polyacrylamide as polymer. A general consensus reached is that careful selection of surfactant

structures and identification of the effects of surfactant properties on capillary imbibition must always guide the implementation of the EOR processes (Babadagli and Boluk 2005).

Alkaline flooding, also known as caustic flooding, is an EOR technique wherein an alkaline chemical, such as sodium hydroxide, sodium orthosilicate or sodium carbonate, is injected into hydrocarbon reservoirs during the water-flooding stage (Lake 1989). The applicability of this method was tested mainly for sandstones in the 1980s. Chemical flooding has been shown to be sensitive to oil prices, which are highly influenced by chemical additive costs. Most of the chemical floods were developed between the 1960s and 1980s (Manrique et al. 2007). The applicability of this type of chemical injection for carbonates is highly limited due to high salinity of the formation water and incompatibility of the formation rock that would cause potential adsorption problems.

Residual oil is generally high in naturally fractured carbonate reservoirs after waterflooding due to inefficient sweep caused by heterogeneity and oil-wet nature. This is characteristically what has been observed in the Garzan field, Turkey after 55 years of water injection. This mid-size (12x1.5 km) field was discovered in 1951 and consists of three anticlinal structures separated from each other by impermeable layers and faults. Water injection project was initiated in this carbonate field in 1960 to overcome the decrease in the field pressure. As of July 2014, the cumulative production is around 44 million bbls (16% of OOIP).

As seen, the field needs further improvement of oil recovery but due to fractured and oil-wet nature, options are limited. Chemical additives are difficult to apply and require a rigorous selection process at the lab scale. Alkalis are one of the options for this kind of reservoir (Babadagli et al. 2008) because they generate soap in-situ by reacting with acidic crude oils; however, calcium carbonate precipitates unless the brine is soft. Therefore, conventional alkalis require soft water, which is not always available as in the case of Garzan field.

In this work, a series of laboratory tests were performed to select suitable chemical and proper concentration as an additive to improve on-going water flooding in the Garzan oil field.

Description of Laboratory Tests and Results In this study, carbonate core samples from the Garzan oil field were used for wettability tests. The average porosity and permeability of the samples were measured to be 14.6% and 5.60 md, respectively. The original Garzan crude oil was used in all tests (20°API, 37.5 cp at reservoir temperature of 65°C). The reservoir brine has a total salinity of 25,000 mg/l NaCl as shown in Table 1. The amount of the total dissolved solids (TDS) is 27,000 mg/l.

Initially, 13 anionic and non-ionic surfactants together with alkali NaOH were tested through various laboratory tests. The results are presented in Table 2. Then, to perform capillary imbibition tests using selected chemicals core samples were prepared. In this attempt, basic core analysis data were examined for 578 plug samples and their core porosity-permeability distribution were determined (Fig. 1). Representative samples showing consistent petrophysical properties were selected for the spontaneous imbibition tests. Next, solubility tests of selected chemicals with Garzan formation water were performed. Also, IFT tests were conducted on the selected chemicals with formation water for different concentrations. Lastly, spontaneous imbibition tests were completed using different concentrations of chemicals. The initial results of the on-going study are presented below.

**Solubility tests.** Solutions in different concentrations of chemicals in reservoir brine were prepared at reservoir temperature. It is ideal to use chemicals that yield no agglomeration since deposition of dissolved materials will cause permeability reduction.

The solubility tests for different surfactant and alkali chemicals were conducted to evaluate their ability to dissolve in the formation water. In addition to these 13 items, five different types of Boron samples were tested for compatibility screening with Garzan formation water. The chemical formulas for these five Boron samples are given in Table 3. Among them, only Borax Decca hydrate and Boric Acid dissolved completely in Garzan formation water. Borax Decca hydrate was eliminated due to its convenience for agricultural purposes rather than surface active agent. Boric Acid is, however, used in detergent industry so it is qualified for IFT screening with the Garzan oil.

It was noted that NaOH is insoluble in Garzan formation water and NaOH agglomeration is directly proportional to the alkali concentration. Despite this negative impact, it was included in the initial tests due to its low cost and availability. Two anionic surfactants, namely internal olefin sulfonate (IOS) and alcohol alkoxy sulfate (AAS), were also included in the tests. IOS surfactants were not qualified for compatibility for formation brine. The results for all these alkali/surfactants are shown in Fig. 2.

**IFT tests.** The anionic and non-ionic surfactants were selected for IFT test to evaluate their ability to reduce

IFT between heavy oil and surfactant solution. The IFT values between Garzan oil and alkali/surfactant solutions with different concentration were measured by IFT-700 pendant drop interfacial tension apparatus, with image acquisition and analysis software. IFT-700 enables experimental analysis at high pressure (up to 69 MPa or 10,000 psi) and high temperature (up to 200°C) conditions. A liquid drop is created and put in contact with gas or solid in a cell at reservoir conditions using pendant drop method as well as the contact angle between liquid and solid interfaces using sessile drop method. A camera connected to a computer records the shape of the liquid drop to derive the interfacial and contact angle properties.

Initially IFT measurements on the distilled water and formation brine were carried out to be a base reference. Then, different NaOH concentrations (0.5, 1 and 5 wt.%) were tested with the same (Garzan) oil. The effect of pressure on the measurements is shown in Fig. 3.

Next, Boric acid with 1% and 5% concentrations were used as the chemical solution. The IFT measurements of these concentrations are presented in Fig. 4 in comparison with a surfactant and NaOH. Alkali/surfactants/boric acid samples were examined for IFT effect with respect to pressure at reservoir temperature. Although alkali NaOH with formation brine caused a high degree of agglomeration, NaOH was proceeded for the IFT tests. During the IFT measurements, it was observed that, as the NaOH concentration increases, the IFT in the two phases steeply decreases until 0.5 % NaOH concentration, which can be taken as a threshold value. Then, the concentration has little further effect on IFT as shown in Figs. 3 and 4. Also, the very small surfactant concentration (0.1% wt.) of alcohol alkoxy sulfate (AAS) showed very low IFT values. Some surfactants can significantly reduce the IFT as low as 0.1 dynes/cm, which means that the two immiscible fluids can act nearly miscible.

**Spontaneous imbibition tests.** After the IFT measurements, spontaneous imbibition tests were conducted using solutions of 0.2, 0.4, 1, 2 and 5% wt. NaOH concentration. The test results for the oil recovered after the spontaneous imbibition for different NaOH concentrations are given in Fig. 5.

## DISCUSSION

The wettability alteration for crude oils on Berea sandstone cores at different NaCl and CaCl<sub>2</sub> concentrations was studied by Buckley et al. (1998). The oil, with a high acid number of 0.55 (mg KOH/g oil), had many negatively charged interfacial sites, and the ion-binding mechanism led to its wettability altering behavior. Garzan oil also has a high acid number of 0.114 (mg KOH/g oil). Tang and Morrow (1997) found that the salinity of the connate water and invading brines can have a major influence on wettability and oil recovery. Zhang and Austad (2006) verified that the

ions  $\text{Ca}^{2+}$  and  $\text{SO}_4^{2-}$  could increase the water-wetting of chalk and thereby increase the water-oil capillary pressure of matrix blocks. The Garzan formation water has 25,000 ppm total salinity, and contains high  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  and  $\text{SO}_4^{2-}$  784 ppm, 369 ppm and 859 ppm, respectively as shown in Table 1. These ions may result wettability alteration to water-wet. They also have high solid particle agglomeration potential. A091 is an anionic alcohol alkoxyl sulfate- (AAS) type surfactant, which is more tolerant to  $\text{Ca}^{2+}$  and  $\text{Mg}^{2+}$  concentrations. Delshad et al. (2009) found that surfactants could change the wettability to increase the oil recovery by increased imbibition of the water into the matrix rock. However, Guoa et al. (2005) reported that the wettability alteration was a result of the presence of magnesium ion. The negative charges in both systems (oil/alkaline and solution/sand interfaces) were reduced by a positive charge from the adsorption of magnesium ions.

The effect of brine composition on wettability alteration in the heavy oil/water/carbonate system was tested. The presence of either  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  or  $\text{Mg}^{2+}$  alone in the water phase could not induce wettability alteration. The reduction of repulsive electrostatic forces between oil drops and sand surfaces contributed to the wettability change of the sand from water-wet to more oil-wet (Liu et al. 2007).

On the basis of these observations, formation water was considered to be a prime factor affecting wettability in the present paper. Also, due to the vulnerability of surfactants to salinity and carbonate minerals, NaOH was considered to be the additive to original re-cycled formation water for the Garzan field. For comparative purposes, one surfactant and Boron was also included in the tests.

In alkaline flooding, it is aimed to reduce interfacial tension (IFT) during this process by generating in-situ soap with the contact of the injected alkaline and oil components.

The IFT measurements of Garzan oil and formation water with NaOH showed a critical point, which is 0.5 % NaOH beyond that IFT does not decrease significantly as the concentration increases as shown in Fig. 3. The spontaneous imbibition test results showed that oil recovery increases with increasing NaOH concentration (Fig. 5).

## CONCLUSIONS

1. The screening tests of alkali and surfactant with different concentrations for Garzan formation water were conducted by solubility tests. It was observed that NaOH cannot be soluble in Garzan formation water, and Na, Ca, Mg, and sulfate ions agglomerates.
2. Internal olefin sulfonate (IOS) surfactants are insoluble to Garzan brine due to high divalent ion concentrations (Ca/Mg). Alcohol alkoxyl sulfate (AAS)

surfactants are soluble and more tolerant to Ca/Mg ions.

3. In spite of particle ions agglomeration, the IFT values between Garzan oil and formation water decreased with increasing NaOH concentration. The critical NaOH concentration was determined to be 0.5%. Hence, low concentration of caustic (as low as 0.2%) can be implemented in the Garzan field to augment the performance of existing water flooding, also considering its low cost compared to the other chemicals. Further research efforts on the minimization of agglomeration are needed.
4. Some surfactants can significantly reduce the IFT as low as 0.1 dynes/cm. Cumulative oil recovery for imbibition test results by the 5% NaOH alkali at 48 days reached 23% OOIP. This concentration is economically high and may be destructive due to scaling effects.

## ACKNOWLEDGEMENTS

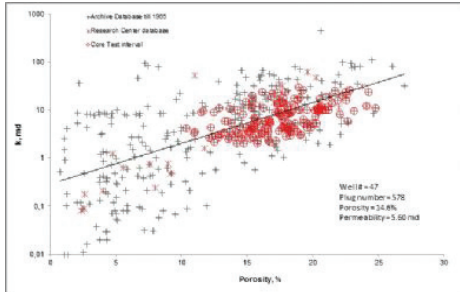
We would like to thank the management of Turkish Petroleum Corporation for their support to publish this paper. Special thanks to Mr. Adem Cuhadar who conducted laboratory tests patiently.

## REFERENCES

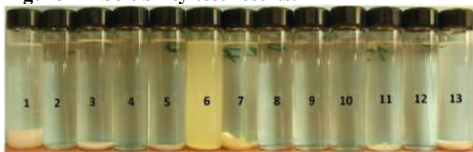
- Babadagli, T. 2002. Dynamics of Capillary Imbibition When Surfactant, Polymer, and Hot Water are Used as Aqueous Phase for Oil Recovery. *Journal of Colloid and Interface Science* 246: 203–213.
- Babadagli, T. 2003. Evaluation of EOR Methods for Heavy-Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs. *J Pet Sci Eng* 37: 25–37.
- Babadagli, T. 2006. Evaluation of the Critical Parameters in Oil Recovery From Fractured Chalks by Surfactant Injection. *J Pet Sci Eng* 54: 43–54.
- Babadagli, T., Al-Bemani, A., Boukadi, F. et al. 2005. A Laboratory Feasibility Study of Dilute Surfactant Injection for the Yibal Field, Oman. *J Pet Sci Eng* 48: 37–52.
- Babadagli, T. and Boluk, Y. 2005. Oil Recovery Performances of Surfactant Solutions by Capillary Imbibition. *Journal of Colloid and Interface Science* 282: 162–175.
- Babadagli, T., Sahin, S., Kalfa, U., Celebioglu, D., Karabakal, U. and Topguder, N., "Development of heavy Oil Fractured Carbonate Bati raman Field: Evaluation of Steam Injection Potential and Improving Ongoing CO<sub>2</sub> Injection" SPE 115400, ATCE, Denver, Colorado, 21-24 September. 2008.
- Chilingarian, G.V. and Yen, T.F. 1983. Some Notes on Wettability and Relative Permeability of Carbonate Rocks: II. *Energy and Resources* 7: 67–75.
- Delshad M., Najafabadi N. F., Anderson G. A., Pope G. A., and Sepehrnouri K., Modeling Wettability Alteration by surfactants in Naturally Fractured Reservoirs, The University of Texas at Austin, 2009.
- Guoa J., Liu a Q., Li a M., Wu a Z., Alfred A. Christy b The effect of alkali on crude oil/water interfacial properties and the stability of crude oil emulsions. August 2005.
- Lake, L.W. *Enhanced Oil Recovery*. 1989, Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall.
- Liu, Q., Dong, M., Asghari, K. and Tu, Y. Wettability alteration by magnesium ion binding in heavy oil/brine/chemical/sand systems-Analysis of electrostatic forces. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 59(1-2), (2007) 147-156.
- Manrique E.J., Muci V.E., Gurfinkel M.E., EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States, Bureau of Economic Geology, University of Texas at Austin, 2007.
- Tang, G.Q. and Morrow, N.R. 1997. Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding.

SPE Res Eng 12 (4): 269-276. SPE-36680-PA. Zhang, P. and Austad, T. 2006. Wettability and oil recovery from carbonates: Effects of temperatures and potential determining ions. Colloids Surf., A 279 (1-3): 179-187.

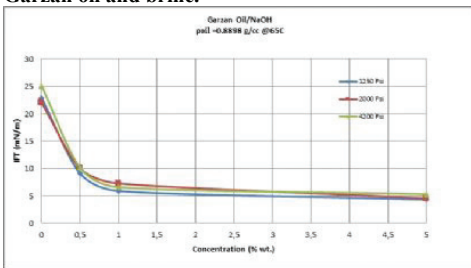
**Figure 1—Garzan oil field porosity-permeability distribution.**



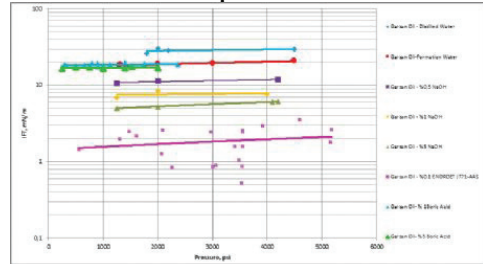
**Figure 2—Solubility test results.**



**Figure 3—Effect of NaOH concentration on IFT of Garzan oil and brine.**



**Figure 4—IFT results for different chemicals with Garzan oil at different pressures.**



**Figure 5—Spontaneous Imbibition test results for Garzan core samples.**

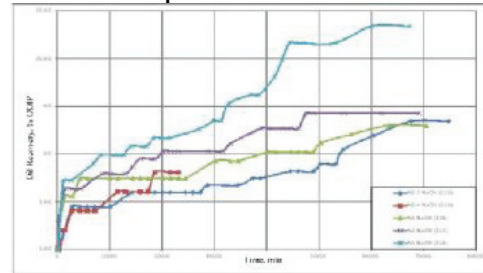


Table 1—Garzan-59 well water analysis results.

DISSOLVED SOLIDS				
CATIONS	mg/l	ppm	ppm	ppm (%)
Sodium	9.402,00	9.228,87	401,48	43,83
Potassium	309,80	303,90	7,78	0,85
Calcium	799,08	784,37	39,14	4,27
Magnesium	376,40	369,47	30,41	3,32
Iron (Total)	0,35	0,34	0,02	0,00
Strontium	98,80	111,21	2,54	0,28
Barium	0,55	0,54	0,01	0,00
ANION	mg/l	ppm	ppm	ppm (%)
Chloride	15.013,19	14.736,73	415,59	45,37
Sulfate	875,00	858,99	17,86	1,95
Carbonate	0,00	0,00	0,00	0,00
Bicarbonate	67,91	66,66	1,09	0,12
OTHER PARAMETERS				
pH				7,22 / 20,4 °C
Sp. Gravity				1,019 / 15,6 °C
Resistivity (25,0 °C)				2,48 ohm-m
Total Dissolved Solids				26.957 mg/l
Total Salinity (NaCl)				24.740 mg/l
Conductivity (25,0 °C)				4040 µS/cm
Acidity				<0,2 mg CaCO3/l

Table 2—Chemicals used for solubility tests.

No	Ion Type	Trade Name	Chemical Name	Solubility
1		Caustic	NaOH	Insoluble
2	Non ionic	Product A	undecyl glucoside	Partly Dissolved
3	Non ionic	Product B	undecyl glucoside	Partly Dissolved
4	Anionic	Enordet J771	alcohol alkox sulfate, AAS or alkyl ether sulfate	Dissolved
5	Anionic	Enordet O332	internal olefin sulfonate, IOS	Insoluble
6	Anionic	Enordet O352	internal olefin sulfonate, IOS	Insoluble
7	Anionic	Enordet O342	internal olefin sulfonate, IOS	Insoluble
8	Anionic	Enordet A091	alcohol alkox sulfate, AAS or alkyl ether sulfate	Dissolved
9	Anionic	Hostapur BV	Tributyl phenol polyethylene glycol ether sulfate	Dissolved
10	Anionic	Hostapur ÖS	Alpha olefin sulfonate	Dissolved
11	Anionic	Hostapur SAS 60	Secondary n-alkyl sulfonate	Insoluble
12	Anionic	Emulgogen EPA	Alkyl polyethylene glycol ether sulfate	Dissolved
13	Anionic		Sodium Dodecyl Sulfate (CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>11</sub> SO <sub>3</sub> Na)	Insoluble

Table 3—Boron samples used for solubility tests.

Sample Name	Chemical Formula	Density	B2O3 content (%)
Borax Dekahidrat	Na <sub>2</sub> B <sub>4</sub> O <sub>7</sub> ·10H <sub>2</sub> O	1,72 g/cm <sup>3</sup>	36,5
Kalsine Tinkal	Na <sub>2</sub> B <sub>4</sub> O <sub>7</sub> ·H <sub>2</sub> O	1,70 g/cm <sup>3</sup>	52,0
Kalsine Kolemanit	2CaO·3B <sub>2</sub> O <sub>3</sub> ·0,7H <sub>2</sub> O	2,42 g/cm <sup>3</sup>	50,8
Etidot - 67	Na <sub>2</sub> B <sub>8</sub> O <sub>13</sub> ·4H <sub>2</sub> O	2,26 g/cm <sup>3</sup>	67,0
Boric Acid	H <sub>3</sub> BO <sub>3</sub>	1,51 g/cm <sup>3</sup>	56,4

# EOR Projects in the Middle East and North Africa Region: Past, Present, & Future



**Serdar Bender**

Turkish Petroleum Corporation

## **ABSTRACT**

The world will not physically run out of crude oil. However, in the long run, oil production will be uneconomic. There are three ways to delay this process and secure the future of oil production. One of these is to develop unconventional resources such as shale oil and oil sands. The other solution is to explore new resources. Unfortunately, number and size of the new discoveries has been diminishing over the last decades. The most feasible action is to increase the recovery from producing oil fields. Improved oil recovery (IOR) and enhanced oil recovery (EOR) techniques can be employed to increase oil recovery from existing oil fields. According to BP's Statistical Review of World Energy 2013, the world's proved oil reserves is 1.67 trillion barrels which is enough to supply world demand for almost 53 years with current recovery factors. Current world average ultimate recovery factor is between 30% and 35% which evince that 65-70 % of the oil is still there. Increasing recovery from these reserves by only 1 % means that increase in world reserves by 10 billion barrels. More than this can be done by using IOR and EOR techniques.

Researches on EOR technologies had been started during 1950s and most of the todays EOR technologies were developed in the early 1970s. However, the contribution of EOR applications to global oil production is only 3%. Major contribution is coming from United States, Canada and China. There is also a significant opportunity to apply EOR techniques on fields located in Middle Eastern and North African countries having large amount of remaining oil. Due to decrease in the amount of "easy oil", interests towards EOR techniques have been increasing in Middle Eastern and North African countries. These countries have started to review their fields to implement EOR techniques and some of them started pilot and full-field applications.

This study presents an extensive review of EOR field projects in MENA region. Pilot projects, full-field applications, challenges for EOR project implementation and region's future plans will be discussed. Future potential of the EOR applications in that region is also discussed by analyzing each country's oil supply-demand, reservoir properties and strategic plans. Published pilot or full-field EOR applications in Oman, Kuwait, Partitioned zone (Saudi Arabia & Kuwait), Turkey, Syria, United Arab Emirates, Bahrain and Egypt are studied. It is clear that Oman is the EOR pioneer in MENA region due to the number and size of the EOR projects and success in changing the country's destiny. Decline in oil production of Oman had started

in 2000s and continued until 2007. EOR projects upturn the oil production after 2007 despite the Oman's complex reservoirs. When we look at the whole picture, it is obvious that number of EOR projects will continue to increase in Middle East and North Africa region.

# Discrete Fracture Modeling and Gel Injection Simulation in Fractured Carbonates



Serhat Akın, Ashkan Soltanieh

Middle East Technical University

## ABSTRACT

Discrete Fracture Network (DFN) model is an efficient approach to model fractured reservoirs. This model directly takes into account the geometry as well as conductivity and connectivity of fractures forming a network. Because of fractured nature of carbonate reservoirs, hydrocarbon production is usually restricted by excess water production. Polymer gel injection can be considered as a method to shutoff fracture conduits in water bearing zones. In this study, a highly fractured heavy oil reservoir going through polymer injection is modeled using DFN approach where it is used as a tool for upscaling fracture properties to the dual-porosity fluid flow simulator.

A heavily fractured field located in South East Turkey, is used to create DFN model by conditioning the model set to available fracture parameters. From structural geology point of view, the field is a doubly plunging anticline. Geological analyses indicate that the field has been subjected to major tectonic events, resulting in folding, fracturing, and faulting. This field is a naturally fractured carbonate reservoir containing heavy oil, very low gas to oil ratio, and supported with a strong aquifer. Although it contributes to quite high oil production, the average water-cut exceeded 90%, recently. Using single well modeling approach, DFN model is implemented for each well reservoir section, and fracture properties for geocellular grids are executed. Four wells are modelled under assumption of square drainage boundaries determined according to available production history of each well. The selected section is divided into 600 grids ( $10^*10^*6$ ). FracMan7 (2009) simulator was utilized for generating DFN model. Seven parameters are required to be considered for creating the model. Fracture intensity, and aperture are the parameters that are correlated to Total Productivity Index (PIT). Fracture shape and orientation are estimated according to faults locations and layer depth and thickness. The rest of the parameters, i.e. fracture size, storativity and transmissivity are estimated by stochastic correlations to existing fracture parameters.

Fracture intensity stochastic distribution Spatial fracture intensity (P32) is an important characteristic of a fractured rock mass. Although it can hardly ever be measured, P32 can be modelled based on available geological information such as spatial data of the fracture network. It has been acknowledged that the fracture spacing for each fracture set follows a negative exponential distribution (Wallis and King, 1980), and according to the statistical theory the

Poisson distribution can be used to model the three-dimensional fracture intensity distribution for each fracture set (Villaescusa and Potvin, 2004). For the field, maximum and minimum fracture spacing is determined using correlation of fracture parameters to Total Productivity Index (PIT) (Şener, 1987). Şener (1987) considered the following three assumptions to estimate spacing distribution from PIT variation in the field and from mapped and digitized structure depth and layer net thickness data. The first assumption involves that most fractures are concentrated in the area of maximum flexure and along the mapped fault traces. The second assumption includes, most fractures lie on nearly perpendicular planes. The third assumption is, the transmissivity of vertical fractures are equal. According to available stochastic data and knowledge of encountering with highly fractured network system, P32 is considered for fracture intensity of the field fracture system. However, its value can subject to change during calibration process. Due to existence of multiple faults in the reservoir the proximity of wells to the faults can directly affect the number of fractures around the wellbore. Therefore, considering one single P32 value for whole system is not logical.

## Fracture orientation stochastic distribution

Fracture orientation is described by the dip, which is the line of the maximum declination on the fracture surface measured from the horizontal, and the dip direction or azimuth, which is measured clockwise from true north (Zang, 2005). As there is no deterministic measurement of fracture orientation for the field, the initial distribution of fracture orientation needed to be considered under two assumptions. The first assumption is about the fracture's pole plunge direction and the second one is about the direction of pole trend. Fractures occur in the direction perpendicular to the least stress. Since the reservoir is located at depth about 4000 feet, the least principal stress direction is assumed to be horizontal. Hence, considering vertically oriented fractures for fracture orientation is reasonable. On the other hand, the reservoir section is heavily faulted and fractures most frequently occur in the direction perpendicular to the nearest fault dip direction. Therefore, the dip of fractures in the model is taken to be  $90^\circ$  and the dip direction is taken to be perpendicular to dip direction of nearest fault on each well. In this study fracture orientation is distributed according to Fisher distribution, which is a symmetric distribution about the mean orientation and uses a single parameter, the Fisher constant 'K'. The 'K' value describes the tightness or dispersion of fracture orientation set.



Fracture size and shape stochastic distribution Since direct measurement of fracture length in order to correlate it with fracture size to provide log-normal distributed fracture sizes is not available, size distribution is prepared by considering the layer thickness dominated modeling, and according to an arbitrary mean and variance values. Sener (1987) indicated that the fractures are assumed to be wedge-shaped. Therefore, for modeling of fracture shape in FracMan7 this assumption is conserved, and we used triangular shaped fractures.

Fracture aperture, storativity, and transmissivity stochastic distribution

Using aperture distribution data provided by Sener (1987) these data are distributed using lognormal distribution, which is the most appropriate type of distribution for fracture aperture. The aperture distribution parameters, i.e. sample size, mean, standard deviation, maximum, and minimum values for each well are listed in Table 1.

Table 1: Aperture distribution parameters for each well. The values are in Inches

Well #	Samp. S.	Mean	Std Dev.	Max.	Min.
72	1275	0.10	0.03	0.24	0.03
137	596	0.09	0.03	0.20	0.04
230	911	0.10	0.03	0.22	0.04
231	853	0.10	0.03	0.26	0.04

On FracMan7, storativity and transmissivity can be correlated to size, trend, plunge, aspect ratio, fracture radius, fracture area, and aperture. Rutqvist et al. (1998) correlations are used to provide distributions of fracture transmissivity and storativity.

For fracture generation Enhanced Baecher Algorithm is used. In this algorithm, all fractures are distributed uniformly from their center locations in space. For every fracture, the FracMan7 simulator checks whether the fracture intersects a pre-existing fracture. The portion of fracture beyond the intersection is discarded.

#### Forward modeling and calibration process

The model is then validated by conditioning it to well test data obtained from the field. FracMan7 performs a flow calculation using the Galerkin finite element method, which subdivides fractures into smaller triangular elements. For each well under investigation, simulation of fluid flow through fracture network was used to compare each well production test. The pressure change of the simulated build-up was matched to the actual test data (without wellbore storage). Due to unavailability of deterministic measurements, an iterative modelling approach was used to converge final description of the fracture network. The fracture parameters except aperture were considered as static tuning structures and used to constraint the actual geometry of the investigated region in an iterative method using a number of steps:

1) Match the actual production test data with a FracMan7 dynamic simulator by adjusting the dynamic

tuning parameters, (aperture distribution).

2) If a satisfactory match was not achieved, construct a new DFN model by changing the fracture parameters.

3) Repeat the matching process from the first step.

This step-by-step approach produced a final DFN model whose dynamic response matched closely the actual test data (Table 2).

Table 2: Well test pressures and absolute true errors

Well	72	137	230	231
Initial Pressure (Psia)	1081	1187	1120	1094
Pressure at the beginning of build-up test - Field (Psia)	1052	1062	1050	797
Pressure at the beginning of build-up test - Simulation (Psia)	1049	1079	1009	484
Pressure at the end of build-up test - Field (Psia)	1084	1154	1085	1075
Pressure at the end of build-up test - Simulation (Psia)	1081	1186	1117	1091
Abs. True Error at Starting point, %	0.3	1.6	3.9	39
Abs. True Error at Ending point, %	0.3	2.7	2.9	1.4

#### Upscaling fracture properties

When process validation is completed, Oda's Approach which is one of the methods of transport simulation in fractures is used for obtaining three dimensional hydraulic fracture properties. FracMan7 performs a number of analyses on grids to upscale fracture network properties to grid properties which is appropriate to export to dual-continuum reservoir simulators. The major advantage of this approach is that it can obtain EPM properties for grid cells based directly on the geometry and the fractures within those cells. Oda analysis embarks to calculate permeability tensors in three dimensions and all directions for each cell of a given grid. Resulting calibrated fracture network for all wells are given in Figure 1.

#### Generating Dual-Porosity Reservoir Model

A CMG STARS single well/dual-porosity numerical model whose fracture properties are populated by the DFN model results is used to model water shut-off. Based on two assumptions dual-porosity model is generated. The first assumption is consideration of negligible permeability for matrix continua throughout the reservoir. The reservoir is heavily faulted and folded; therefore, it is expected that the reservoir is highly fractured. According to Kazemi et al. (1976) assumption of complete matrix discontinuity is valid. Dual porosity models assume that the fracture network is the primary continuum for the fluid flow. The low permeability, and high storativity matrix is considered to act like a source or sink to the fracture, which is appropriate for highly fractured reservoirs (Hill and Thomas, 1985). CMG STARS, utilizes Gilman-Kazemi approach for modeling of dual-porosity system. This model describes stable, flexible, fully implicit, finite-difference simulator in heterogeneous, dual-porosity reservoirs.

Flow rates and wellbore pressures are solved at the same time for the fracture and matrix fluid saturations and pressures (Demir et al, 2008). This model allows one distinct value for matrix and fracture's porosity and permeability per grid block, where matrix is connected to the fracture in the same grid block. Fracture porosities and permeabilities (in all directions) are connected to the neighboring fracture porosities and permeabilities in a usual manner.

#### Flow equations

A numerical method that utilizes for two-phase (Oil/Aqueous) flow according to an extension form of Warren-Root model to multiphase flow is used. Fully implicit Newton-Raphson numerical method is run on CMG STARS. The partial derivative equation considers gravity, capillary, and viscous forces between matrix and fracture. Polymer gel injection is also simulated in the reservoir model; therefore, an additional partial derivative equation to describe chemical flow in fracture and matrix is also considered. The assumption which considers the fractures as the only pathway into the wellbore and the path of fluid flow from one grid to another governs throughout the model.

#### Initial and boundary conditions

Specified initial and boundary conditions to solve finite-difference equations are as follows. For the time zero, initial condition is based on initial water saturation data, oil/water contact data, and fluid pressure gradients. At the time zero the initialization confirms the whole system is at gravity/capillary equilibrium. For the times greater than zero, the boundary conditions for the wellbore liquid rate are the constraint and set to be constant. For reservoir outer boundaries, constant pressure-gradient is considered.

#### Fluid component and its properties

An important aspect of gel injection processes is the interaction between chemical components. Two aqueous based additives (polymer and crosslinking agent) are injected into oil containing reservoir to block preferential water pathways by reacting to form a pure blocking gel. The applied gel is chromium(III) carboxylate polyacrylamide gel. Chromium(III) chloride is crosslinking agent and the polymer is hydrolyzed polyacrylamide with molecular weight of 8 to 13 MMamu and hydrolysis from 8 – 15%. In this study, cross-linking agent is the synthesis of ion-exchange resins and stimuli-responsive hydrogels made from polymer molecules containing polar groups. As polyelectrolytes hydrogels are characteristically water soluble, when cross-links are added to long rubber molecules, flexibility decreases, hardness increases, and the melting point increase as well.

#### Rock-fluid data

The relative permeability and component adsorption are defined and the relative permeability data is generated using correlation of relative permeability to reservoir

fluid saturation data of the field. The gel adsorption property, which determines the rate of propagation of added gel and interaction of it with rock matrix, is fixed according to default settings of the software.

#### History Matching

The resulting model is history matched to actual field data collected from several wells that have been stimulated with gel for water shutoff. Fluid properties, i.e. reservoir fluid and injected fluid, and relative permeability curves for matrix and fractures are modified during this process. An iterative approach is considered for obtaining final history matching results. Firstly, a run for water-cut and oil rate matching is conducted with initial reservoir rock, reservoir fluid, injection fluid data and their properties. Secondly, goodness-of-fit statistical analysis and visual trends are checked for both water rate and oil rate. Thirdly, the considered fluid properties data and relative permeability curves for matrix and fracture are modified based on available reservoir characteristics data and assumptions. The matching process is continued from the second step until final match is reached. It is observed that the matches obtained with DFN populated dual porosity gel injection model are acceptable both visually and statistically. For all wells, goodness-of-fit values show moderate to highly significant results. Figure 2 gives a sample match obtained for Well 72.

Three scenarios based on production history results taken from the CMG STARS's reservoir model are conducted. Alteration in water-cut results is taken into the consideration. Future reservoir behavior focusing on water-cut amount is simulated in the produced reservoir models, and for each well the future behavior in three cases is taken into consideration. In the first case, no gel injection application is considered. In the second case, one or two additional gel injection treatments are conducted with taking gel properties the same as original gel properties. Finally, in the last case, one or two extra gel treatments are conducted when pre-gel treatment amount undergoes 50% increment and polymer gel (Xanthan) treatment amount decreases 50%. The production liquid rates for wells were assigned by STARS based on production history of each well. Accordingly, well 72 was set to produce at average liquid rate of 335 bbl/d; well 137 was assigned to produce at average liquid rate of 150 bbl/d; and wells 230 and 231 were fixed to produce at average liquid rates of 200 bbl/d. It should be noted that, these rates can subject to change during gel injection simulation. The gel injection treatments are taken to be at the same dates. The dates are chosen to be the July, 2013 and July, 2017. For well 231, since second treatment on the field was implemented in 2012 and modeled in previous section, in order to conform enough timespan one treatment on July, 2017 is conducted. The results for Well 72, is illustrated in Figure 3.

In 'case 1' for all wells, water-cut increases up to certain limit which is about 95%. This limit is not

proper for maintaining the economic life of the wells; therefore, periodic application of polymer gel injection must be considered. Our approach is application of gel injection in period of four years. At the end of each period the water-cut increases to above 90 % in almost all wells and application of gel injection decreases it in a certain level based on well number. For well 72, ‘case 2’ in the first period water-cut decreases much greater than ‘case 3’. However, in long term ‘case 3’ reveals better results, i.e. less water production. Therefore, changing properties of the gel may decrease the water-cut in produced liquid more significantly; consequently, more oil production is possible if case 3 is used. Similarly, application of ‘case 2’ for well 137 in the short-term for both periods show better results compared to ‘case 3’. However, ‘case 3’ in the long-term shows better results for the well 137. For well 230, both ‘case 2’ and ‘case 3’ shows approximately similar results in short- and long-term; therefore, interpreting the behavior of well after gel injection based on numerical modeling will not be precise. Well 231 in contrast to other wells shows reverse effect during gel injection, and while other wells produced lower water-cuts during gel injection application, water-cut production of this well increases substantially during gel injection. The main reason can be distribution of the fracture sets. Although, the well test calibration of flow through fracture sets for this well is acceptable, deterministic measurements of fracture parameters will be helpful to generate more precise fracture sets.

Water shut-off without seriously damaging hydrocarbon productive zones by maximizing permeability reduction in water-source pathways, while minimizing permeability reduction in hydrocarbon zones is the target for oil and gas operators. Although a variety of techniques and tools are available to appropriately analyze well bore and reservoir characteristics, diagnosing the problem so as to determine which treatment will provide the best overall technical and economical solution is usually ambiguous due to limited information regarding the fractures. The proposed modelling approach combines the strength of Discrete Fracture Network (DFN) modeling and polymer gel injection treatment for water shutoff process in a highly fractured carbonate reservoir for improved success. In this regard, the proposed diagnostic - predictive modelling approach is superior compared to conventional approaches where fracture simulations with average fracture properties are used.

References

Golder Associates Team, Fracman7 Manual. Golder Associates Inc., 2009.  
 L. Zhang Engineering Properties of Rocks, Fourth Press. Elsevier Inc., 2005, p. 208.  
 P. F. Wallis and M. S. King, “Discontinuity Spacings in a Crystalline Rock,” Int. J. Rock Mech. Min. Sci., vol. 17, no. 1, pp. 63–66, 1980.  
 E. Villaescusa and Y. Potvin, “Ground Support in Mining

and Underground Construction,” in Proceedings of the Fifth International Symposium on Ground Support 28-30 September 2004, Perth, Western Australia, 2004, vol. 23, p. 659.  
 J. Rutqvist, J. Noorishad, C.-F. Tsang, and O. Stephansson, “Determination of Fracture Storativity in Hard Rocks Using High-Pressure Injection Testing,” Am. Geophys. Union Journal, Pap. number 98WR01863, vol. 34, no. 10, pp. 2551–2560, 1998.  
 K. Kazemi, L. S. J. Merrill, K. P. Potterfield, and P. R. Zeman, “Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs,” SPE Journal, SPE-5719-PA, vol. 16, no. 6, pp. 317–326, 1976.  
 A. C. Hill and G. W. Thomas, “A New Approach for Simulating Complex Fractured Reservoirs,” in Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, 11-14 March, Bahrain, SPE-13537-MS, 1985, pp. 429–436.  
 M. Demir, N. N. Topgüder, M. Yılmaz, Y. Karakeçe, Y. Ince, and U. Karabakal, “Water Shutoff Gels Improved Oil Recovery in Naturally Fractured Raman Heavy Oilfield,” in SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 28-30 October 2008, SPE-116878, pp. 1–11.

Figure 1: DFN Model, Well 72 (Top left), Well 137 (Top Right), Well 230 (Bottom Left), Well 231 (Bottom Right)

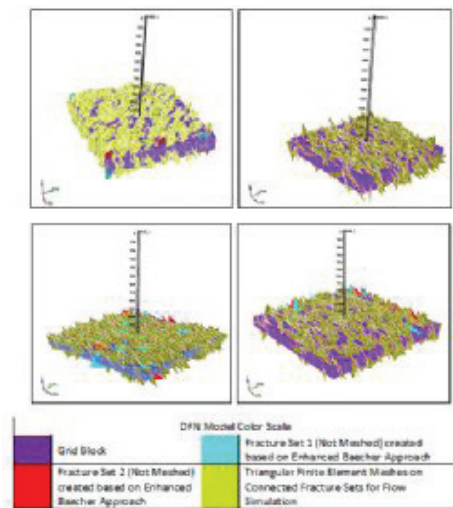


Figure 2: Well 72 - Water cut (above) and oil rate (below) history matching.

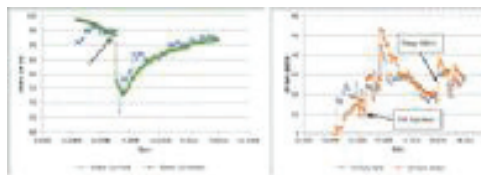
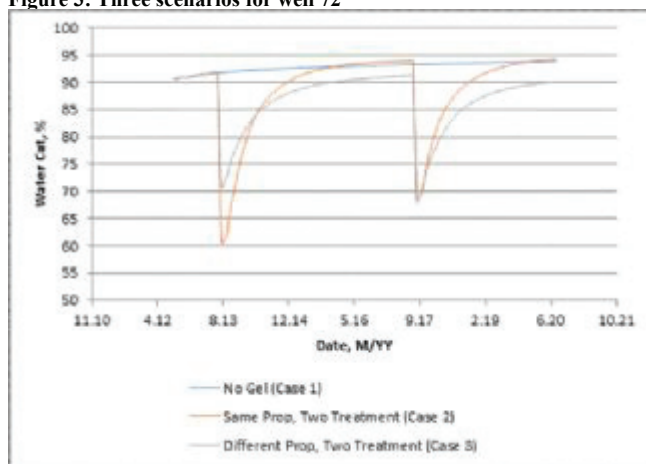


Figure 3: Three scenarios for well 72





## **İklim Değişikliği ve Petrol Endüstrisi**

### **Climate Change and Oil Industry**

---



# Petrol ve Doğalgaz Şirketlerinin Temiz Enerji Yatırımlarındaki Payı ve Sorumluluğunun Arttırılması



**Oğuzhan Akyener, Ali Arıkan**

Türkiye Enerji Stratejileri ve Politikaları Araştırma Merkezi

## ÖZ

Dünya enerji ihtiyacının %50'sinden fazlası petrol ve doğal gazdan sağlanmaktadır. Bunun bir sonucu olarak da uluslararası piyasalardaki en güçlü oyuncuların önemli bir kısmı petrol ve doğal gaz şirketlerinden oluşmaktadır. Fakat temiz enerji sınıfına girmeyen ve böylesi önemli oranda tüketilen petrol ve doğal gazı üreten bu büyük şirketlerin, üretimleri sonucunda elde ettikleri büyük karların yanı sıra, dolaylı olarak çevreye zararları da düşünüldüğünde, temiz enerjiye de katkı sağlamaları gereği ortaya çıkmaktadır. Teknoloji, piyasa payı, proje ekonomisi, kar marjları, destekler vb. hususlar dikkate alındığında, temiz enerji yatırım ve destekleri aslında petrol ve doğal gaz şirketleri için pek de cazip görülmemektedir. Bununla birlikte sosyal ve çevresel sorumluluk kapsamında bu tür projelerin de desteklenmesi önemlidir. Bu çalışmada öncelikle mevcut büyük petrol ve doğal gaz şirketlerinin temiz enerji alanında yatırım yapmalarının sosyal ve çevresel sorumluluk boyutu incelenecek, sonrasında mevcut bazı benzer yatırımlara örnekler verilecek, bu yatırımların geliştirilmesi, yaygınlaştırılması için ne gibi adımlar atılabileceğinden bahsedilerek, temiz enerji projelerinin ekonomik boyutuna da değinilecektir.

# Türkiye Elektrik Üretim Sektöründe Kullanılan Yakıtlara Özgü Emisyon Faktörlerinin Hesaplanması ve Hesaplama Seviyelerinin Yükseltilmesi



**Ergün Koç, Pelin Haberal**

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, Enerji ve Çevre Yönetimi Dairesi

## ÖZ

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 3154 sayılı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun ve Türkiye Resmi İstatistik Programı (RIP) kapsamında, yıllık olarak elektrik üretiminden kaynaklanan sera gazlarının hesaplanmasından ve Birleşmiş Milletler İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesi Sekretaryasına raporlanmasından sorumludur. Ülkemizde elektrik üretimi yapan kamu ve özel sektör termik santrallerinin, üretimde kullanmış olduğu yakıt türlerine göre önceki raporlama yıllarında Intergovernmental Panel of Climate Change (IPCC) rehber dokümanlarından seçilen emisyon faktörlerinin, 2013 yılı itibariyle katı, sıvı ve gaz yakıtlar için Ülkemiz özelinde hesaplanmış ve sera gazı hesaplamaları elde edilen rakamlar kullanılmıştır. Rehber dokümanlarda yer alan standart emisyon faktörleri ile kimyasal analiz sonuçları ile elde edilen Ülkemize özgü faktörler arasında ki farkların emisyon rakamlarına etkisi hesaplanmıştır. Bu sayede emisyon hesaplamalarında, anahtar sektör olarak kabul edilen elektrik üretim sektörü için daha 2. Seviye (Tier 2) den 3. Seviye (T3) hesaplama yöntemine geçiş sağlanmıştır. Elde edilen emisyon faktörleri hesaplara uygulanması sayesinde, Ülkemize özgü bir yakıt olan Linyit bazında yaklaşık 3,5 milyon ton CO2 fark olduğu ortaya konmuştur. Yapılacak sunumda analiz sonuçları, hesap aşamaları ve elde edilen faktörlerin uygulamaları ele alınacaktır



# An Approach to Assessing the CO<sub>2</sub> Emission Quotas for Countries



**Ender Okandan<sup>1</sup>, Sevtac Bulbul<sup>1</sup>, Ergun Koc<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Middle East Technical University Petroleum Research Center, Ankara

<sup>2</sup>Aksaray University, Environmental Engineering, Aksaray

## ABSTRACT

Over the last 25 years, public awareness of climate change has increased with the contributions from scientific research, published books, international reports and media. Greenhouse gases that include, methane, CFC's, NO<sub>x</sub> and CO<sub>2</sub> were under continuous survey since 1990s. Countries had issued country reports assessing their emissions. Increase in CO<sub>2</sub> is much more than the other greenhouse gases and its increase is primarily due to human activities. It is possible that it can be decreased with due precautions and rules and regulations that every country can follow. Unfortunately the observations since 1990 from the signing of Kyoto Protocol show that this was not possible. The new efforts after Kyoto Protocol brings some hope that countries will agree on a plan to enhance their efforts to control their CO<sub>2</sub> emissions.

This paper proposes a way to let all countries be a part of this effort. Emissions and population data from international data bases of IEA and World Bank were used to calculate CO<sub>2</sub> emission per person together with world averages from 1990 to 2010. A preset value of 2010 emission/person value was selected for each country to take as a target. Countries greater than this value will be responsible to decrease their emissions and those below this value will be encouraged to keep their emissions low by implementing renewable energy use or use clean development technologies for fossil fuels. The difference could also be utilized as an internationally tradable commodity, very similar to what is done in carbon markets in effect in several regions around the world. During the recent COP meeting in Lima a document was prepared that requires the countries to set their own criteria, plan and submit their contributions.

## ANALYSIS

Among greenhouse gases CO<sub>2</sub> is the one that shows higher concentration than the others which is due to increased human activity.

The relationship between the amount of CO<sub>2</sub> in the atmosphere and change in atmospheric temperature is the key issue addressed by experts. The change in these parameters has occurred in the past, it seems every 100,000 years there is a cycle of increasing and decreasing trend.

However the increase in CO<sub>2</sub> after the industrial revolution is much more than what was historically observed. During pre- industrial period CO<sub>2</sub> concentration in the atmosphere was 285 ppm<sup>1,2</sup>.

Fig. 1 shows the increase after 1850.

Figure 1. Change in CO<sub>2</sub> concentration in Atmosphere 1850-2013<sup>2,3</sup>

According to 2010 data, 91 % (33.4 billion tons) of emitted CO<sub>2</sub> is due to fossil fuel use and cement production and 9% (3.3 billion tons) is due to land use change.

The CO<sub>2</sub> uptake capacity of land is 9.5 billion tons (26%), oceans absorb 8.8 billion tons (24 %) and 18.4 billion tons (50%) is left in the atmosphere according to 2010 data<sup>4</sup>.

The goal is to decrease the CO<sub>2</sub> emitted by industrial activities to a level such that atmospheric temperature rise, with reference to Kyoto reference year of 1990, is limited to 2°C, which also indicates emissions per year to be 350 ppm. Fig. 1 indicates 350 pm level has been exceeded already. A new plan must be launched that will be accepted by countries and immediate increased activity on this front is crucial in order to decrease the anthropogenic CO<sub>2</sub>.

## Analysis of CO<sub>2</sub> emissions by country

The data from 1990 to 2010 available from International Energy Agency and World Bank are used for the following analysis. Data for 124 countries are used in this study. The data for some countries with high emissions from fossil fuel are plotted on Fig. 2. As expected, developed countries together with China and India show the highest emissions. In COP meetings this had caused a great debate between developing economies and developed countries. Developing countries felt an unfair situation was being presented in relation to their obligations.

Figure 2. CO<sub>2</sub> emissions from fossil fuel use for the selected countries from 1990 to 2010<sup>5</sup>

If the data are analyzed using CO<sub>2</sub> emissions/person data the evaluations change for some countries. The global CO<sub>2</sub> emissions per person per year starting from 1990 are given in Fig. 3. Dramatic increase after 2002 is apparent.

Figure 3. Global CO<sub>2</sub> emissions tCO<sub>2</sub>/person/year<sup>5,6</sup>

Emissions for the selected countries in terms of tons

CO<sub>2</sub> /person/year for 5 year intervals are tabulated in Table 1. Interestingly Qatar has the highest value and USA is one of the highest emitters per person during this period but there is a decrease during the last 3 years. European Union shows a steady increase until 2006.

Table 1. CO<sub>2</sub> emissions/person for selected countries (tons CO<sub>2</sub>/person/ year)

Selected countries which are above the world average values for 1990 and 2010 are given on Fig. 4 and those below in Fig. 5.

Figure 4. CO<sub>2</sub> emissions for selected countries whose emissions are higher than world averages for 1990 and 2010

The data presented in Fig. 5 shows some countries emissions that are below World Averages. Emission/person for China increased above the world averages after 2006. The other selected countries exhibit an increasing trend but are still below World Averages for 1990 and 2010.

Figure 5. CO<sub>2</sub> emissions for selected countries whose emissions are lower than world averages for 1990 and 2010

**CONCLUSIONS**

The anthropogenic CO<sub>2</sub> in the atmosphere started to increase after 1850 which is accepted as the start of industrial revolution.

2010 global emissions reached 30 billion tons of CO<sub>2</sub>. The emissions from USA, India, China, Russia, Japan, Germany, Korea, Canada, Iran and England total to 20 billion tons. Half of the world population is responsible for the 65% of global CO<sub>2</sub> emissions.

Measures to be taken to decrease anthropogenic CO<sub>2</sub> in the atmosphere is the responsibility of all countries around the world. To come up with an acceptable solution all nations must accept that each person on this world has the right to emit the same amount of CO<sub>2</sub>. This is also a human rights issue. To meet this obligation the analysis in this paper is based on CO<sub>2</sub> emission/person data.

This paper proposes a two-step effort to decrease the emissions. Getting back to the average level of CO<sub>2</sub> emitted / person during 2010 must be the first goal which will be less challenging than the 1990 world average. When this goal is met, more aggressive 1990 average value must be targeted. A time frame for these steps will need to be proposed that will be accepted by all countries.

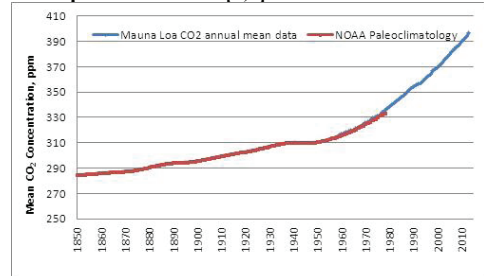
In any case countries above these base scenarios must try harder to decrease their emissions until they meet the target. Until that point is reached they should be responsible to contribute funds to an internationally accepted funding mechanism. Countries below the base case will then have access to these funds to develop renewable energy options or select clean development technologies for fossil fuel use. It will be necessary to decide on additional rules for countries below the base target such that if there is no activity towards meeting the goals, they may not have access to the funds.

During the recent UNDP/COP Meeting in Lima a final paper was prepared which in principal allows each country to decide how they will contribute to the reduction in their CO<sub>2</sub> emissions and report the basis for their methodology.

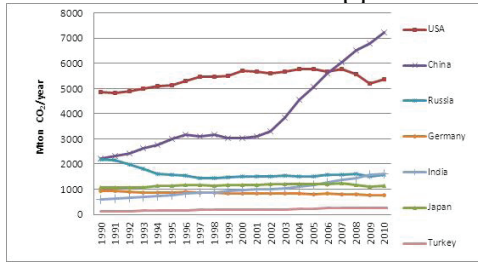
**REFERENCES**

1. Global Warming: A Chilling Perspective, Comparison of Atmospheric Temperature with CO<sub>2</sub> Over The Last 400,000 Years, [http://www.geocraft.com/WVFossils/last\\_400k\\_yrs.html](http://www.geocraft.com/WVFossils/last_400k_yrs.html) (2014)
2. NOAA Paleoclimatology, A Paleo Perspective on Global Warming, Temperature Change and Carbon Dioxide Change, <http://www.ncdc.noaa.gov/paleo/globalwarming/temperature-change.html> (2014)
3. NOAA Earth System Research Laboratory Global Monitoring Division, Trends in Atmospheric Carbon Dioxide, Atmospheric CO<sub>2</sub>, Annual Mean Concentrations at the Mauna Loa Observatory, <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/> (2014)
4. CDIAC, Friedlingstein et al. 2014, Global Carbon Project 2014
5. CO<sub>2</sub> Emissions From Fuel Combustion Highlights 2013, EIA Report <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/> (2013)
6. World DataBank, Health Nutrition and Population Statistics: Population estimates and projections, <http://databank.worldbank.org/data/home.aspx> (2014)

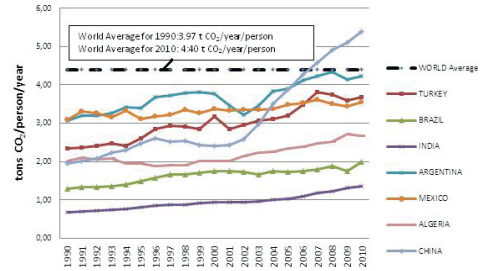
**Figure 1. Change in CO<sub>2</sub> concentration in Atmosphere 1850-2013 [2,3]**



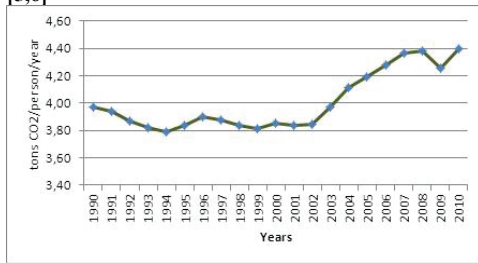
**Figure 2. CO2 emissions from fossil fuel use for the selected countries from 1990 to 2010 [5]**



**Figure 5. CO2 emissions for selected countries whose emissions are lower than world averages for 1990 and 2010**



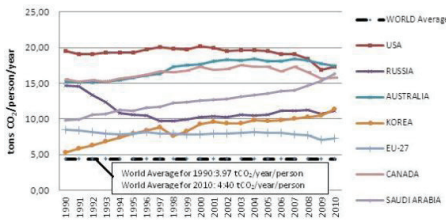
**Figure 3. Global CO2 emissions tCO2/person/year [5,6]**



**Table 1. CO2 emissions/person for selected countries (tons CO2/person/ year)**

	tons CO <sub>2</sub> /person/year														
	WORLD	EU-27	USA	JAPAN	CHINA	RUSSIA	GERMANY	UKRAINE	INDIA	UK	TURKEY	CANADA	SAUDI ARABIA	QATAR	AUSTRALIA
1990	3.97	8.48	19.50	8.62	1.95	14.69	11.96	13.26	0.67	9.59	2.35	15.58	9.82	29.51	15.24
1995	3.83	7.94	19.30	9.15	2.48	10.63	7.62	0.81	8.90	2.61	15.87	11.19	37.23	15.79	
2000	3.85	7.85	20.19	9.33	2.41	10.27	10.04	5.94	0.93	8.90	3.17	17.35	12.55	39.97	17.69
2005	4.19	8.01	19.53	9.55	3.88	10.50	9.81	6.49	1.03	8.82	3.19	17.31	13.52	45.73	18.10
2010	4.40	7.25	17.36	8.97	5.40	11.11	9.31	5.81	1.35	7.70	3.49	15.78	16.36	37.10	17.41

**Figure 4. CO2 emissions for selected countries whose emissions are higher than world averages for 1990 and 2010**



# Estimation of Carbon Footprint: A Case Study For Metu



**Ayşe Merve Turanlı, Ender Okandan**

Petroleum and Natural Gas Department, Middle East Technical University, Ankara, Türkiye

## ABSTRACT

As the amount of the greenhouse gas emission increases, its effect on climate change becomes increasingly important. This fact is proved by the measurements conducted by NASA in terms of mole fraction of CO<sub>2</sub>. After 1950's due to rapid rise in industrial revolution, CO<sub>2</sub> amount in the air increased constantly. In year 2014, the CO<sub>2</sub> emission value is reached 398.55 ppm. This increase led the investigators to estimate the carbon footprint of daily activities as well as industrial activities. There are many initiatives which are dealing with the estimation of the carbon footprint due to its critical role in the sustainability which is a way of finding optimal solution for living by considering all economic, social, and environmental aspects of life. Measurement and analysis of carbon footprint is not a new topic however, the methodology and systematic approach is necessary.

The aim of this paper is to estimate total carbon footprint of the Middle East Technical University. Several carbon emitting activities such as transportation, use of electricity, use of natural gas, food consumption are investigated for the available 3 years data (2011-2013) while effect of tree population and the Lake Eymir are treated as the sink for CO<sub>2</sub>. In year 2013, 4135 kg CO<sub>2</sub>/person is measured at METU Campus by utilizing the listed factors above.

At the end of thesis, a carbon footprint calculator is created for Middle East Technical University. This house-made calculator is first step for systematic carbon footprint estimation and point to major sources of CO<sub>2</sub> emissions.

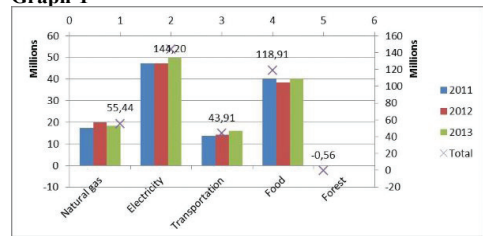
At calculation steps, for all listed topics several assumptions are considered. The distribution of emission amounts in terms of natural gas, electricity, transportation, and food is analyzed and Graph- 1 is obtained. The symbol "x" represents total carbon dioxide amount for each category. As it can be seen in graph, electricity has the biggest share in terms of carbon dioxide emission amount. It is followed by food, natural gas and transportation. The Graph- 2 shows the year distribution of the net emissions by years. It is seen there is a sharp increase in 2012 to 2013.

It is tried to create a regression analysis with years versus net emission amounts. As the available data is limited to 3 points, p value is sensitive to non-normal residual errors. The fitted equation for the linear model that describes the relationship between Y and X is:  
$$Y = - 5,73E+09 + 2909112 X \quad (1)$$
  
If the model fits the data well, this equation can be used

to predict carbon dioxide emission (kg) for a value of year. A statistically significant relationship does not imply that X causes Y.

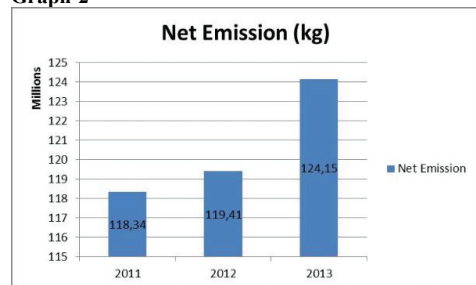
After that analysis, the relationship between population and carbon dioxide emission amount is quantified. After analysis, no significant relationship between population and emission factor is detected. Another parameter, budget of university is examined. Again, a significant relationship could not be observed. After all calculations are examined, the key parameter of reducing CO<sub>2</sub> emission is found as electricity. This means the focus of METU should be the electricity. Furthermore, other precautions are recommended to reduce carbon foot print of METU.

**Graph-1**



**Total Carbondioxide Amount for catagories in 3 year time**

**Graph-2**



**Net Emissions in years 2011, 2012 and 2013**



**Petrol Endüstrisinde Yeni Yönelimler ve Uygulamaları,  
Örnek Olay İncelemeleri**

**New Trends and Applications in Petroleum Industry,  
Case Studies**

---



# Beam Pump Electrical Savings and Reduced Harmonics

**Nael Sadek, Jeffery Lovelace, Christopher Norris, Emil Saracutu**

GE Oil & Gas



## ABSTRACT

Oil companies might have different views of the meaning of “automation”. However it all comes down to operational results leading to higher production and well optimization through fewer failures, lower operation costs and less downtime. With the growing population of beam pumped wells, an efficient smart automation solution is inevitable for such artificial lift method. Smart beam pump optimization could be achieved by automatically varying the pumping speed based on the downhole pump condition and polished rod loads. To achieve this, the application of variable speed drive is a must. The use of drives is not new for the oilfield or beam pumps but there is a dramatic evolution in drive types. This paper will discuss the latest technologies in beam pump optimization, a new breed of variable speed drives referred in the industry as Active Front End integrated with a smart rod pump controller.

The primary purpose of this effort is to quantify “cost of ownership” benefits of an integrated Active Front End drive with Rod Pump controller versus a standard 6-pulse variable speed drive integrated with Rod Pump Controller. A secondary purpose is to compare the harmonic distortion characteristics of the two equipment types in dynamic loading applications such as reciprocating rod pumping. The paper will show actual results for electrical savings and reduced harmonics distortion in comparison with standard drives. Examples will be also shown where fluid production has significantly increased for VSD application.

## INTRODUCTION

A Rod Pump Controller (RPC) can control a beam pumping well based on downhole condition using two surface measurements, which are Polished Rod Load and Position. The combination of the Polished Rod Load Cell (PRLC) and Hall Effect transducers, is preferred for downhole percent fillage control and in-depth analysis of the pump cards when accurate surface dynagraph data needs to be obtained. The RPC displays a real-time dynagraph trace for on-location analysis of present pumping conditions.

This technology leads to the optimization of beam pumping wells via start/stop control. Some of the RPC’s basic purposes are to control the well to save wear and tear on the equipment, to save power and to identify problems in the lift equipment and well that prevent efficient operation.

Using a VSD, Variable Speed Drive, with built-in RPC is a four-in-one solution as it replaces the electrical

panel, provides soft start to the beam pump system, performs RPC monitoring and provides advanced variable speed control. All the mentioned features come in one piece of equipment, the RPC-VSD. Its control method is very similar to the RPC where it is based on the fillage of the downhole pump. However, instead of shutting down the unit for programmed downtime in case of low pump fillage, the VSD automatically changes the speed of the pumping unit to a higher or lower speed. In the example shown, the fillage set point is 90% of the downhole pump with a dead band of 5%. This means that anywhere between ~ 85-95%, the VSD will maintain the speed of the Beam Pumping unit. If the fillage goes below the dead band then the RPC sends a command to the VSD to reduce the speed of the Beam Pumping unit whereas if the fillage is above the dead band then the RPC sends a command to the VSD to speed up the Beam Pumping unit. This leads to maintaining the fillage of the downhole pump within the dead band by changing the speed of the pumping unit all day long, which could be every stroke, if needed. This also leads to lowering the operating fluid level to the pump to maximize production by lifting all the available oil in the wellbore.

Typically, every variable speed drive has a rectifier and an inverter. The rectifier converts the AC (Alternating Current) from the power network to DC (Direct Current), which the inverter then converts to AC of the required frequency and voltage. Installation of Variable-speed drives (VSD), require a comprehensive study of the network in order to avoid undesired effects due to resonance with the harmonics generated by the frequency converters of the VSDs on the network side. Harmonics created in the power network by the VSD might require passive or active filters. The six-pulse operation results in a rather distorted current.

In order to satisfy the increasing market demand for better network quality there has been tremendous development in the field of electrical variable speed drives, including optimization of the supply section. A technically attractive alternative would be to replace the diode rectifier with an IGBT rectifier. This solution permits the mechanical energy of the load to be fed back into the supply network during braking operations which means making it available to other beam pumped wells on the network. This new supply technology is referred to as Active Front End (AFE), and consists of an intelligent IGBT modulation and LCL filter technology for generating an almost pure sinusoidal current waveform. Using an IGBT rectifier, a significantly better approximation of the network current to an ideal sine can be achieved.

There are two types of harmonics to be concerned with, Voltage Harmonics and Current Harmonics. The IEEE519 specification deals with both. The source impedance (transformer from the utility or generator) will dictate most of voltage harmonics that result from the current harmonics. The lower the source impedance, the lower the voltage harmonics are. It is very hard to distort the voltage waveform so most utilities just go with 5% distortion on the voltage. If the input impedance is reasonably low, then voltage won't be affected. This is usually referred to as THDv.

The type of load will determine the current harmonics, current harmonics will cause voltage harmonics. A VSD can be well above 50% harmonics and filters can reduce this value below 10% without excessive costs. To get down below 5% the cost starts increasing considerably. Current harmonics are described in THDi, but in reality, IEEE519 considers TDD (Total Demand Distortion) and never talks about THD for current. The difference is: THD is at any given time and TDD is at maximum load.

## MATERIAL AND METHODS

Field testing and measurement exercises carefully took place to collect precise data about useful work performed by the pumping unit versus power consumption of two products; 6-pulse drive with rod pump controller (SPD-RPC) and AFE drive with rod pump controller (AFE-RPC). On the other hand, a very detailed analysis of the harmonic distortion caused by the two products is also performed. The result of these efforts will be objective measures of:

- Net "efficiency" of the two products (in-lb of polished rod work per net KWH)
- Mean (average) Total Demand Distortion (TDD) for a typical stroke of the pumping unit for each of the products.

Well A was chosen for the initial testing, it has been running for several years with a SPD-RPC. The testing was first commenced on the in-place VSD. Well A was connected to a 300kVA transformer along with other shared loads. The motor used on this was a NEMA D motor.

A Power Quality meter was connected on the 75HP 6-pulse VSD. It was setup to record Volts, Amps, and Watts. Downtime on the well was about 6 hours while electrician contractor connected similar metering to the system. The meter was allowed to run for approximately 24 hours. Simultaneously two other programs were running via laptop collecting surface and downhole dynamometer cards.

The Power Quality meter is an 8 channel, (4 voltage, 4 current) power monitoring logger that is capable of measuring 256 samples in one electrical cycle. In the case of this test, it was gathering 1 second kw readings for the Power measurements. For Harmonic

measurement, more data is needed, thus it was set to capture current waveforms when the meter saw more than 80A on the line current with 30 cycles before and after this reading for a total of 60 electrical cycles. The data was then downloaded into a software tool to do analysis. Note that all connections are polarity sensitive to monitor phase angle and thus +/- kw usage.

After a little over 24 hours, the meters were stopped and for about 15 minutes, the Power Quality meter was set up to capture harmonic voltages and currents.

The AFE-RPC was installed in place of the SPD-RPC and then all tests were configured in exactly the same manner. One key difference in the AFE-RPC is that it returns regenerated power back to the power line, instead of burning it off as heat to the dynamic braking resistors (DBR). An additional side benefit is that it will also keep the harmonic content below 5% TDD when running at full load.

After 24 hours of operation, the metering equipment was stopped and for an additional 15 minutes, harmonic data was collected. The AFE-RPC was left in place for the endurance phase for up to 6 months to be monitored for performance, ease of use and withstanding of any power interruptions or surges.

Two key pieces of data were collected in multiple ways to double check the work:

1. Volts, Amps, kW
  - a. By Power Quality meter, 1 sample per second. (VSD Vendor)
  - b. By Power Analyzer (Well Operator)
2. Dynamometer cards: downhole & surface
  - a. One sample per minute, roughly every 9th card, stored in the Rod Pump Controller.
  - b. Every card (about 8.8 per minute), stored via laptop.

It was noted that after having two lengthy downtimes, there were a few hours of heavy work being done by the pump. It was decided that it would be best to remove these heavier pumping loads from the analysis and only look at the steady state conditions (about 17 hours of the 24 hours of work).

## RESULTS AND DISCUSSION

The X axis of a standard surface dynamometer card is Polished Rod Position in inches, and the Y axis is Polished Rod Load in pounds. Integrating the enclosed area yields inch-pounds of work for that stroke. The exact stroke period to the hundredth of a second is known, so the instantaneous horsepower for each card can be calculated (550 ft-lb per sec = 1 hp). This is the number stored and downloaded from the relevant Register inside the Rod Pump controller.



It is assumed that the belt friction, gearbox losses, and motor efficiency stayed the same between tests. The only difference should have been between the regenerated power that was dumped to the Dynamic Braking Resistor on the SPD-RPC, or sent back to the power grid on the AFE-RPC.

The average PRHP for the stable periods of the SPD-RPC and AFE-RPC, respectively, were 12.07 hp and 12.75 hp. This illustrates how easily slight changes in well conditions can affect electrical measurements that are only looking for a few percentage points of difference. Same well, only two days apart, and almost 1 HP difference out of 12.

Without knowing how the polished rod power varied with time, we could easily have looked at the KW input to the motor and concluded that they were about the same. After all, the AFE-RPC was delivering about 5% more power to the rod string than the SPD-RPC. Even without factoring in the different polished rod horsepowers, though, the AFE-RPC required 7% less input electrical power (13.26/14.25) to drive a bigger load. But factoring in the increased polished rod horsepower required of the AFE-RPC, the bottom line efficiencies from Power Pole to Polished Rod were:

- SPD-RPC – 63.2%
- AFE-RPC – 71.7%

Assuming the well runs 24/7, and basing it off the polished rod loading of 12.07HP.

SPD-RPC power=14.25kW\*8760 hours= 124,830kWh  
 AFE-RPC power=13.04kW\*8760 hours= 114,230kWh  
 A savings of 10,600kWh/year.

Conclusions show that Well A was consuming on average 14.25kW of input power to operate the SPD-RPC and 13.26kw of input power to operate the AFE-RPC. However, since the AFE-RPC was moving more fluid, this differential is actually greater than noted above. The SPD-RPC was moving a 12.07HP load, while the AFE-RPC was moving a 12.75HP load.

Factoring in the higher load, yet lower overall kW needed with the AFE-RPC, the following efficiencies can be concluded.

$$\text{Efficiency} = (\text{Output Power}) / (\text{Input Power})$$

$$\text{SPD-RPC} = 12.07 \text{HP} / (14.25 \text{kw} / .746) = 63.2\%$$

$$\text{AFE-RPC} = 12.75 \text{HP} / (13.26 \text{kw} / .746) = 71.7\%$$

Since Harmonic data was also of concern, it was measured as well. Current Harmonics, when operated at or near full load, are expected to be in the 60-70% range on 6-pulse drives without filtering or line reactors and less than 5% on AFE drives. However, in neither case was the loading at 100% full load. Actual peak loads

were approximately 85A on 96A rated motor and this is where the most loading occurs on the power grid but where the least harmonics would be expected.

SPD-RPC	≈	67%	ITDD
AFE-RPC	≈	11%	ITDD

Results following energy metering performed on a number of another 7 wells are shown in the table. The torque was monitored in real time for one full stroke, to see the impact of beam pump's balance on the amount of regenerated energy.

### CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

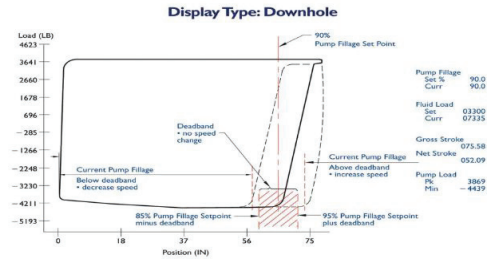
Installation of the AFE-RPC was very simple and required no additional programming knowledge for the user HMI. Since the Dynamic braking resistor (DBR) was not required, it was only matter of connecting 3-phase power, 3-phase motor and the end devices. As predicted early on, the AFE-RPC was able to re-capture energy lost through the DBR, which in this case was an 8.5% overall gain in efficiency. Depending on the well conditions, gain would be higher. Highest gain is typically seen in unbalanced beam pumped well, however, this triggers another type of optimization in order to balance the weights and reduce loading on the walking beam and gearbox.

Additionally, the AFE-RPC reduced harmonic distortion on the line from 67% to 11%. If the pump was loaded further, this reduction should be more along the lines of 5%.

By installing a bi-directional energy meter, it was able to catch and store the energy consumed as well as energy regenerated using the variable speed drive. Such a device can be connected to the RPC via Modbus which is in turn connected to the SCADA software of the well operator for 24/7 monitoring. This way, we had a better trending for the energy consumed and regenerated. Ideally leaving the AFE-RPC on site for 6 months or so, should show its ability to perform and endure the treatment seen in the oilfield. Results over period of 19 days for 7 wells showed energy savings up to 18%.

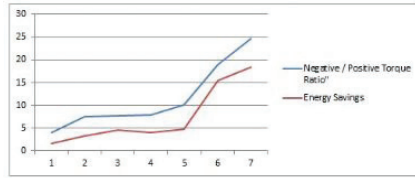
The application of the smart optimization using either an SPD-RPC or AFE-RPC results in production gain as shown in the example well IX. It is recommended that all beam pump wells get automated with either types of drives where if harmonics is a concern and power regeneration is required then the AFE-RPC would be the preferred choice.

**Downhole Control**

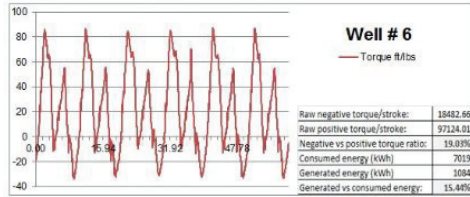


This figure shows an example of pump fillage setting based on downhole card. The VSD slows down the speed when fillage is lower than set band and increases the speed when fillage is higher than set band.

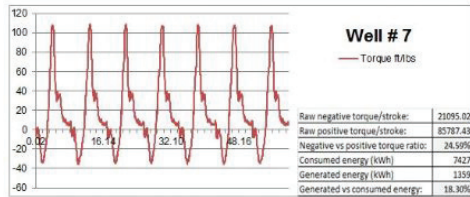
**Energy Regenerated at Other Wells**



AFE-RPC Torque vs. Energy Savings

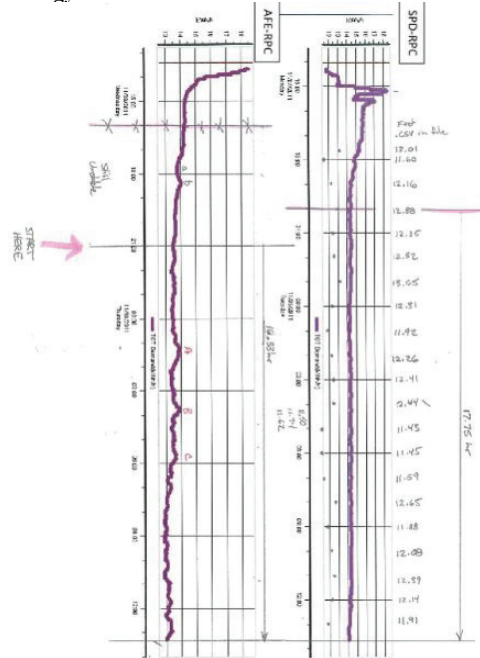


AFE-RPC Torque with Energy Savings for wells 6 and 7



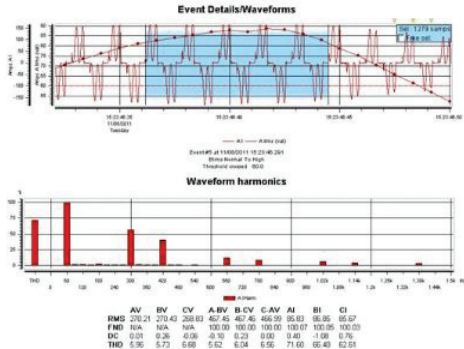
This figure shows the energy regenerated at a number of wells using the Active Front End drive after installing the bidirectional energy meter.

**Energy Consumed at Test Well**

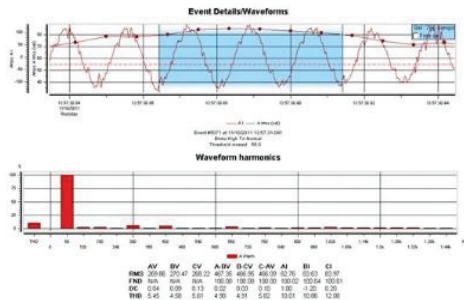


This figure shows a comparison of the energy consumed at the test well in both cases; six pulse drive and Active Front End drive

Harmonics at Test Well



THD in this case is approx. 67% at the 87A. Note that the actual full load amps are 96A.



THD in this case is approx. 11% at the 85A. Note that the actual full load amps are 96A.

This figure shows the harmonics at the line side of the test well in both cases; Six pulse drive (without harmonic filters) and Active Front End drive.

Line Side AC waveform

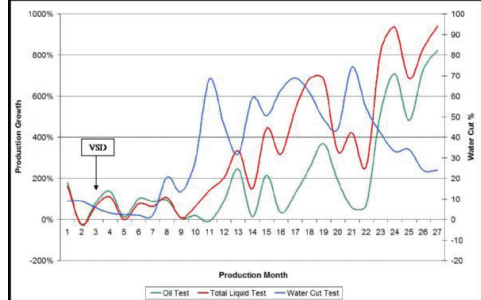


Line Side of SPD-RPC

Line Side of AFE-RPC

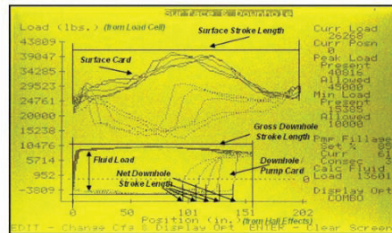
The figures shows the difference in AC waveform at the line side of a six pulse drive (without harmonic filters) compared to Active Front End drive.

Production Optimization

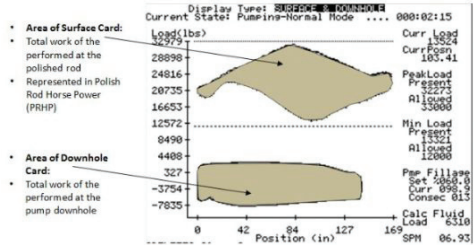


This figure shows the production optimization benefit when installing variable speed drive for a beam pumping system. It shows production increase due to speed optimization.

Realtime Dynamometer

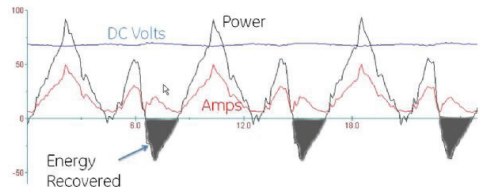


Real-time Dynamograph Screen showing Surface & Downhole cards



This figure shows the realtime Surface and Downhole Cards with important interpretation data such as work done at the polished rod and downhole card represented in area under the curve

Regenerated Energy



This figure shows the regenerated energy as a result of negative torque in a beam pumping system.

**Energy Savings on Multiple Wells**

Well #	VSD Rating	Nema D Motor (HP)	Negative/Positive Torque Ratio (%)	Consumed Energy (kWh)	Generated Energy (kWh)	Saving (%)
1	AFE-RPC 75HP	75	4	6520	102	1.56
2	AFE-RPC 75HP	48	7.35	6399	202	3.16
3	AFE-RPC 75HP	60	7.73	4348	198	4.55
4	AFE-RPC 100HP	73	7.78	2657	103	3.88
5	AFE-RPC 75HP	73	10.1	9690	458	4.73
6	AFE-RPC 100HP	73	19	7019	1084	15.44
7	AFE-RPC 125HP	73	24.6	7427	1359	18.3

*This table shows the energy savings on a number of beam pumped wells using Active Front End Drives in different beam balance conditions over a monitoring period of 19 days.*

# Increasing well production, reducing electrical costs, improving uptime, and cutting maintenance costs through technology and services



**Wessam Nassar**

GE Oil & Gas

---

## **ABSTRACT**

An area of increased focus and continued debate for oilfield operators is how to lower their lifting costs whilst increasing production. This paper focuses on a bespoke solution which leverages the power of the industrial internet to assist operators in these very areas.

The Field Vantage™ solution from GE Oil & Gas provides a solution not only for electrical submersible pumps but also for other artificial lift methods (SRP, PCP, GL, etc.). The target is to lower lifting costs and increase production utilizing the industrial internet concept and driving towards the digital field. The overall objective is to assist operators visualize their operations, predict artificial lift problems, reduce downtime, deploy crews and rigs more efficiently, and optimize well flow rate.

The paper will highlight the three key phases of the service:

- Minimizing lost production by prioritization of high performing wells and checking system health
- Extending ESP (electric submersible pump) run-life using advanced communication and well management tools
- Prognostic field optimization

In addition, case studies which demonstrate Field Vantage™ in service will also be covered, highlighting details of the operational benefits and savings gained in field.

# Variable Frequency Generator as the Power Supply for an Electric Submersible Pumping Systems



Wojciech Andy Limanowka<sup>1</sup>, Dana Pettigrev<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Canadian Advanced ESP Inc.

<sup>2</sup>Foundation Enterprises Ltd.

## ABSTRACT

Where is the nearest power grid to supply high-voltage power for artificial lift in the oilfield? On many occasions, the grid infrastructure is either not available or requires a major capital expenditure to extend it to the remote location. The most common alternative is to use a portable generator (Gen-Set) in combination with either a Variable-Speed Drive (VSD) or a Fixed-Speed Drive (FSD). However, both of these configurations have limitations. For example, a Gen-Set/FSD system consisting of an 855[HP] diesel engine and a 660[kW] generator can barely start the motor of a 400[HP] Electrical Submersible Pump (ESP). While larger motors can be operated using this system, getting them started is difficult due to a high inrush current. An equivalent Gen-Set/VSD system can start and run a 760[HP] ESP, but it produces 'dirty' power that is harmful to the ESP.

To overcome the above limitations, Canadian Advanced Inc. (CAI) built a custom-designed Gen-Set, called a VFG, which is capable of starting large motors and of operating them at a variable speed. The VFG is an engine-driven medium-voltage generator that provides electrical power at a variable frequency and voltage with a perfect sine wave and no harmonic distortions. The benefits of a VFG system, as compared to those of a typical Gen-Set/VSD system, include:

- Lack of harmonics and voltage spikes. This results in less electrical and mechanical stress on the motor, the motor lead extension, the main cable and the wellhead penetrator, all of which helps to extend the ESP's run life.
- Increases oil production by more than 3%.
- Reduces the motor amperage by more than 4% due to the perfect sine wave.
- Increases the surface electronics' run life, even in hot desert environments.
- Lowers the operating costs on fuel consumption.
- Eliminates the need for an ESP-rated transformer.

This technical paper reviews the field-test data of a 660[kW] VFG system powering a 760[HP] ESP. It will also describe in greater detail the benefits of a VFG system as compared to a Gen-Set/VSD system. Field results for the operation and maintenance of this VFG system will be reviewed.

## Variable Frequency Generator (VFG)

The VFG unit consisted of the following major components:

1. Diesel engine rated for 855[HP] at 1800[rpm]. The engine is capable of operating at any speed from 900[rpm] to 1950[rpm] (30[Hz] – 65[Hz]).
2. Synchronous generator rated for 660[kW] and 131[A], which produces a voltage in the range of 1.2[kV] to 4.0[kV] and starts a large motor at 30[Hz] and operates at any frequency from 30[Hz] to 65[Hz].
3. Specialized electronic motor controller.
4. Soft-Start capability that uses a reduced voltage for all of the start-up modes.

## Shop Testing

Prior to installing the VFG in the field, a shop test was conducted to evaluate both the different motor-starting methods and the VFG's generator-to-motor loading characteristics. A 644[HP] ESP motor coupled to a 12,000[bpd] centrifugal pump was selected for this test. For connecting the generator to the motor, a length of 6,500[ft] of #1AWG round main cable was used to simulate the field condition of the distance between the ESP motor and the surface drive equipment. A 50[Hz] start at a 77% Soft-Start voltage resulted in the engine picking up the motor load and stabilizing in three seconds. The inrush current during the motor start-up was measured at 2.8 times the nameplate amps. A ramp-up start initiated at 40[Hz] at an 88% Soft-Start voltage while the engine was accelerating the generator from 30[Hz] to 50[Hz] resulted in a stabilization time of only two seconds and an inrush current of 2.4 times the nameplate amps. Once the ESP motor was started, the motor speed was varied from 30[Hz] to 65[Hz] by adjusting the speed of the diesel engine. Upon the completion of the ESP motor's starting and running evaluations using the VFG unit, it was sent to the field for an oil well installation.

Field Production Well Installation  
Equipment at Well Site #1 consisted of the following:

- ESP motor, 760[HP], 3760[V], 123[A]
- 16,000[bpd] centrifugal pump
- 850[kVA] Gen-Set/VSD system

Measurements at Well Site #1 while connected to the Gen-Set/VSD were:

- Maximum achieved operating speed of 57[Hz]
  - 18,250[bpd] of pump fluid at 57[Hz]
  - ESP motor pulled 114[A] at the above conditions
- The ESP at Well Site #1 is then disconnected from the Gen-Set/VSD and connected to the VFG. It is important to note that there are no changes made below the wellhead, only

the surface drive equipment to the ESP is changed out. Measurements at Well Site #1, while connected to the VFG, are taken for two reference points:

1) With VFG operating at 57[Hz]:

- 18,250[bpd] of pumped fluid
- ESP motor pulled only 109[A]

2) With VFG operating at a 114[A] load from ESP motor:

- 19,550[bpd] of pumped fluid
  - Maximum achieved operating speed of 59[Hz]
- Reference Point #1 is for a constant-speed comparison between the Gen-Set/VSD and the VFG using the same downhole ESP. When the ESP motor is driven by the Gen-Set/VSD, it uses more power than the same ESP motor driven by the VFG. The test verifies this by using a constant speed of 57[Hz] for both systems. The measured amperage is at 114[A] for the Gen-Set/VSD and 109[A] for the VFG, resulting in a 4.5% reduction of the amperage load. Reference Point #2 is for a constant-amperage comparison between the Gen-Set/VSD and the VFG. The VFG needs to be sped up to 59[Hz] in order to draw the same constant amperage as the motor used at 57[Hz] on the VSD. Using the data from the Field Production Report, this increase in speed is directly related to an increase in production from 18,250[bpd] to 19,550[bpd], which is an incremental increase of 1,250[bpd] or of 7.1%.

### Summary

The VFG unit is capable of starting and running a large ESP motor with the same capability as the Gen-Set/VSDs. When comparing the VFG to the type of Gen-Set/VSD used for the test, the clean sine-wave power being supplied by the VFG results in a reduction of the ESP motor's current for a given operating speed. Conversely, if the well has excess deliverability for a given current limit, then the motor speed can be increased, resulting in additional fluid production. The clean sine wave provided by the generator produces no harmonics or voltage spikes. It is anticipated that this 'clean' power will help to contribute to longer ESP run lives due to reduced electrical stress on the motor, the motor lead extension, the main cable and the wellhead penetrator.

## A new solution to mitigate ground fault issues in downhole monitoring



**Wessam Nassar**

GE Oil & Gas

---

### **ABSTRACT**

Since downhole gauges were introduced in the early 1970s, issues with ground faults have been a significant factor in their failure to transmit data. Around 15% of downhole monitoring systems fail due to ground fault on the ESP cable, cutting off all data transmitted to surface. Loss of data due to ground faults can result in up to a 25% reduction in fluid output compared to a pump optimized with a live downhole gauge, resulting in a significant loss of production for the operator.

This paper will focus on a robust monitoring solution (the GFI gauge) which is immune to disturbance by cable ground faults. This system runs a unique power and communication system so that the insulation breakdown caused by ground faults will not short the system. This gives operators the ability to maintain continuous well surveillance, essential for production optimization and pump protection.

The presentation will highlight extensive testing results conducted in the UK and in-field experiences in 8 countries, including the Middle East region to demonstrate the reliability of the system.



# High Pressure Horizontal Pumping Systems for Shale-Gas Fracturing Operations



Wojciech Andy Limanowka<sup>1</sup>, Dana Pettigrev<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Canadian Advanced ESP Inc.

<sup>2</sup>Foundation Enterprises Ltd.

## ABSTRACT

A newly developed High-Pressure Horizontal-Pumping System (HPHPS) was field-tested for the past three years in order to support the Dilly Creek shale-gas fracturing operations in the Horn River Basin of north-eastern British Columbia, Canada. This involved expanding the HPS pump discharge pressure rating from the previous limit of 5000[psi] to 10,000[psi]. The HPHPS pump was mounted on a trailer in order to ensure easy portability between sites. A trailer-mounted 2[MW] Variable Frequency Generator, powered by a 2500[HP] engine, was used to drive two of the 1100[HP] HPHPS units.

This paper reviews the performance of the HPHPS units during the 200+ fracs that were conducted simultaneously at a specific pad in the Dilly Creek field during the 2012 frac-campaign. The use of the HPHPS frac pumps successfully demonstrated the reduced maintenance requirements of centrifugal pumps as compared to positive-displacement (PD) frac pumps. The HPHPS units were also used to pump untreated subsurface, sour and saline water to support frac operations without the need of a water treatment plant, something that cannot be done with current PD pump designs. The continued use of high volumes of water, as required by traditional shale frac operations, makes it imperative that alternate sources of water be explored in anticipation of future restrictions on the use of fresh water.

When our customer considered options for a backup water supply for its Horn River fracking operations, it faced a choice between the tried-and-true and the research-and-development routes.

The amount of water used in large-scale fracturing operations is substantial. For example, at the Horn River Basin's Dilly Creek shale-play in north-eastern British Columbia, operators have been using long-reach horizontal drilling to enable well completions to be expanded to 15–25 fracs within one wellbore. The average frac volume is about 200 tons of sand, and 3,000[m<sup>3</sup>] of water is used to displace that sand into the created fractures. For a single 18-well pad, the total amount of required water can reach 800,000[m<sup>3</sup>] to 1,350,000[m<sup>3</sup>]. It is important to note that the industry is still experimenting to determine what volume of water is the right amount for each frac. Some industry players suggest that using more water is better, and experiments have been conducted at 5,000[m<sup>3</sup>] of water per frac. There is even talk of going to 10,000[m<sup>3</sup>] of water per frac. On a per well basis, this means that the current frac volumes of 4,000 tons of sand and 60,000[m<sup>3</sup>]

of water in one wellbore may significantly increase in the future. This is a significant amount of water. An alternative water supply is essential; otherwise, fracking has to rely entirely on surface or close-to-surface water supplies. From an environmental perspective, accessing large volumes of surface water can be a challenge. Local watersheds might simply not be large enough to provide the water volumes required for sizeable frac operations. Fresh water sources can also be erratic as they rely on rainfall and other natural conditions, and they require large storage ponds or tanks to hold the sizeable quantities needed for frac operations. The use of fresh water in an area is often also restricted by government licensing. Therefore, water use is one of the largest issues facing frac operations given the current environmental and economic restrictions. In assessing the options for accessing water, our customer objective was to ensure sustainable access to water in order to enable shale gas development for their leases of activity. All potential water sources were reviewed — fresh water, subsurface water and recycled water — in order to determine how to best achieve water-management objectives in the most cost-effective manner. One important issue to remember is that once fresh water is taken out of the ecosystem and used for shale-gas well stimulations, it can never be returned to the environment without extensive treatment. The economics of treating water are also daunting. For example, the Barnett shale in Dallas costs \$5–\$6 per barrel for flow-back water treatment (approximately \$30–\$40 per cubic meter of treated water), which is a major economical strain on well completion costs. Similarly, a Debolt water treatment plant in the Horn River Basin could cost over \$50 million to install and over \$10 per cubic meter of treated water on top of the yearly operational expenses.

As is the case with some other Horn River shale-gas operators, our customer could access the Debolt aquifer, which is deeper than the freshwater zones and shallower than the shale gas, as a source of non-potable water. Unfortunately, the aquifer contained hydrogen sulphide (H<sub>2</sub>S) and approximately 22,000[mg] per litre of total dissolved solids (TDS). The H<sub>2</sub>S concentrations in the Debolt aquifer are about 80 parts per million in the liquid phase. However, in order to be usable as a frac water source, H<sub>2</sub>S concentrations must be below 45 parts per billion, according to a paper by Encana experts that was presented at the Unconventional Resources Conference in Calgary in October 2010. If this limit is exceeded, then the H<sub>2</sub>S in the frac water poses a hazard to field workers at the site and could damage equipment. The question then became: what is the best way to manage or treat this water so that

it can be used economically to frac shale gas wells? One response to this H<sub>2</sub>S challenge is a water treatment plant that can remove the gas, among other things. Encana and Apache took this approach in operations in British Columbia. Operational since June 2010, their Debolt water treatment plant arose out of a 50/50 joint venture to develop part of the Horn River shale gas play. According to Encana, the plant significantly reduced the companies' surface water use. Initially, our customer also considered using a water treatment plant to get rid of the H<sub>2</sub>S in the Debolt water; however, the Debolt brine presented additional challenges besides its quotient of H<sub>2</sub>S. Once its entrained gases (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> and methane) are removed, the Debolt water becomes unstable. On a table or in a laboratory environment, the water looks perfect at first; it initially has dissolved, but not suspended, solids. When left on its own, the brine changes from being as clear as table water to very black in six days. These chemical reactions would result in the plugging of filters and other equipment in the field. Two dominant considerations must have stood out as our customer management weighed its options. The first is the cost of a water treatment plant—\$50 million or more, plus an estimated annual operating cost of around \$10 million. Secondly, if the Debolt brine remained under similar conditions to those that had prevailed in the aquifer for over tens of millions of years, then it would perhaps remain stable enough to be used for fracs without the need for any treatment. However, if the water from the Debolt aquifer is to be used without any treatment, then it will have to be fed directly into the frac pump. Finding a pump that can do this job is a challenge because, in order to remain stable, the pressure of the Debolt brine has to be maintained above its bubble point pressure of approximately 330[psi]. In comparison, the typical suction at the feed side of a pump is approximately 100[psi], with a maximum of 200[psi]. What is needed in such a situation is a pump that can handle sour water at around 600[psi], but no existing frac pump can satisfy this required pressure rating. Manufacturers of positive-displacement or reciprocating pumps were consulted our customer, but too little avail. The development of such a pump that met these required specifications would have taken years. Given such difficulties, water treatment is not without its allure because, if you treat the water, then you could use standard frac pumps. The fundamental basis of the design for treating this kind of water has been around for a very long time; for instance, a 1969 Society of Petroleum Engineers (SPE) paper from Humble Oil & Refinery Co. describes the design of a stripping plant for the removal of H<sub>2</sub>S and CO<sub>2</sub> from produced water. Our customer, however, opted for the research-and-development route and completed three seasons, beginning in 2010, of piloting a new system that sidestepped the need for a costly water treatment plant altogether. The system relies on two main components—a newly developed High-Pressure Horizontal-Pumping System (HPHPS) that, in turn, enables a “Pressurized Frac on Demand” (PFOD) system to circulate untreated Debolt water in a closed loop. When required, the PFOD withdraws water

from the loop and sends it into a frac operation. In the past, oil-patch centrifugal pumps for horizontal systems typically maxed out at an approximate 5,000[psi] pressure rating; however, Canadian Advanced ESP Inc., designed a new Horizontal Pumping System with a Maximum Working Pressure (MWP) pressure rating of 10,000[psi]. The main advantage of centrifugal over reciprocating pumps is that the former are more robust, require less maintenance, can work with high intake pressure (easily up to 2000[psi]) and have been used for years in sour environment application. The pilot program was expanded each year with additional pumps and increased capacity, and with each season, the program achieved the desired results. Although the sour water flowing through the process loop is available on demand for fracking operations, a frac in the PFOD system actually begins with fresh water for safety reasons; however, it switches to sour water if no leaks are detected. The system also stops with fresh water in order to flush out any residual sour water. Source water wells are a key part of the loop. Their down-hole ESP pumps circulate water around the loop and, on demand, divert some of that flow to the frac pumps. These high-pressure pumps can handle friction and elevation changes and can run from just above 330[psi] to 1,000[psi] of surface pressure. Therefore, the water remains stable throughout the process because the entire loop always operates above the bubble point pressure. Our customer believes that the operational success of PFOD and HPHPS will encourage others to re-evaluate the need for elaborate treatment plants and to look at the newly developed option of using untreated water for frac operations.

# Correlating the Terminal Velocity and Recovery of Epoxy to Successfully Plug Damaged Wells Offshore



**Hasan Turkmenoglu<sup>1</sup>, İbrahim El Mallawany<sup>2</sup>, J. Jerome Schubert<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Turkish Petroleum Corporation, Ankara TURKEY

<sup>2</sup>Texas A&M University Petroleum & Natural Gas Department, Texas USA

---

## ABSTRACT

The terminal velocity and the recovery for Ultra-Seal® were tested by using an experimental setup that was developed for this purpose. Ultra-Seal is an epoxy based polymer that can be used as an alternative to the conventional cement. Offshore wells, damaged by hurricane are usually not possible to reach by conventional methods; thus the plugging material has to be settled from the top instead of pumping the fluid to the target zone. Conventional plugging fluids like cement can easily be contaminated during this settling period. Epoxy-based fluids are good candidates for this kind application because of their inert behavior with the water. Factors affecting the terminal velocity and recovery of epoxy polymers were studied in this research. The settling velocity of the epoxy polymer plays an important role because the epoxy polymer should not set prematurely in order to achieve a better seal and isolation in the well. The study was conducted by using an experiment setup that was specially developed for this purpose. The terminal velocity and the recovery calculations for plugging fluids were determined by the results obtained from the experiment setup. Results obtained from the experiment setup were successfully correlated to epoxy's density for estimating the terminal velocity of the mixture.

# Investigation of Bacteria Co-exist with Sulfate Reducing Bacteria in the Petroleum Reservoirs of Diyarbakır Region



Tuğçe Tüccar<sup>1</sup>, Esra Sungur<sup>1</sup>, Gerard Muyzer<sup>2</sup>, Hakan Hoşgörmez<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Department of Biology, Faculty of Science, Istanbul University, Istanbul, Turkey

<sup>2</sup>Department of Biotechnology, Delft University of Technology, Delft, The Netherlands Present address: Department of Aquatic Microbiology, Institute for Biodiversity and Ecosystem Dynamics, University of Amsterdam, 1090 GE Amsterdam, The Netherlands.

<sup>3</sup>Department of Geological Engineering, Faculty of Engineering, Istanbul University, Istanbul, Turkey

## INTRODUCTION

It is established that the most of diverse microbial populations possessing a range of different metabolic activities inhabit subterranean environments, including oilfield reservoirs. Because the redox potential of the production water is low and oxygen is generally absent, anaerobiosis is highly favored over aerobiosis in the reservoirs. In this respect, despite several aerobic microorganisms have been isolated from the oilfield environments, much attention has been paid to anaerobes such as sulfate-reducing bacteria (SRB), methanogens, fermentative microorganisms, nitrate, manganese and iron reducers. Understanding of the phylogenetic diversity and metabolic capabilities of these bacteria enables us to obtain information about their ecological roles and the community dynamics of oil reservoir bacterial communities.

SRB generate hydrogen sulfide (H<sub>2</sub>S), which is an acidic and a toxic product, using sulfate ions in the environment as terminal electron acceptor under anoxic conditions. Released H<sub>2</sub>S causes corrosion of materials used in oil industry. Also, the toxic effect of H<sub>2</sub>S produced in reservoirs poses a great danger in terms of health and safety of the workers. Moreover, it was determined that SRB utilize hydrocarbons in crude oil as a substrate severely and therefore reduce the quality of oil. Since they lead to economic losses and threat to human health, SRB have been regarded as unwanted microorganisms in petroleum.

## AIM

The aim of this study was to determine the presence and the abundance of SRB in 20 different oil production wells located in Diyarbakır Region and to establish the bacterial population which coexist with SRB at species-level in the sulfate-reducing enrichment cultures.

## METHOD

### Sampling procedure

Samples, consisting of a oil/water mixture, were collected from 20 production oil well heads (B1, B6, B8, B14, B23, B32, B56, GK8, GS6, GS15, M3, K2, K3, K32, K35, K44, S4, S15, Y18 ve Y30). The samples were aseptically collected in sterile 500 ml serum bottles and sealed directly with rubber septa and aluminium cap to avoid oxygen intrusion. After, the sample bottles

were transported to the laboratory, produced water (PW) was separated from the oil/water mixture and then both PW and oil samples were immediately analyzed.

### Isolation of SRB

SRB were isolated from PW and oil samples by using Postgate B (PB) medium with the following composition (per liter of medium): KH<sub>2</sub>PO<sub>4</sub> (0.5 g), NH<sub>4</sub>Cl (1.0 g), CaSO<sub>4</sub> (1 g), MgSO<sub>4</sub>·7H<sub>2</sub>O (2 g), yeast extract (1.0 g), FeSO<sub>4</sub>·7H<sub>2</sub>O (0.5 g). Sodium lactate (C<sub>3</sub>H<sub>5</sub>O<sub>3</sub>Na) and sodium acetate (C<sub>2</sub>H<sub>3</sub>NaO<sub>2</sub>) were used as organic substrates with concentrations of 3.5 g L<sup>-1</sup> and 2.46 g L<sup>-1</sup> respectively. C<sub>6</sub>H<sub>5</sub>O<sub>2</sub>Na (0.1 g) and C<sub>2</sub>H<sub>3</sub>O<sub>2</sub>Na (0.1 g) were used as reducing agents. 0.001 g L<sup>-1</sup> of resazurin was added as a redox indicator. NaCl was added to the medium to approximate the salinity of the produced water for each reservoir. MPN (Most Probable Number) method was used for isolation of culturable SRB. The cultures were incubated for 2 months in the dark at 30°C and 55°C with shaking. Growth of SRB was monitored by observing the formation of a black FeS precipitate. In order to identify morphology of the bacterial cultures, Gram stain was applied.

### Gas Chromatography–Mass Spectrometry (GC-MS) analysis

The concentration of H<sub>2</sub>S in the culture bottles for each positive sample was measured by GC-MS.

### Genomic DNA extraction

Genomic DNA was extracted from the obtained enrichment cultures with the UltraClean Microbial DNA Isolation Kit (MoBio Laboratories, USA) as described by the manufacturer.

### Polymerase chain reaction (PCR) amplification of 16S rRNA genes

Partial 16S rRNA gene fragments were amplified from the extracted genomic DNA with the primers selective for Bacteria. The universal primer 341F with a GC clamp and primer 907R were used.

PCR amplifications were performed in 25 µl mixtures, containing 0.5 µl DNA template (i.e., undiluted or diluted genomic DNA), 0.2 µl of each primer, 9.6 µl RNase-free water (Qiagen, Germany) and 12.5 µl Taq

Master Mix (Qiagen, Germany). Thermocycling in Thermocycler (Westburg, the Netherlands) was carried out in different steps: initial denaturation (95°C; 5 min), followed by 32 cycles, each consisting of denaturation (95°C; 30 sec), annealing (57°C; 40 sec) and elongation (72°C; 40 sec); and final elongation (72°C; 30 min). The PCR products were then cooled to 4°C.

#### Denaturing gradient gel electrophoresis (DGGE)

DGGE analysis was performed using the D-code System (Bio-Rad Laboratories, USA). 25 µl PCR product (200-300 ng) were mixed with 5 µl loading dye and then applied directly onto the 1-mm-thick 6% acrylamide gels with 20-70% urea-formamide gradient. The electrophoresis was run for 16 hours at 100V and 60°C. After electrophoresis, the gels were stained with SYBR Gold (Invitrogen, USA) in 1xTAE solution for 20 min and photographed. The bands, which were excised under UV illumination, were placed in 40 µl 1xTRIS buffer (pH 8) and stored for 2 days at 4°C. The eluted DNA was re-amplified by the following PCR protocol: 25 µl mixture (0.5 µl template, 0.125 µl 341F, 0.125 µl 907R, 12.5 µl Taq master mix and 9.75 grade water) and reaction was performed with 25 cycles. Subsequently 2.5 µl of the products were applied to 1.5% (w/v) agarose gel for quantification.

#### Sequencing of PCR products

The quantified PCR products (around 20 µl) were placed into sterile 96-wells plate and send to the commercial company Macrogen (Seoul, Korea) to be sequenced. The reverse primer 907R was used to sequence the 16S rRNA gene fragments.

#### Comparative sequence analysis

The DNA sequences were aligned using CodonCode Aligner software and checked manually for gaps and undesignated bases. Then they were compared with the sequences stored in GenBank nucleotide database (NCBI) by BLAST algorithm (<http://blast.ncbi.nlm.nih.gov/Blast.cgi>) and phylogenetically closest species were determined. The sequences obtained in this study have been deposited in GenBank database under accession numbers.

## RESULTS

#### Enrichment cultures

Among 20 different reservoirs, SRB growth was observed in enrichment cultures of 12 oil wells (60 %) and more growth was seen in the oil inoculated culture compared to the PW inoculated culture. SRB could be cultured from 6 PW and 11 oil samples belonging to the 12 different reservoirs. Both Gram-positive and Gram-negative bacteria with different morphologies were observed in the enrichment cultures.

#### Gas Chromatography–Mass Spectrometry (GC-MS) analysis

While minimum H<sub>2</sub>S amount detected was 1530 ppm, the maximum amount was 212430 ppm (Table 1).

#### DGGE and phylogenetic analysis

DNA was successfully extracted and the 16S rRNA genes were amplified from all the enrichment cultures. DGGE showed different profiles for the different enrichment cultures (Figure 1). The image of DGGE gel indicates a distinct diversity in the bacterial population.

Comparative analysis of the sequences showed a high similarity with sequences of members belonging to the Firmicutes (25%), Proteobacteria (18%), Synergistetes (15%), Thermotogae (14%), Bacteroidetes (7%), Spirochaetes (5%) and other bacterial groups (Figure 2). Among all these bacterial groups, bacteria surviving in different temperatures (mesophile/ moderately thermophile /thermophile) and having different metabolic capabilities (fermentative bacteria, acetogens, nitrate reducers, sulfur-reducer, sulfate reducers) were detected (Table 2).

SRB were detected in enrichment cultures of only 8 different oil wells. The sequences of isolated SRB species by PCR-DGGE approach were affiliated (99%) to *Desulfosporosinus lacus*, (97%) to *Desulfotomaculum kuznetsovii*, (95%) to *Desulfotomaculum geothermicum*, (>= 99%) to *Desulfovibrio sp. ds2-2* and (98-99%) to *Thermodesulfovibrio aggregans*. Sequence analysis indicated that the most abundant SRB genus in the enrichment cultures was *Desulfovibrio*.

## CONCLUSION

Below is a summary of the results of this study:

- DGGE analysis of the enrichments indicated that community members belonged to the Firmicutes were more abundant compared to other phyla.
- Members belonging to SRB were relatively few and mainly consisted of the genera

*Desulfosporosinus*, *Desulfovibrio*, *Thermodesulfovibrio* and *Desulfotomaculum*.

- Positive SRB results were obtained in enrichment cultures of 12 different oil wells. Although, the enrichment cultures of only 8 different oil wells contain SRB according to the PCR-DGGE analysis, high H<sub>2</sub>S concentrations were found in the headspace of other culture bottles which no SRB were detected. This data may suggest that the number of SRB in the cultures might be not enough to reveal the total 16S RNA genes of SRB. In this case, *dsr* genes which are specific for SRB should be detected. In addition, it can point out that it is important to investigate the the presence of not only SRB but also sulfur producers in oil wells.

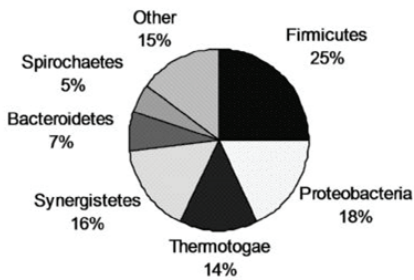
• Fermentative bacteria, acetogens, nitrate reducers and sulfur-reducers were also detected in the medium designed for the isolation of SRB. This coexistence of bacteria in the enrichment cultures may offer a clue about their interactions in complex microbial communities inhabiting natural environments.

**Table 1: The concentration of H<sub>2</sub>S in the culture bottles in which positive SRB growth was seen**

Sample	Sample code	H <sub>2</sub> S concentration (ppm)
B6	DKP-M2	*
	DKS-S-T2	1530
B14	DKP-M3	66810
B 23	DKP-M4	47740
B 32	DKP-M1	212430
	DKS-S-T1	34770
GK8	DKP-T1	104000
	DKP-M6	123610
GS6	DKS-S-M1	109490
	DKS-N-M1	93460
M3	DKP-M9	79620
	DKS-S-M3	110460
K3	DKS-N-M2	0
	DKP-M10	8607
	DKS-S-M4	92190
K35	DKS-N-M3	65660
	DKP-T2	26150
	DKS-S-T3	22910
DKS-N-T1	22240	
K35	DKP-M7	13700
K44	DKS-S-M2	88010
S4	DKP-M5	0
S15	DKP-M8	0

\*: not detected, DKP: Oil phase, DKS: Water phase S: with salt, N: without salt, M: Mesophile, T:Thermophile

**Figure 2**



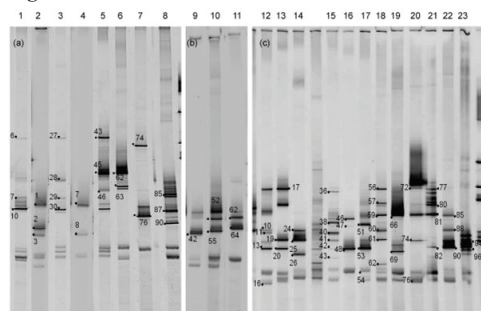
Phylogenetic distribution of the 16S rRNA sequences of enrichment cultures samples from the Diyarbakir oil wells

**Table 2: Phylogenetic analysis and metabolic properties of some of the obtained 16S rRNA gene sequences from oil and PW samples**

DOSE band	Sample	Phylum	Closest BLAST match	Accession number	Similarity (%)	Metabolic capacity
B6_20	oil	Thermotogae	<i>Petrogale mesicaria</i>	NR_039058	99	fermentation
B6_8	PW	Thermotogae	<i>Thermotoga oili</i>	EU218416	99	fermentation
B14_45	oil	Firmicutes	<i>Desulfosporosinus leucus</i>	A_3582757	99	sulfate reduction
B23_82	oil	Firmicutes	<i>Desulfosporosinus leucus</i>	A_3582757	99	sulfate reduction
B32_1	PW	Thermotogae	<i>Petrogale mobilis</i> G.95	NR_0427162	99	fermentation
B32_2	PW	Nitrospirae	<i>Thermodesulfobrio aggregans</i>	NR_040795	99	sulfate reduction
D60_67	oil	Nitrospirae	<i>Thermodesulfobrio aggregans</i>	A8021302	98	sulfate reduction
D60_50	oil	Firmicutes	<i>Desulfotomaculum kumoharui</i> DSM 8115	C0903770	97	sulfate reduction
GS6_13	oil	Proteobacteria	<i>Desulfobrio</i> sp. d62-2	EU251185	99	sulfate reduction
GS6_16	oil	Firmicutes	<i>Acetabacterium cartilagineum</i>	A8546239	97	acetogenesis
GS6_17	PW	Bacteroidetes	<i>Proteiniphilum centalgenes</i>	NR_043154	96	acetogenesis
GS6_20	PW	Proteobacteria	<i>Desulfobrio</i> sp. d62-2	EU251185	99	sulfate reduction
M3_36	oil	Firmicutes	<i>Clostridium sulfidigenes</i>	HM183530	100	sulfur reduction
M3_38	oil	Proteobacteria	<i>Rhodobacter</i> sp. NC238	U2228138	99	nitrate reduction
M3_42	oil	Proteobacteria	<i>Desulfobrio</i> sp. d62-2	EU251185	99	sulfate reduction
M3_46	PW	Firmicutes	<i>Trichococcus colinali</i>	NR_042061	100	fermentation
M3_48	PW	Proteobacteria	<i>Desulfobrio</i> sp. d62-2	EU251185	100	sulfate reduction
K3_62	oil	Synergistetes	<i>Anaerobaculum hydrogeniformans</i>	F_3652096	99	fermentation
K3_60	oil	Firmicutes	<i>Desulfotomaculum gauthiericum</i>	A_3621886	95	sulfate reduction
K44_42	PW	Synergistetes	<i>Thermotoga itani</i> DSM 17291	NR_043522	92	fermentation
K35_52	oil	Spirochaetes	<i>Spirochaetes bacterium</i> SA-10	A_1665241	98	*
S15_64	oil	Proteobacteria	<i>Entero bacter</i> sp. DIC48S	U2081666	99	*
S4_76	oil	Proteobacteria	<i>Desulfobrio</i> sp. d62-2	EU251185	99	sulfate reduction

\*: Not defined exactly.

**Figure 1**



DGGE profiles of 16S rRNA gene fragments amplified from the enrichment cultures. (a) Lane 1 and 2, B32; lane 3 and 4, B6; lane 5, B14; lane 6, B23; lane 7, S4; lane 8, GK8; (b) lane 9, K44; lane 10, K35; lane 11, S15; (c) lane 12-14, GS6; lane 15-17, M3; lane 18-23, K3.

# Petrol ve Doğal Gaz Rezervuarlarının Pasif Sismik Yöntemlerle Belirlenmesi Determination of Oil and Gas Reservoirs by Passive Seismic Methods



**Burcu Selek<sup>1</sup>, Bülent Kaypak<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, ANKARA

<sup>2</sup>Ankara Üniversitesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü, ANKARA

## ÖZ

Pasif sismik (doğal kaynaklar) günümüzde araştırılan ilgi çeken yöntemlerden biri olup son yıllarda petrol ve doğalgaz endüstrisinde kullanılmasına yönelik çalışılmaktadır. Yöntem ile yeraltındaki sismik arka plan gürültüsünün yeryüzüne yerleştirilen sismometreler aracılığı ile dinlenmesi sonucu yeraltına ait bilgi elde edilmektedir. Pasif sismik yöntem, hidrokarbonca zengin rezervuarların belirlenmesinde veya üretim sürecinde izlenmesinde kullanılabilir. Pasif sismik yöntemlerden biri olan düşük frekans yöntemi ile, rezervuar içerisindeki hidrokarbonun neden olduğu doğal titreşimlerin spektral özellikleri incelenir. Daha çok yöntem arama sahalarda gravite yöntemi gibi bir ön çalışma yöntemi olarak uygulanır, anomali veren lokasyonlarda rezervuarı araştırmaya yönelik sismik çalışmalar ile çalışma sahası detaylandırılır.

## GİRİŞ

Petrol ve doğalgaz endüstrisinde yurtdışındaki çalışmalarda pasif sismik düşük frekans yöntemi, hidrokarbonca zengin rezervuarların belirlenmesinde yeni bir yöntem olarak uygulanmaya başlanmıştır. Bu konuda (Saenger E., ve diğ. 2009), (Lambert M. ve Schmalholz M., ve diğ., 2007), (Birkelo B., ve diğ. 2010) (Mohammed Y. ve diğ. 2013), (Riahi N., ve diğ. 2009), (Katebi H., ve diğ. 2011), (Landro M., ve Amundsen L., 2008) (Steiner et al, 2008), (Berteussen ve diğ., 2008), (Hanssen ve Bussat, 2008), (Dangel ve diğ., 2003), (Holzner ve diğ., 2005), (Birialtsev ve diğ., 2006), (Akrawi ve Bloch, 2006), (Rached, 2006), (Suntsov ve diğ., 2006), (Graf ve diğ., 2007), (Lambert ve diğ., 2009) kişiler tarafından çalışmalar yapılmıştır. Türkiye’de de söz konusu yöntemin TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı)’nın ruhsatlı üretim sahalarından birinde Ankara Üniversitesi tarafından önerilen bir proje kapsamında uygulanması planlanmaktadır.

Pasif sismik yöntemin bu tür uygulamasındaki amaç, olası hidrokarbon bölgelerindeki geri plan gürültülerini dinleyerek sinyallerin spektral özelliklerinden, rezervuarı belirlemeye çalışmaktır. Kısacası bu yöntem, bir çeşit mikrotremör çalışması yapmaya benzetilmektedir (Kaypak B. ve diğ. 2009).

## Pasif Sismik Düşük Frekans Yöntemi

Yöntemde kullanılan kaynak, doğal ve yapay nedenlerle rezervuarda oluşan salınım hareketleridir. Rezervuara ilişkin kayaç fiziki mekanizması,

spektral anomaliler yaratmaktadır ve 1-6 Hz frekans bandındaki bu düşük frekanslı spektral anomaliler veri olarak kullanılmaktadır. Söz konusu çalışmalar için belirlenen ölçüm noktalarında 3 bileşenli geniş bantlı sismometreler kullanılarak veriler toplanmaktadır. Yapılan çalışmalarda hidrokarbonca zengin rezervuara ilişkin spektral anomaliler belirlenir ve haritalanır. Anomalilerin kaynak mekanizmalarını belirlemeye yönelik başlangıç modeli oluşturulur. Ölçülen bu olaylar rezervuar göstergesi olarak belirleyici olmaktadır. Böylece, yapılan pasif sismik ölçümler ile, hidrokarbonca zengin rezervuarın lokasyonu, derinliği ve kalınlığı belirlenebilmektedir.

Yöntem, yerküre içerisindeki sismik arka plan gürültüsünün hidrokarbon rezervuarları üzerinde belirli imgeler göstermesi esasına dayanmaktadır. Arka plan gürültüsüne ait spektral anomalilerin izlenmesinin yanı sıra, yatay ve düşey bileşenler arasındaki spektral oranların da hidrokarbon varlığını gösterdiği görülmüştür. Yöntem ile yapılan incelemeler 3 başlıkta gruplanabilir; kaynak, mekanizma ve gözlemler. Yöntemde yapay bir kaynak kullanılmamaktadır, sadece sismik arka plan dalga cephesi incelenir. Mekanizma olarak rezervuara ilişkin kayaç fiziki mekanizması belirlenmeye çalışılır. Daha sonra ise rezervuar mekanizmasını teorik olarak tanımlayan spektral anomaliler ile ölçülen değerler karşılaştırılır.

Kayaç fiziki mekanizması derken; rezervuar ile ilişkili yüksek soğrulma ve bunun sonucunda rezervuar zondaki karmaşık empedans değişimini tanımlayan elastik etkiler incelenir. Bilindiği gibi rezervuarlar, içerisindeki sıvı veya gaz içeriğine bağlı olarak çevre kayaçlara göre düşük su saturasyonuna sahiptir. ‘Düşük Frekanslı Titreşim Saçılması’ yöntemine bağlı gelişen genlik değişimleri rezervuarların bu özelliklerine bağlı olarak değişim gösterir ve yöntem ile rezervuarların bazı özellikleri belirlenmeye çalışılır (Saenger, 2009). Diğer bir deyişle, yeraltındaki rezervuar yeryüzünde genlik değişimleri ile görüntü hale gelir.

Yöntemin kullanılabilirliğinde, veri ile gürültü ayrımı oldukça önemlidir, bu nedenle sinyale bazı veri-ışlem tekniklerinin uygulanması yöntemin birinci basamağıdır. Bu teknikler, zaman sinyali analizi, güç spektrumu yoğunluğu ve frekans ortamı analizleridir.

Barteussen ve diğ. (2008) tarafından yapılan çalışmalarda ölçülen düşük frekans sinyallerinin yüzey dalgaları gibi görüldüğü belirtilmiştir. Hanssen ve Bussat (2008) tarafından yapılan çalışmada ise Libya’daki petrol sahasında düşük frekans gürültüleri dinlenmiş ve insan hareketlerinin yarattığı gürültü ile bir hidrokarbon rezervuarı üzerinde meydana gelen

düşük frekans sinyalinin benzer olduğu görülmüştür.

Yöntemin ikinci basamağı, rezervuar ilişkili mikrotremör olayların haritalanmasıdır. Rezervuar sahayı tanımlayan minimum genlik düzeyinin üzerindeki değerler PSD-IZ (güçlü spektral yoğunluk) değeri olarak isimlendirilir. Bu niteleyici (attribute), seçilen frekans bandındaki düşey bileşene ait güçlü spektral değişimden hesaplanır (Saenger ve diğ. 2009, Lambert ve diğ. 2009). PSD-IZ, V/H sinyal (düşey ve yatay bileşenler oranı), polarizasyon ve maksimum peak frekans değişimi ile gaz birikimi ile ilgili bilgi edinilmeye çalışılır. V/H sinyal incelenirken, düşük frekans aralığındaki maksimum genlik değerleri incelenir.

Peterson (1993) ve Berger (2004) tarafından yapılan incelemeler ile geniş frekans bandındaki sismik arka plan gürültüsünü belirleyecek düşük frekans modeli geliştirildi. Pasif sismik çalışmalarla iki ayrı olay belirlendi; birincisi, mikrotremör olayların gözlemlendiği 1-6 Hz frekans aralığı, diğer ise, 0.14 Hz'deki yüzey dalgası olarak isimlendirilen baskın peak değeridir.

Birkelo (2010) ve Duclos (2010) çalışmasında Abu Dhabi'de petrol üreten bir sahada pasif sismik düşük frekans yöntemi uygulanmıştır. Ölçüm alınan istasyonlarda 6.9 magnitudündeki telesismik depremin yüzey dalgası uzanımı ile PSD-IZ anomalisinin değişimi birlikte incelenmiştir. Aşağıdaki şekilde de görüldüğü gibi rezervuar üzerine denk gelen 707 ve 708 nolu istasyonlarda 2-6 Hz düşük frekans aralığında PSD-IZ anomalisinin arttığı görülmüştür.

Yöntemin arazi aşamasındaki veri toplama çalışmalarında, ölçü alınacak noktaların düzenli bir grid ağı içerisinde seçilmesi gereklidir. Ölçü aralıkları çalışma sahasının genişliğine bağlı olarak 250-1000 m olacak şekilde belirlenir. Yüzey gürültülerinden etkilenmemek için sismometrelerin 0.5-1.0 m gibi bir derinliğe gömülmesi kayıt edilen sinyallerin kalitesini arttırabilmektedir. Belirlenen istasyonlarda sismometrelerle yapılan kayıt süresi yaklaşık 24 saattir (Kaypak B. ve diğ. 2009).

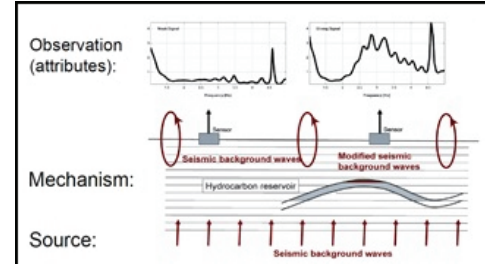
## SONUÇLAR

Pasif sismik yöntemler, son yıllarda petrol ve doğalgaz endüstrisinde kullanılmaya başlanmıştır. Düşük maliyetli ve kolay olması sebebiyle günümüzde araştırılan bir yöntemdir. Özellikle topoğrafik açıdan aktif kaynaklı sismik yöntemlerin uygulanamayacağı sahalarda tercih edilebilmektedir.

Bu çalışmada, petrol-doğalgaz sahalarda uygulanan düşük frekanslı pasif sismik yöntemle ilişkin literatür araştırılması yapılmış olup; yöntem ile rezervuarı belirleyen niteleyiciler ve rezervuar içeriğini belirleyen parametrelere yönelik bilgiler elde edilmiştir. Söz konusu çalışmalar, özellikle Libya, Abu Dhabi, Avusturya, Meksika ve İran gibi ülkelere ait sahalarda uygulanmış olup önemli sonuçlara ulaşılmıştır. Ancak, halen ülkemizde yöntemle ilişkin bir uygulama mevcut değildir. İlerleyen süreçte TPAO ve Ankara Üniversitesi işbirliği ile gerçekleştirilecek proje çerçevesinde

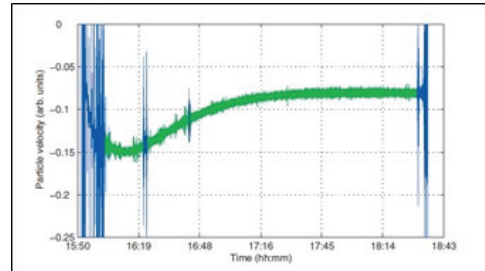
üreten kuyuların bulunduğu gaz sahasında yöntemin uygulanması planlanmaktadır.

## Şekil 1



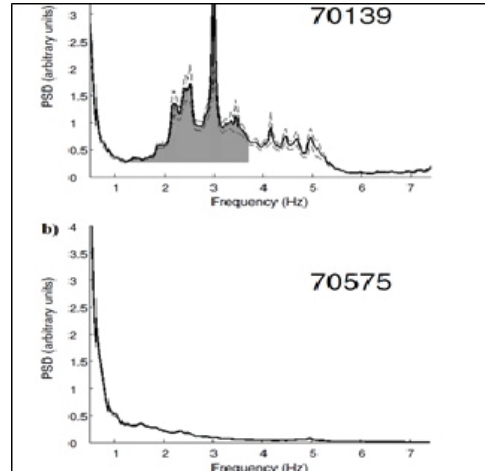
Hidrokarbon rezervuar üzerinde pasif sismik çalışmaların mekanizması (Steiner ve diğ., 2008)

## Şekil 2



Pasif sismik yöntemde veri-işlem tekniklerinin veri üzerindeki etkisi (mavi, ham veri; yeşil veri-işlem sonrası veri) (Saenger ve diğ. 2009)

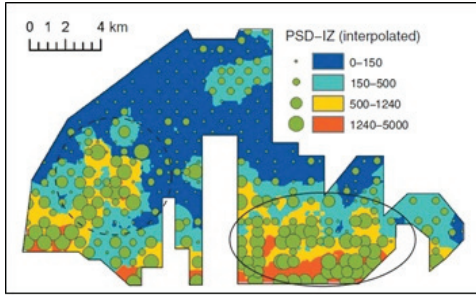
## Şekil 3



Pasif sismik anomalilerinin haritalanması (70139 nolu istasyon; gaz sahası, 70575 nolu istasyon; gaz potansiyeli içermeyen saha) (Saenger ve diğ. 2009)

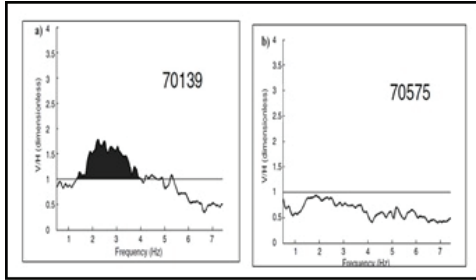


Şekil 4



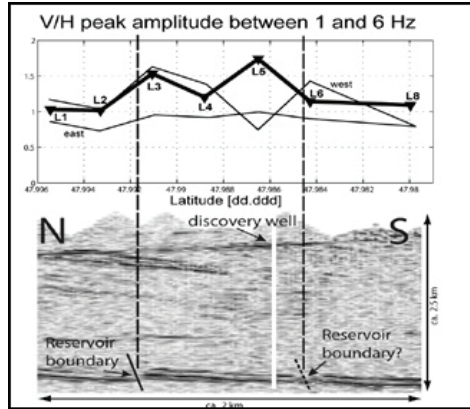
PSD-IZ niteleyici haritası (yeşil daireler, her bir istasyondaki PSD-IZ değerini göstermektedir; kırmızı alanlar, yüksek değerlere ait lokasyonları göstermektedir.)(Saenger ve diğ. 2009)

Şekil 5



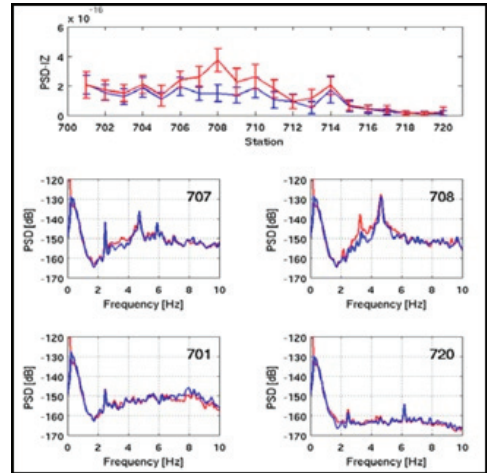
Gaz sahasında olan ve olmayan istasyonlar için düşük frekanslı pasif sis-mik dalga cephesi düşey ve yatay bileşenler oranı (Saenger ve diğ. 2009)

Şekil 6



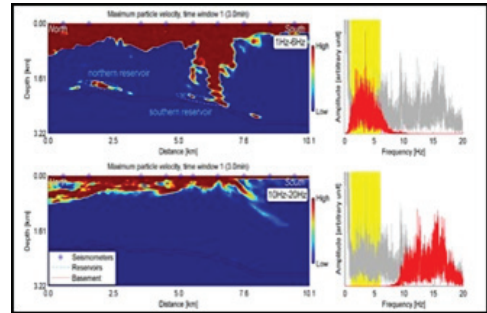
Spektral genlik değişimi V/H niteleyici ile rezervuar ilişkisi ( Lambert ve diğ. 2007)

şekil 7



PSD-IZ anomalisi değişimi (Birkelo ve diğ. 2010)

Şekil 8



Frekans-Genlik değişiminin rezervuar haritası ile ilişkilendirilmesi (Steiner ve diğ., 2008)





## **Petrol ve Doğal Gaz Politikaları**

## **Petroleum and Gas Policies**

---



# Avrupa Birliği'nin Enerji Güvenliği Politikası Çerçevesinde Türkiye'nin Doğal Gaz Koridoru Rolünün ABD ve Rusya Federasyonu Bağlamında Çözömlenmesi



**Sıtkı Hoşhan**

Maliye Bakanlığı, Muhasebat GenelMüdürlüğü, Ankara

Avrupa Birliği yeterli enerji kaynaklarından yoksundur ve bazı ölkelerden doğal gaz ithal etmektedir. Lizbon Antlaşması ile AB, Birleşik Avrupa enerji politikaları izlemeye başlamıştır. Özellikle de ortak elektrik ve gaz pazarının kurulmasında, AB sürdürülebilir kalkınma için enerjinin çözölməsi gereken bir sorun olduğunu, orta ve uzun vadede doğal gazın AB'nin kalkınmasında anahtar role sahip olacağını öngörmektedir. Diğer taraftan, enerji arzını güvenceye almak için, AB doğal gaz kaynaklarını ve güzergahlarını çeşitlendirmek istemektedir. Böylece ana tedarikçi Rusya ve ana transit ölkə Ukrayna'ya alternatifler getirebilecektir. Çünkü Rusya ve Ukrayna arasında AB'ye doğru olan doğal gaz boru hatlarında bir çok anlaşmazlık olmuştur. Diğer yandan, Türkiye gelişmekte olan bir ölkedir, Rusya'ya olan doğal gaz bağımlılığı ve nükleer santral inşası ihalesi nedeniyle iyi ilişkiler içerisinde. Dahası ABD'nin bir müttefiki ve AB'ye de üye olmaya adaydır. Türkiye'nin enerjiye bağımlı dış ticaret açığı, Türk ekonomisinin en büyük sorunlarından birisidir. Türkiye enerji zengini ölkelerle, enerji açısından AB arasında coğrafi bir köprü durumundadır. Bu araştırmanın temel sorusu, ABD ve Rusya'nın bölgedeki enerji politikaları ile tolere edilemeyecek bir şekilde çatışmadan, Türkiye enerji fakiri AB ile bölgedeki enerji zengini ölkeler arasında, doğal gaz enerji koridoru rolünü oynayarak bundan ekonomik olarak kazanç sağlayabilir mi? Bu araştırmada, AB enerji politikaları hakkında, AB enerji politikalarının kısa tarihçesi, elektrik ve gaz yönergeleri, 2020 ve 2050 öngöröülü AB enerji eylem planları ve yol haritaları, Rusya AB enerji işbirliği yol haritası, ABD Kongre Araştırma Servisinin, AB enerji arzı güvenliği için doğal gaz kaynakları ve alternatif güzergahlara ilişkin yazdığı bazı raporlar ele alınarak literatür araştırması yapılmıştır. Amerikalı, Rus ve AB'li politikacıların konu hakkındaki konuşmaları yorumlanmıştır. Türkiye'nin ilgili doğal gaz politikaları ve stratejileri, kalkınma planlarını, ve bazı bakanlıkların görüşlerini de içerecek şekilde ele alınmış ve araştırmanın temel sorusunu cevaplamak üzere ve Türkiye'nin enerji politikalarına yardımcı olmak amacıyla önerilerde bulunulmuştur.

alternatives to the main supplier Russia and main transit country Ukraine, as there has been many conflicts about Russia and Ukraine about the natural gas pipelines to EU. On the other hand, Turkey is a developing country, have good economic relations with Russian Federation depending on the natural gas dependency and nuclear power plant construction tender, furthermore an ally of the USA, and a member candidate for the EU. Turkey's trade deficit due to energy is one of the biggest issues in Turkish economy. Turkey is a geographical bridge between the energy rich countries and energy hungry EU. This research's main question is, without facing an intollerable conflict with the US and Russia energy policies in the region, can Turkey play the role of natural gas energy corridor between energy poor EU and energy rich countries in the region so as to profit economically? In this research, literature scanned about, EU energy policies, which covers the brief history of EU energy policies, electric and gas directives, EU's energy action plans and road maps foreseeing 2020 and 2050, road map about the Russia EU energy cooperation, US Congress Research Service's several reports written about the natural gas resources and alternative paths for the EU's energy supply security. US, Russian and EU politicians' speeches analyzed about the issue. The related natural gas policies and strategies of Turkey, including the view of development plans, and view of several ministries in Turkey, compared with EU policies and then suggestions made so as to answer the main research question and help Turkey's energy policies.

European Union has a lack of sufficient energy resources and imports natural gas from several countries. With the Lisbon Agreement, EU decided to follow Pan-European energy policies especially in establishing the common electric and gas markets. EU foresees that for sustainable development, energy is an issue to be resolved and for the middle and long term, natural gas will have a key role in EU's development. On the other hand, with an aim of securing its energy supply, EU desires to diversify its natural gas resources and routes so as to bring

# Onuncu Kalkınma Planı (2014 – 2018) Kapsamındaki Yerli Kaynaklara Dayalı Enerji Üretim Programı Eylem Planı ve Türkiye Petrol Arama – Üretim Sektörü Görünümü



## Abdullah Uğur Gönülalan

UG Enerji Ltd.Şti

Türkiye, birincil enerji yoğunluğu açısından 0,11 ile “enerji yoğun” olarak nitelendirilen ekonomiler arasında yer almaktadır.

Birincil enerji talebinin yerli üretim ile karşılanma oranı 2012 yılında %27,5 olarak gerçekleşmiştir. Diğer bir ifadeyle, Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı %72,5 düzeyindedir. Bu oran, özellikle 1990'ların başından itibaren büyük bir artış göstermiş olup, 1990 yılında %52 olan bu oran ve 2000'li yılların başından itibaren %70'ler civarında seyretmeye başlamıştır.

Mevcut koşullarda önümüzdeki 10 yıl içerisindeki Türkiye'nin petrol ve doğal gaz ithalatı için yaklaşık 540 milyar \$ gibi yüksek bir bedel ödemesi tahmin edilmektedir. Bu durum ise, hidrokarbon arama ve üretim çalışmalarının hem yurt içinde hem de yurt dışında aksatılmadan ve artırılarak sürdürülmesini zorunlu kılmaktadır.

Kasım 2014 tarihinde yeni kurulan 62. Hükümet programı ile kamuoyuna sunulan Kalkınma Planı Eylem Programı, mesleki açıdan baktığımızda önümüzdeki 5 yıllık dönemde mesleklerimizi / mesleğimizi yakından ilgilendirmektedir.

Bu bildiri ile kalkınma planı kapsamında yerli enerji kaynaklarına dayalı üretim programı eylem planının uygulanabilirliği / gerçekleşmesi şartlarının neler olabileceği ile 2013-2014 sürecindeki yeni petrol kanununun kabul edilmesi ile; petrol arama üretim sektörü yatırımlarının iklim ortamı, muhtemel gelişmeleri, sorunları ve çözüm önerilerinin ortaya konulması amaçlanmıştır.

10th Development Plan (2014 - 2018) Based on the Context of Domestic Sources of Energy Production Program Action Plan and Outlook of the Turkey Petroleum Exploration-Production Sector.

Turkey's economy is among the 'energy dense' economies with primary energy density of 0,11. Domestic production provided 27.5% of the primary energy demand in 2012. In other words, Turkey's dependence on foreign energy is 72.5%. This ratio has shown a great increase especially from the beginning of the 1990s which was 52% at that times and increased to 70% in 2000s and continues around that.

Under the present circumstances, it is estimated that \$540 billion will be paid for the Turkey's oil and

natural gas imports in the next 10 years. In this case, it is crucial for Turkey to continue and increase the exploration and production activities both domestically and internationally.

From the view of our profession, development plan presented by the 62 th Government established in November 2014 is closely related to our profession for the next 5 years.

In this paper, applicability of the production plan based on the domestic energy resources and requirements to meet that plan will be discussed. Current status and future of the investments in hydrocarbon exploration and production area, possible developments, issues and solutions will be discussed with the consideration of the Turkey's new Petroleum Law (2013-2014).

Türkiye, birincil enerji yoğunluğu açısından “enerji yoğun” olarak nitelendirilen ekonomiler arasında yer almaktadır. Türkiye'nin 0,11 olan (2011 yılı TEP/1000 \$ GSYH ABD Doları sabit değeri ile) enerji yoğunluğu değeri, Uluslararası Enerji Ajansı Avrupa Bölgesi'nin 0,14 olan ortalama değerinden %12 daha düşüktür. 2012 yılında Türkiye'nin 120 milyon ton petrol eşdeğeri (MTPE) olan birincil enerji arzında %56,2 olan hidrokarbon toplamı; doğalgaz %30,9 ile birinci sırada yer alırken, petrol %25,3 ile ikinci sırada yer almaktadır (şekil-1).

Türkiye'nin birincil enerji talep projeksiyonlarına göre 2023 yılında petrolün payında ciddi bir değişim yaşanmaması ve %26 düzeyinde kalması beklenmektedir. Diğer taraftan, doğalgaz tüketiminin artacak olmasına rağmen toplam birincil enerji tüketiminin artması ile birincil enerji arzındaki payının %23'e gerileyeceği tahmin edilmektedir.

Halen, Türkiye birincil enerji tüketiminin %26,3'ü konularda, %26'sı sanayide, %25,7'si çevrim sektöründe ve %16,8'i ulaştırma sektöründe %5,2'si de tarım ve diğer alanlarda kullanılmaktadır (şekil-2).

Birincil enerji talebinin yerli üretim ile karşılanma oranı (TYÜKO) 2012 yılında % 27,5 olarak gerçekleşmiştir. Diğer bir ifadeyle, Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı %72,5 düzeyindedir. Bu oran, özellikle 1990'ların başından itibaren büyük bir artış göstermiş olup 1990 yılında %52 olan bu oran ve 2000'li yılların başından itibaren %70'ler civarında seyretmeye başlamıştır.

Şekil 1  
Şekil 2  
Şekil 3  
Şekil 4

Şekil 3 ve 4' te görüldüğü üzere, petrolde ithalata bağımlılık oranı %90,4 olan Türkiye'nin doğalgazda ithalata bağımlılık oranı %98,5'tir.

Mevcut koşullarda önümüzdeki 10 yıl içerisindeki Türkiye'nin petrol ve doğal gaz ithalatı için yaklaşık 540 milyar \$ gibi yüksek bir bedel ödemesi tahmin edilmektedir. Bu durum ise, hidrokarbon arama ve üretim çalışmalarının hem yurt içinde hem de yurt dışında aksatılmadan ve artırılarak sürdürülmesini zorunlu kılmaktadır [1].

Kasım 2014 tarihinde yeni kurulan 62. Hükümet programı ile kamuoyuna sunulan Kalkınma Planı Eylem Programı gelecek 5 yılımıza bakış olarak mesleklerimizi / mesleğimizi yakından ilgilendirmektedir.

Kalkınma planlarının ülkemiz gündemine geldiği 1963'ten itibaren yapılan 5 yıllık kalkınma planlarında petrol sektörünün maalesef adı – alt başlıkların içinde yer almamaktadır-görünmemektedir-(maden sektöründe yer almaktadır). Bu durum ülkemiz kalkınmasında önemli rol oynayan, ithalatımızda en büyük kalemlerden birini teşkil eden petrole ve sektörüne olan bakışların da bir göstergesidir [2].

Onuncu Kalkınma Planı kapsamındaki yerli kaynaklara dayalı enerji üretim programı eylem planında ortaya konan hedefin; bu kapsamda programla 2012 yılı sonunda birincil enerji üretiminde yüzde 27 olan yerli kaynak payının, 2018 sonunda yurt içi ve yurt dışı petrol ve doğal gaz çıkarımları (yıllık ortalama %14 artış öngörüsü ile) dahil olmak üzere yüzde 35'e yükseltilmesi hedeflenmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları üretiminin ise yıllık ortalama %25 artacağı öngörülmektedir.

2012 yılı sonunda birincil enerji üretiminde yüzde 27 olan yerli kaynak payının, 2018 sonunda yüzde 35'e yükseltilmesi(\*)

**Tablo 1**

\* Yerli kaynak payına yurt içi ve yurt dışı petrol ve doğal gaz çıkarımları dâhildir. [3]

Bu bildiride;

1.- Planlama gerçeği,

– Günümüz üretimi,

– Geleceğimize yönelik tahmin miktarları

– Gerçekçi üretilebilir bir hedefin ne olabileceği detaylı olarak incelenmiştir.

2. Petrol arama – üretim sektörünün 2013 – 2014 süreci dediğimiz;

– Yeni Türk Petrol Kanunu'nun kabul edilmesi,

– Bu dönemdeki yatırımları,

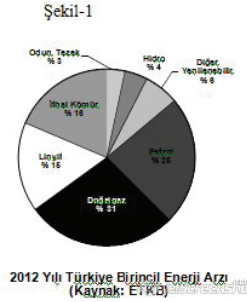
–Yatırımlarla gerçekleştirilen faaliyetlerle ortaya çıkan keşifler, bunun sonucunda mal varlığı olarak rezervler, sektörün aktörlerinin üretim miktarları ortaya konulmaya çalışılmıştır.

Sonuç olarak; bu bildiri ile kalkınma planı kapsamında yerli enerji kaynaklarına dayalı üretim programı eylem planının uygulanabilirliği / gerçekleşmesi şartlarının neler olabileceği ile 2013 – 2014 sürecindeki petrol arama üretim sektörü yatırımlarının iklim ortamı, muhtemel gelişmeleri, sorunları ve çözüm önerilerinin ortaya konulması amaçlanmıştır.

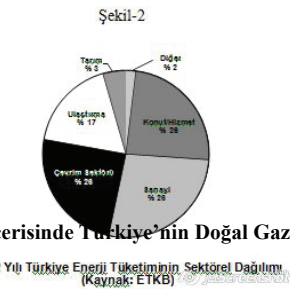
#### KAYNAKLAR:

1. TPAO 2013 Yıllık Raporu ve Ham Petrol ve Doğalgaz Sektör Raporu, Mayıs 2014, <http://www.tpa.gov.tr>
2. A. Uğur GÖNÜLLÜ, Türkiye 19. Uluslararası Petrol ve Doğalgaz Kongre ve Sergisi, 15-17 Mayıs 2013, Ankara, "Türkiye'de Petrol ve Doğalgaz Arama ve Üretim Yatırımlarının Kamu ve Doğrudan Yabancı Yatırımcı (DYY) Kapsamında (Yerli ve Yabancı Şirketler Açısından) İncelenmesi"
3. Onuncu Kalkınma Planı (2014 - 2018) Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı KASIM 2014 <http://www.etkb.gov.tr>
4. ENERJİ RAPORU 2013, ANKARA, DEK-TMK YAYINI

#### 2012 Yılı Türkiye Birincil Enerji Arzı (Kaynak ETKB)



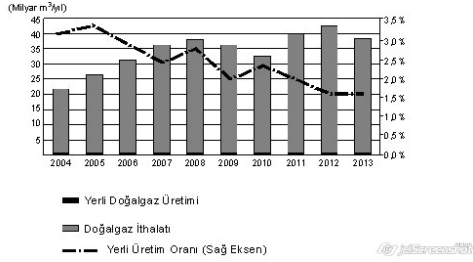
#### 2012 Yılı Türkiye enerji Tüketiminin Sektörel Dağılımı (Kaynak ETKB)



#### Son 10 Yıl İçerisinde Türkiye'nin Doğal Gaz Arzı ve

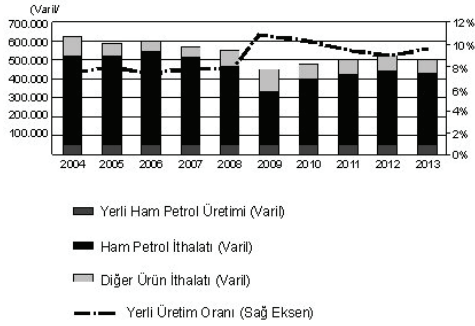
## Yerli Üretim Oranları (m3 / yıl)

Şekil-4



## Son 10 Yıl İçerisinde Türkiye'nin Ham Petrol Arzı ve Yerli Üretim Oranları (varil / gün)

Şekil-3



## Son 10 Yıl İçerisinde Türkiye'nin Ham Petrol Arzı ve Yerli Üretim Oranları (varil / gün)

## Performans Göstergeleri

Gösterge Adı	Mevcut	2014	2015	2016	2017	2018
Yerli Kömürden Elektrik Üretim	32	43	54	57	57	57
Petrol ve doğal gaz üretim	72.000	91.200	99.800	111.700	112.100	121.600
Hidrolik Enerjiden Elektrik	59	66	74	80	86	91
Yenilenebilir kaynaklardan sağlanan elektrik üretim miktarı (Rüzgar, güneş, jeotermal ve biyokütle) (TWh)	10	13	16	20	24	29
Doğal gaz depolama ve geri üretim miktarı						
Toplam depolama kapasitesi	2.7	2.7	2.8	2.8	3.3	4.8
Toplam geri üretim kapasitesi	20	20	25	25	45	95
Hidrokarbon aramacılığında kullanılan makine teçhizatı yerlilik oranı (%)	6	6	6	7	10	18



# Avrupa'nın Doğalgaz Tedarikinde Türkiye'nin Köprü Rolü



## Hasan Yıldızhan

Mustafa Kemal Üniversitesi, Teknoloji Fakültesi, Enerji Sistemleri Mühendisliği

Türkiye coğrafi konumu sayesinde doğal gaz rezervlerinin dörtte üçüne sahip bölge ülkeleriyle, Avrupa'daki tüketici pazarları arasında stratejik bir konuma sahiptir. Bu durumda Türkiye'ye enerji güvenliği bağlamında fırsatlar sağlamaktadır. Ayrıca doğalgaza bağımlı olan Avrupa ülkeleri, orta doğu ve Kafkasya'daki zengin doğalgazı temin etmek istemektedirler. Üretici ülkeler de Avrupa pazarına ulaşmanın arayışı içerisindeyler. Arz ve talebin güçlü olduğu doğalgaz pazarındaki bu durum birçok projeye Türkiye'nin ismini öne çıkarmaktadır [1]. Diğer taraftan Avrupa enerji temininde çeşitliliği sağlamak istemektedir; Çünkü doğalgaza bağımlı olan Avrupa Ülkeleri ihtiyaçlarının büyük bir kısmını Rusya'dan sağlamaktadır. Rusya'ya olan bağımlılıklarını azaltmak için Avrupa ülkeleri doğalgaz temininde çeşitliliği sağlamak istemektedirler. Bu bağlamda ilk akla gelen ülke kuşkusuz Türkiye'dir.

Şu anda Kafkasya'daki doğalgazın Avrupa'daki ülkelere ulaştırılması noktasında Türkiye ile Azerbaycan arasında somutlaştırılmış projeler vardır. Bu projeler birbirlerine bağlı olarak devam eden TANAP ve TAP projeleridir. TANAP projesi; Hazar Bölgesi'nde üretilen doğal gazın Türkiye üzerinden Avrupa'daki tüketicilere ulaştırılması amacıyla 26 Haziran 2012 tarihinde Türkiye ile Azerbaycan Hükümetleri arasında imzalanan Trans-Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı (TANAP) anlaşmasıdır [2]. Trans-Adriyatik Boru Hattı (TAP) Projesi ise TANAP Projesi vasıtasıyla Türkiye'ye gelecek olan Azeri gazının Avrupa'ya sevk edilmesini sağlamaktır. Bununla birlikte Türkmenistan ve İran doğalgaz hatlarının TANAP ve TAP projeleri üzerinden Avrupa'ya ulaştırılması gündemdedir. Bu bağlamda Türkmenistan ve İran hükümetleri TANAP hattı üzerinden Avrupa'ya doğalgaz satabileceklerini bildirmişlerdir [3].

Avrupa'daki tüketici ülkelere, somut adımları atılan söz konusu TANAP ve TAP Projeleri dışında, Türkiye; Irak, Doğu Akdeniz ve Rusya gibi farklı doğal gaz kaynak ülke ve bölgelerden doğal gaz tedarik etmek üzere farklı projelerde gündemdedir. Türk akımı olarak adlandırılan Rusya doğalgazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya pazarlanması projesiyle Türkiye ve Rusya tarafından mutabık varılmıştır. Irak doğalgazının Avrupa'ya ulaştırılması noktasında bölgesel kuzey Irak hükümeti ile doğalgaz antlaşması yapılmıştır. Ayrıca İsrail doğalgazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya nakli konusu da gündemdedir. Fakat Türkiye ile İsrail arasında siyasi sorunlar bu projenin kısa vadede gerçekleşmesini zorlaştırmıştır.

Sonuç olarak: Önümüzdeki süreçlerde Türkiye'nin "köprü" konumu iyice belirginleşecek. Irak ve Azerbaycan doğalgazı Türkiye üzerinden Avrupa'ya akmaya başlayacaktır. Rusya ve İsrail projeleri de gerçekleşirse Avrupa'nın doğalgaz ihtiyacı önemli ölçüde Türkiye üzerinden geçecek boru hatlarıyla karşılanmış olacaktır.

## KAYNAKLAR

- 1- [http://www.mfa.gov.tr/turkiye\\_nin-enerji-stratejisi.tr.mfa](http://www.mfa.gov.tr/turkiye_nin-enerji-stratejisi.tr.mfa)
- 2- <http://www.tpao.gov.tr/tp5/docs/rapor/2013-YILI-HAM-PETROL-VE-DOGAL-GAZ-SEKTOR-RAPORU.pdf>
- 3- <http://www.al-monitor.com/pulse/tr/originals/2014/12/turkey-russia-natural-gas-blue-stream-tanap.html#>

# Evaluation of Azerbaijan Gas Supply Potential & Related Infrastructures for EU & TR Energy Security Issues



**Oğuzhan Akyener**

Türkiye Enerji Stratejileri ve Politikaları Araştırma Merkezi

---

Due to increasing demand, gas supply is one of the most strategic energy security issues for huge importers. Caspian region -where important gas supply potentials exist- has always been directly related to the huge importers' energy security issues, such as EU and Turkey.

As an important gas supplier country located in western Caspian Region, Azerbaijan and her future gas supplies become more important for the importers mentioned above. Consequently, these importers are forming alliances together with long term plans and developing new projects to import the gas resources from Azerbaijan. As a result of this alliance, politically named: "southern gas corridor" is continuing to be developed. In the concept of southern gas corridor, transportation of the Azerbaijan gas resources to TR & EU, SCPX-TANAP-TAP and related infrastructures are decided to be constructed.

In this study, after a short outlook into the Azerbaijan gas supply potential and gas market, the importance of this potential for European and Turkish energy markets will be described by underpinning the annual demand values. Since southern gas corridor is a long term target, 2050 Azerbaijan gas supply potential (in huge gas projects base) and TR & EU demand potentials will be estimated. In addition to these supply-demand estimations, related infrastructures will be analyzed.

# Strategic Approaches to Unconventional Resources to Meet the Turkish Energy Demand



**Oğuzhan Akyener, Necdet Karakurt**

Türkiye Enerji Stratejileri ve Politikaları Araştırma Merkezi

Increasing demand in energy makes the world revolve around it. Major oil companies have been researching all around the world as to increase reserve and production. What could we do to find more reserves? Thinking backwards is a way to discover new methodology and new technology to associate with. That is how unconventional methods stepped in to petroleum industry. As it is known, conventional methods are only able to extract oil from reservoirs with fair enough permeability. Unconventional methods focus on those reservoirs and or source rocks within the range from little down to micron level permeability.

What is challenging when we consider unconventional production? As known, associated technology depends on horizontally drilled wells and fracturing the rock to suck hydrocarbons out to surface. Once the horizontal wells are drilled, water is injected by powerful pumps to crack the rock. Sand is a necessity to keep the cracks open and some chemical additives provides stability of the cracks to efficiently remove water and gas out, they also prevent bacteria growth. The amount of injected water, sand and additives play a key role since millions of tons of water and hundred thousands of tons of associated sand and additives are used in the hydraulic fracturing process. At this point two main concerns should be addressed. First, the waste water that is pumped out during production requires high attention due to the chemicals it contains. The chemicals pose serious threats to human health and have to be handled carefully. It could be either recycled for use in another fracking procedure or injected into a sealed reservoir to be sensitive to the environment. To define impermeable zones, which will trap re-injected waste water, a thorough stratigraphic evaluation has to be achieved successfully. A leaking disposal formation is unwanted as it is certainly undesired to see those wastes pollute our environment. Second, it has been reported also that there has been an increase in the seismic events in those areas where unconventional technology is used. Tactfully, cracking the rock happens to affect natural balance and causes to stimulate more earthquakes. That information points out that location for unconventional wells have to be chosen far from active fault systems as fracturing might trigger earthquakes with higher magnitude.

As we elaborate Turkey's energy supplies, demands and politics regarding the subject, we might try to answer a couple of questions as follows: How much of unconventional potential Turkey has? Or can Turkey double its proven reserves by this methodology? Answers are not complicated as one might think. Known facts about unconventional studies suggest that they require using a unique but expensive technology

and raise important environmental concerns that might slightly change our lives. A few companies worldwide have the technology required for unconventional hydrocarbon production. Turkey has to pay for the expensive technology for its unconventional reserves. On the other hand, information regarding source rocks of Turkey is still questionable and poorly defined. Suitable source rocks need to be examined thoroughly as in thickness and areal extent before going too deep into unconventional business. As a result, Turkey has to carefully examine and properly define its unconventional resources before thinking that unconventional methods are the solution to ease high costs of energy import.

In this study, we share brief information from a technical window regarding global unconventional energy practices, how it affects the market, how it shapes Turkey's energy policies and further on if Turkey have enough reserves to cover its energy demands. Analysis of the technology used and its economic aspects will certainly point out how Turkey's unconventional future will change its energy supply and security chain.

# Enerjide Dışa Bağımlılık ve Türkiye'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikaları



**Oğuzhan Türkyılmaz**

TMMOB Makina Mühendisleri Odası, Enerji Çalışma Grubu Başkanı

Bildiride, enerjide dışa bağımlılık, artan enerji hammadeleri ithalatı, doğal gaz temin ve tüketim politikaları, elektrik üretiminde doğal gazın ağırlığı konuları irdelemekte ve temin ve tüketimle ilgili öneriler paylaşılmaktadır.

The paper discusses dependency on imported energy raw materials, increasing energy import bills, natural gas procurment and consumption policies, dominant role of natural gas in power generation and shares proposals regarding procurment and consumption policies of natural gas.

## 1. ENERJİDE DİŞA BAĞIMLILIK

2014 Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığın devam ettiği bir yıl oldu. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın (ETKB) açıkladığı 2013 birincil enerji verilerine göre, 2013'de birincil enerji tüketimi %0,6 geriledi, ithal kaynakların oranı 2012'de %71,5 iken, 2013'de %73,5'a yükseldi. 2013'te yerli kaynakların birincil enerji tüketimindeki payı %26,5 oldu. Önümüzdeki yıllarda bu oranın artarak bir yana daha da düşmesi söz konusudur.

Şekil 1'de de görüleceği üzere, 1990'dan 2013'e birincil enerji talebi %127,39, ithalat %211,62 artarken; yerli üretimdeki artış %24,78 ile sınırlı kalmıştır.

Tablo 1: Türkiye Genel Enerji Dengesi (1990–2013)  
Kaynak: ETKB

## 2. ENERJİ HAMMADDELERİ İTHALATINDA NEREDEYİZ?

TMMOB Maden Mühendisleri Odası'ndan çalışma arkadaşımız Dr. Nejat Tamzok'un makalelerinde yer alan konuyla ilgili saptamaları önemlidir.

“Tükettiği enerjinin yaklaşık dörtte üçünü dışarıdan ithal eden Türkiye, enerjide dışa bağımlılığın en yüksek olduğu birkaç ülke arasında yer alıyor.

2013 yılı net ithalat rakamları dikkate alındığında; Doğal gaz ithalatında Dünya beşincisi.

Petrol ithalatında Dünya on üçüncüsü.

Kömür ithalatında Dünya sekizincisi.

Petrol koku ithalatında Dünya dördüncüsü.

Son toplamda ise Türkiye'nin Dünya “net enerji ithalatı” ligindeki sıralaması on birincilik. Birincil enerji tüketiminin yaklaşık yüzde 64'ünü toplam 10 ülkeden, yüzde 43'ünü sadece 3 ülkeden

ve yüzde 27'sini ise tek bir ülkeden tedarik etmekte.

Enerji arz güvenliği bakımından oldukça sorunlu bir tablo. Dahası, enerjide dışa bağımlılık oranı her yıl biraz daha artmakta. Yerli kaynak üretiminde ciddi bir atılım yapılamadığı takdirde, söz konusu bağımlılığın önümüzdeki dönemlerde hızla yüzde 80'lerin üzerine çıkması son derece muhtemel.” ([http://enerjigunlugu.net/petrol-dustu-diye-buyur-muyuz\\_11892.html](http://enerjigunlugu.net/petrol-dustu-diye-buyur-muyuz_11892.html))

Tablo 2: Türkiye Enerji İthalatında Dünyada Kaçınıcı Sırada?

Kaynak: Dr. Nejat Tamzok

[http://enerjigunlugu.net/turkiye-enerji-ithalatinda-kacinci\\_10228.html#.VLt4g0esVkm](http://enerjigunlugu.net/turkiye-enerji-ithalatinda-kacinci_10228.html#.VLt4g0esVkm)

Yukarıdaki tablo, Türkiye'nin fosil yakıtlarda dünyanın önde gelen ithalatçılarından biri olduğunu ortaya koymaktadır.

Dr. Nejat Tamzok'un makalelerinde yer alan konuyla ilgili saptamaları önemlidir.

90'lı yılların başında 4,5 milyon ton düzeyini gördükten sonra her yıl biraz daha gerileyen petrol üretimi, 2000 yılı sonrasında da bu eğilimini sürdürdü. En son 2013 yılında 2,4 milyon ton olarak gerçekleşti. Petrol üretimindeki gerileme, 2000 yılına göre yaklaşık yüzde 14 oranında.” 2014 üretim rakamı tahmini olan 2,4 milyon ton, bu eğilimin devam ettiğini gösteriyor.

“Türkiye, 2000 yılında petrol tüketiminin yüzde 9'unu yerli üretimle karşılıyordu.

2013 yılında bu oran yüzde 7,3'e düştü. Doğal gaza gelince...

Aslında, 2000 yılında 640 milyon m<sup>3</sup> olan doğal gaz üretimi 2008 yılında 1 milyar m<sup>3</sup> düzeyine kadar arttırılabildi. Ancak, daha sonra gerilemeye başlayan üretim 2013 yılında ancak 540 milyon m<sup>3</sup> olarak gerçekleştirilebildi.” 2014 üretiminin ise 500 milyon m<sup>3</sup>'e ulaşamayabileceği tahmin ediliyor.

“Doğal gaz tüketiminin sadece yüzde 1,2'sini yerli üretimle karşılayabilen Türkiye'nin doğal gaz üretimi,

bu dönemde de ihmal edilebilir boyutları aşabilmiş değil.

Şekil 1. Türkiye Enerji Tüketiminde Kaynak Payları  
Kaynak: Dr. Nejat Tamzok, [http://enerjigunlugu.net/enerjide-yerli-kaynak-sorunu-1\\_11123.html](http://enerjigunlugu.net/enerjide-yerli-kaynak-sorunu-1_11123.html)

Tablo 3:Türkiye Enerji Ham Maddeleri İthalatı (2009-2012)

2013'te enerji maddeleri ithalatı, 60 milyar dolara ulaştığı 2012'ye göre gerilemiş ve 55,9 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir. Bu gerileme, bu sene de sürmüş ve 31.01.2015 tarihli AA haberine göre enerji ham maddeleri ithalatı 2014'te, 2013'e göre % 1,8 azalmış ve 54,9 milyar dolar olmuştur. Her ne kadar, Orta Vadeli Program, 2015–2017 dönemi için yıllık ortalama 60 milyar dolar ithalat bedeli öngörmüş ise de, son haftalarda düşen petrol fiyatlarının etkisiyle, 2015 için biraz daha düşük tutarda bir ithalat yükü söz konusu olabilir.

### 3.DOĞAL GAZ TÜKETİMİNDE EN BÜYÜK PAY ELEKTRİK ÜRETİMİNDE

Türkiye'nin doğal gaz ithalatı 2014'de 48 milyar m<sup>3</sup> ulaşmıştır.EPDK 2015 için 50,9 milyar tüketim tahmini yapmaktadır.

2013'de doğal gazın sektörel tüketim oranları Tablo 4'de verilmiştir.2013'de, doğal gazın %45,82'si elektrik üretiminde kullanılmıştır.Diğer tarafta, elektrkş üretimiminin 2013'de %43,8', 2014'de %48.3'ü doğal gaz yakıtlı santrallarda üretilmiştir.

Tablo 4:Doğal Gazın Sektörel Tüketimleri(2013)

### 4.DOĞAL GAZ YAKITLI SANTRALLAR

2014 sonu itibariyle doğal gaz yakıtlı santralların kurulu gücü 21.476,1 MW'tır. Doğal gazda lisans alıp, yatırımlarını süren santralların kurulu gücü de, 15.897,44 MW'tır. İnceleme-değerlendirme ve aşamasındaki santralların kurulu gücü ise 9.999,06 MW'tır. Lisans iptali için başvuran toplam 9.692,06 MW güçteki projelerin mevcut lisanslı proje stokundan düşülmüş-düşülmediği bilinmemektedir. Eğer düşülmüş ise, durum daha da vahimdir. Düşülmediği varsayılp, düşülse bile, proje stoku 16.204,44 MW'a ulaşabilecektir. Daha önceleri bu proje stokunun abartılı olduğunu söyleyen uzmanlar ve TEİAŞ, gerçekleştirilebilir kurulu güç tahminini, bugün 3.800 MW'a çekmiştir. Projelerin ancak %23,4'ünün gerçekleştirilebileceğinin öngörülmesi, plansızlığın boyutlarını ortaya koymaktadır.

Bir kabule göre 16.204,44 MW, başka bir kabule göre, 25.896,50 MW'a varan proje stoku her durumda abartılı ve sorunludur.Yeni doğal gaz santral projelerinin yalnızca yarısının gerçekleşmesi halinde

bile, gaz santrallarının kurulu güç kapasiteleri toplamı 30.000 MW'a ulaşacak ve doğal gazlı santralların gereksineceği yıllık gaz ihtiyacı toplamı yaklaşık 40 milyar m<sup>3</sup>'ü aşabilecektir. Bu miktar 2014 ülke toplam gaz tüketiminin %83'ünden fazladır. Doğal gazı dayalı hiçbir yeni projeye lisans verilmemesi ve lisans alan projelerden yalnızca gerçekleşme oranı %10'un üzerinde olanların devreye girmesi halinde ise, toplam kurulu güç 26.790 MW'ye ulaşabilecektir. Bu durumda dahi, kurulacak yeni doğal gaz yakıtlı elektrik üretim santrallarının; ek 7-8 milyar m<sup>3</sup> gaz ihtiyaçlarının, hangi ülkeden, hangi anlaşmalarla, hangi boru hatlarıyla ve/veya LNG anlaşmalarıyla temin edileceği belirsizdir. Gaz üretici ülke ve kuruluşlardan; gerek boru hattı, gerekse LNG olarak ithal edilecek ilave gaz arzının ülke içindeki tüketim noktalarına ulaştırılabilmesi için; iletim şebekesinde yapılması gereken yatırımların; (yeni kompresör istasyonları, yeni basınç düşürme ve ölçüm istasyonları, yeni loop hatları vb.) hangi zaman aralıklarında, nerelerde, nasıl ve kimin eliyle gerçekleştirilebileceği soruları da yanıtıdır.

### 5.NE YAPMALI?

1.Enerjiden yararlanmak modern çağın gereği ve temel bir haktır. Bu nedenle, doğal gazın tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve güvenilir bir şekilde sunulması; temel bir enerji politikası olmalıdır.

2. Doğal gazın konutlarda ve sanayide kullanımının yaygınlaşmasının yanı sıra, yeni tesis edilecek santrallerde yakıt olarak kullanılmasyla, talebinin daha da artacağı tahmin edilmektedir. Doğal gaz tüketim artışındaki en büyük etken, elektrik enerjisi üretiminin yaygın bir biçimde doğal gazı dayandırılmasıdır. Oysa dışa bağımlı yakıt miktarı ve enerji arz güvenliği riski düşürülmeli, doğal gaz ve ithal kömür dış alımı azaltılmalıdır. Elektrik üretimi içinde doğal gazın payı bugünkü % 48'lerden kademeli olarak önce % 40'lara, daha sonra % 30'lara ve nihai olarak % 25'ler düzeyine mutlaka düşürülmelidir. Elektrik üretiminde yerli kömür ve hidroliğin paylarının % 25'er, doğal gazın payının % 25, ithal kömürün payının en çok % 5, rüzgar-jeotermal-güneş-biyoyakıt-vb. yenilenebilir enerji kaynaklarının payının en az % 20 olmasını hedefleyen politikalar uygulanmalıdır. Uzun vadede ise, fosil kaynakların payının daha da azaltılması ve elektrik üretiminin büyük ağırlığının yenilenebilir enerji kaynaklarına dayandırılması ve nihai hedef olarak yalnızca yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı amaçlanmalıdır.

3. Enerjide dışa bağımlılığı daha da arttıracak olan yeni doğal gaz santral projelerine lisans verilmemelidir. Lisans alan projelerden yükümlülüklerini yerine getirmeyenlerin lisansları iptal edilmelidir.

4. Yurt içi doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerinin yoğunlaşmasının gereği açıktır.Yerli doğal gaz üretimini de mutlaka arttırması gerekmektedir. Bu noktada, karasal alanların yanı sıra, denizlerdeki aramalara

mutlaka hız verilmelidir. Bir “master plan” dahilinde, ülke karasında ve denizlerinde arama seferberliğine girilmiştir.

5. Avrupa ve diğer tüketim noktaları için arz güzergahı olan ülkemizin, gerek kendi ihtiyaçları, gerekse diğer ülkeler ihtiyaçlarının karşılanması yönünden bir doğal gaz ticaret merkezi olma potansiyeli de bulunmaktadır. Bu doğrultuda, Türkiye'nin kuzey, doğu ve güneyindeki yakın/uzak komşularında bulunan doğal gaz kaynaklarının; Türkiye ve Avrupa pazarına ulaşabilmesi için bir merkez olması hedeflenmeli, bu amaca yönelik olarak arz güvenliğini, fiyat istikrarını ve arz kaynaklarının rekabetini gerçekleştirmeye yönelik adımlar atılmalıdır.

6. Yabancı ve ulusötesi şirketlere verilecek boru hattı tesis ve işletme hakları, ileride ülkenin egemenliğine müdahale nedenlerini de doğurabilir. Bu nedenle, ülkemizin egemenlik haklarını ve iletimdeki BOTAŞ tekelini zaafa uğrattıkça olan hiçbir uluslararası projeye izin verilmemelidir, TANAP, TURANG vb. projeler yeniden ele alınmalıdır. BOTAŞ ortak da olsa, başka bir devlete, o devletin ulusal ve çokuluslu kurumlarına ve ulus ötesi şirketlere, ülke toprakları üzerinde boru hattı tesis ve işletme hakkı verilmemelidir. Başka ülkelerdeki üreticilerin gaz ve petrolü, ülke çıkarlarına uygun olması ve ETKB ve BOTAŞ'ın uygun görmesi halinde, taşıma ücreti karşılığında mevcut ulusal gaz ve boru şebekesi üzerinden taşınabilir. Ancak Türkiye, taşınacak gaz ve petrolün kayda değer bir bölümünü de tercihli ticari şartlarda satın alma ve ulusal ihtiyaçların karşılanmasında kullanmanın yanı sıra ihraç etme imkanına da sahip olmalıdır.

Bu yaklaşımla, Rusya'nın deniz dibinde daha uzun metrajda boru döşemesini öngören, yüksek maliyetli Güney Akım Hattı ve Trakya çıkışı “Türk Akımı” boru hattı projeleri yerine Mavi Akım Boru Hattı Karadeniz Geçişine paralel hatlarla yeni kapasiteler eklemesi ve fazla gaz arzını BOTAŞ'ın ulusal iletim şebekesi üzerinden, Yunanistan vb. ihraç pazarlarına iletmek de söz konusu olabilir.

7. Doğal gazla ilgili kurumlar çalışmalarında şeffaflaşmalı, bilgilerin yaygınlaşması, herkesçe erişilebilir ve kullanılabilir olması sağlanmalıdır. Doğal gaz temin politikalarının belirlenmesinde kapalı kapılar ardındaki gizli diplomasi yerine, ilgili tüm kesimlerin katılacağı ulusal strateji belirlenmesi çabalarına ağırlık verilmelidir. İthal edilen ve dışa bağımlı bir enerji kaynağı olan doğal gazın sektörel kullanım öncelikleri tartışmaya açılmalıdır.

8. Doğal gazla ilgili uygulama esaslarının belirlenmesinde ETKB ve Enerji Piyasası Kurumu'nun çalışmalarına meslek odalarının düzenli katkısı sağlanmalıdır.

9. Çağdaş bir enerji kaynağı olarak doğal gazı kullanmak da kamusal bir haktır ve kentsel dağıtım hizmetleri özel şirketler eliyle verilebilir de, kamusal bir hizmettir. Doğal gaz sistemi de, ülke girişlerindeki ölçüm istasyonları, iletim ve dağıtım şebekeleri, bu şebekelerdeki kompresör istasyonları, basınç düşürme ve ölçüm istasyonları, pig istasyonları, vana grupları vb. birçok bileşenden oluşur. Bu faaliyetlerde bir planlama, eşgüdüm ve denetim zorunludur. Sistemin parçalar haline bölünmesi, her bir parçanın, ithalat, iletim, toptan satış, dağıtım, depolama vb. faaliyetler üzerinden özelleştirilmesi ve çok sayıda özel şirket eliyle gerçekleştirilmesi de, eşgüdümü zorlaştıracak ve planlamayı güçleştirecektir.

10. Ülkemizde hidrokarbon esaslı enerji kaynaklarında arz güvenliğini sağlamak ve sahip olduğu jeopolitik üstünlükleri, ülke, kamu ve halk çıkarları doğrultusunda kullanabilecek güçlü bir kamu enerji şirketine ihtiyaç bulunmaktadır. Enerji oyununda seyirci değil oyuncu olabilmek için; kısa, orta ve uzun vadeli stratejik karar ve uygulamalara ve bu uygulamaların dayandırıldığı uzun vadeli bir enerji politikasına ihtiyaç vardır.

11. Tüm dünyada petrol ve doğal gazın yapısı gereği birbirleriyle ayrılmaz bütünlüğü; arama ve üretimden, iletim ve tüketiciye, ulaşmada petrol ve doğal gazın değer zincirindeki halkalarının ayrılmaz olduğu göz önüne alınmalı ve dünyanın birçok ülkesinde olduğu gibi ülkemizde de, petrol ve doğal gaz arama, üretim, rafinaj, iletim, dağıtım ve satış faaliyetleri dikey bütünlüğe sahip yapıda sürdürülmelidir. BOTAŞ ve TPAO'yu bölme, küçültme ve özelleştirme niyet ve planlarından vaz geçilmelidir. Sektörde yeni bir kamusal organizasyon öngörülmesi, TPAO ve BOTAŞ'ı da bünyesine alacak TPDK, Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu kurulmalıdır.

Bu Kurum faaliyetleri itibarıyla:

- Yurt içi ve dışında petrol ve doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerini,

- Petrol ve doğal gaz iletim hatları tesis ve işletme faaliyetlerini,
- Petrol rafinerileri kurma ve işletme faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz uygulamaları için mühendislik ve müşavirlik faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz teknolojileri araştırma, geliştirme faaliyetlerini,
- Petrol ve doğal gaz ticaret, ithalat, ihracat, toptan satış ve dağıtım faaliyetlerini,
- LNG terminalleri tesis ve işletme faaliyetlerini,
- Yer altı doğal gaz depolama kurma ve işletme faaliyetlerini,
- Petrol depolama tesisleri kurma ve işletme faaliyetlerini, gerçekleştirmeye uygun bir yapıda kurulmalı ve bünyesinde bu faaliyetlerin her birini gerçekleştirebilecek kurumsal organizasyonlar içermelidir.

Arz güvenliği açısından iletimin kamu tekelinde olmasının yanı sıra, ithalat ve depolamada da; kamunun ciddi bir ağırlığı olması gerekir. İletim, ithalat, toptan satış, LNG gazlaştırma ve depolama alanlarında faaliyet gösterecek BOTAS'ın esaslı kamu şirketleri, kurulması önerilen Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu bünyesinde faaliyet göstermelidir.

12. Oluşturulacak Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu, çalışanların yönetim ve denetimde söz ve karar sahibi olacağı bir yapıda, kamu bünyesinde idari ve mali açıdan özerk, faaliyetleri şeffaf ve kamusal denetime açık bir kurum olmalı ve gündelik siyasi çekişmelerden etkilenmeyecek, liyakat sahibi kamu yöneticileri tarafından yönetilmelidir.

13. Doğal gaz ithalat kısıtlamaları kaldırılmalı ve BOTAS'ın mevcut doğal gaz sözleşmelerinin özel kuruluşlara devri yönündeki ısrarlı dayatmalara son verilmelidir. BOTAS'ın yeni doğal gaz dış alım anlaşması yapmasının yasaklanmasına karşın doğal gaz alım sözleşmelerinin hazırlık süreçlerinin zaman aldığı ve sona ererek sözleşmeler nedeniyle, önümüzdeki yıllarda arz açığı oluşması ihtimali göze alınarak, uygulanan doğal gaz ithalat yasağı son bulmalı, BOTAS'a ve talepte bulunan diğer kuruluşlara yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapma ve ithalat hakkı verilmelidir.

14. Mevcut doğal gaz alım sözleşmeleri "takrir-i müzakere" konusu yapılmalı, anlaşmalarda fiyat iyileştirmeleri hedeflenmeli, alınmayan gazın bedelinin ödenmesine cevaz veren, gazın üçüncü ülkelere satılmasını önleyen hükümler iptal edilmelidir.

15. Gaz ihracatçısı kuruluşlarla yapılacak ayrı ticari anlaşmalarla satın alınan gaz bedellerinin mal ve hizmet ihracıyla ödenmesi sağlanmalıdır.

16. Gaz teslimatlarında ihracatçı ülkelere kaynaklanan eksiklikler ve aksamalar tazminat konusu olmalıdır.

17. Türkiye 2013 yılında 45,1 milyar metreküp gaz ithal etmiştir. Az sayıda ülkeye aşırı bağımlılık, Rusya Federasyonu (%58), İran (%19), ekonomik açıdan olduğu kadar, ulusal güvenlik açısından da sağlıklı bir durum değildir. Doğal gazda Rusya'ya ve İran'a bağımlılığın azaltılmasına yönelik çalışmalar yürütülmelidir. Türkiye, mutlaka çeşitli kaynak ülkeler arasında daha dengeli bir ithalat oranı sağlamak durumundadır. Güvenilir yeni kaynaklardan arz çeşitlendirilmesi sağlanmalıdır. Türkmenistan'dan ülkemize doğru boru hattı tesisi çalışmaları tekrar gündeme alınmalıdır. Doğal gaz ithal edilecek ülkelere Irak'ın eklenmesine çalışılmalıdır. TPAO eliyle Türkmenistan, Kazakistan, Özbekistan, İran, Irak, Katar vb. ülkelerle ortak arama ve üretim anlaşmaları yapılmalıdır. Bu amaçla TPAO'ya gerekli siyasi, ekonomik destek verilmelidir.

18. ETKB tarafından arz güvenliği için gerekli önlemler alınmalı ve kriz durumları için

uygulanabilir acil eylem planları hazırlanmalıdır.

19. Arz güvenliği ve fiyat istikrarı açısından artan doğal gaz tüketimine paralel olarak depolama kapasitesinin artırılması zorunludur. Bu projelerin fizibilite çalışmaları ve yatırım finansmanını bulmak uzun zaman aldığından; acilen yeni yer altı depolama projeleri çalışmalarına başlanması gerekmektedir. Tuz Gölü Depolama Tesislerinin Projesi'nde yapım çalışmaları hızlandırılmalı, TPAO'nun Silivri Depolama Tesisi'nin kapasite artırımı imkanlarının artırılmasını öngören çalışmalarına gerekli finansman desteği verilmeli ve yatırım hızlandırılmalıdır. Ülkemizde çeşitli derinliklerde tuz yatakları mevcuttur. Bu yatakların, bir yandan tuz ve diğer sanayi mamulleri üretme amaçlı entegre projelerinin yapılması ve ardından da, gaz ve/veya sıvı yakıt deposu olarak kullanılabilirliği mümkündür. Bu konunun uzman kadrolar tarafından ele alınması ve tüm ülke ölçeğinde projelendirilerek, bir plan dahilinde TPAO tarafından devreye alınması yararlı görülmektedir.

20. Temel bir ihtiyaç olan doğal gaz fiyatları üzerindeki % 18 KDV % 1'e düşürülmeli, ÖTV kaldırılmalı ve ÖTV'den de KDV alınması uygulaması son bulmalıdır.

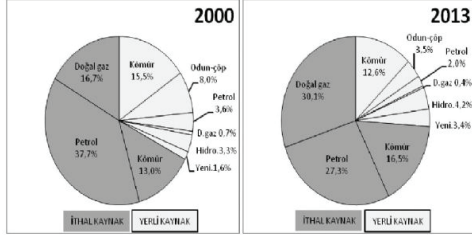
21. Doğal gaz brülörlerinin, kontrol ekipmanlarının, basınç düşürme istasyonları, filtre, ısıtıcı vb. ekipmanları, kompresör istasyonlarının yerli imalatı teşvik edilmeli, geliştirilmeli ve standartlaşma sağlanmalıdır.

22. Doğal gaz yakıtlı enerji santrallerinin tasarımı, yurt içinde yerli mühendislik kuruluşları eliyle yapılmalıdır. Bu santrallerin makine ve ekipmanlarının yurt içinde üretimine yönelik olarak araştırma kurumları, üniversiteler ve sanayi kesiminin katılımıyla gerekli AR-GE çalışmaları yapılmalı ve belirli bir plan dahilinde yerli üretim hedeflenmelidir.

23. Doğal gazla ilişkin "Acil Durum Planı"nın hazırlanışı ve uygulamasına dair hükümler yasal düzenlemelerde yer almalı, buna dair Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda bir yapılanma tanımlanmalıdır.

24. Doğal gaz iletim şebekesinde gerek ülke gaz ihtiyacının karşılanmasında arz güvenliğini sağlamak için, gerekse üçüncü ülkelere temin edilecek gazın Avrupa ve diğer ihrac pazarlarına taşıma ve ihrac edebilmek için, BOTAS'ın eliyle, mülkiyeti ve işletilmesi BOTAS'ta olacak şekilde, yeni boru hatları, yeni loop hatları, kompresör istasyonları inşa edilerek, iletim şebekesinin kapasitesi artırılmalıdır.

Şekil 1. Türkiye Enerji Tüketiminde Kaynak Payları



Tablo 4:Doğal Gazın Sektörel Tüketimleri(2013)

SEKTÖR	MİKTAR	PAY (%)
Dönüştürme/Çevrim	21.053	% 45,82
Sanayi	8.621	% 18,75
DSB	2.907	% 6,33
Konut	9.540	% 20,75
Enerji	591	% 1,29
Ulaşım	88	% 0,19
Hizmet	3.035	% 6,60
Diğer	77	% 0,17
Kayıplar	6	% 0,1
<b>TOPLAM</b>	<b>45.918</b>	<b>100</b>

Kaynak: EPDK

Tablo 1: Türkiye Genel Enerji Dengesi (1990–2013)

	1990	2013	Değişim
Toplam Enerji Talebi (milyon tpe)	52,9	120,29	↑ %127,39 ↑
Toplam Yerli Üretim (milyon tpe)	25,6	31,94	↑ %24,78 ↑
Toplam Enerji İthalatı (milyon tpe)	30,9	96,29	↑ %211,62↑
Yerli Üretim Talebi Karşılama Oranı	% 48	% 28,5	↓ - %40,63 ↓

Tablo 2: Türkiye Enerji İthalatında Dünyada Kaçınca Sırada?

KAYNAK	İTHALAT MİKTARI	DÜNYADA KAÇINCISI SIRADAYIZ
DOĞAL GAZ	45 MİLYAR M3	5.
PETROL	35 MİLYON TON	13.
KÖMÜR	30 MİLYON TON	8.
PETRO KOK	4 MİLYON TON	4.

Tablo 3:Türkiye Enerji Ham Maddeleri İthalatı (2009-2012)

Türkiye Enerji Ham Maddeleri İthalatı (2009 – 2012)		2009	2010	2011	2012
Ham Petrol ve Petrol Ürünleri	14,9	20,6	29,2	31,5	
Doğal Gaz	11,6	14,1	20,2	23,2	
Teş Kömürü	3,1	3,3	4,1	4,6	
Toplam Enerji Girdileri İthalatı	29,9	38,5	54,1	60,1	
Türkiye Toplam İthalatı	140,9	185,5	240,9	236,5	
Petrol ve Gaz İthalatının Toplam İthalat İçinde Payı	%18,9	%18,7	%20,5	%23,1	





**Rezervuar Mühendisliği**

**Reservoir Engineering**

---



# Analysis of Interval Pressure Transient Tests (IPTTs) Conducted by Wireline Formation Testers in Single and Multi-Layer Reservoirs



**Mustafa Onur**

Istanbul Technical University

## EXTENDED ABSTRACT

Most of the hydrocarbon reservoirs are stratified with different rock and fluid properties due to depositional and diagenetic processes. Estimating horizontal and vertical permeability distribution is critical for reservoir development, especially to optimize production and simulate enhanced oil recovery. IPTTs using packer-probe or probe-probe formation testers provide permeability and anisotropy information with high vertical resolution along the wellbore.

## DESCRIPTION OF THE STUDY

In this paper, analysis of IPTTs conducted at spatial locations of a wellbore by wireline formation testers in single and multi-layer systems is focused. It is a review paper that introduces recent and modern analyses techniques available for analyzing producing packer-interval pressure-transient data and observation probe pressure-transient data conducted by wireline formation testers to estimate permeability and permeability anisotropy in such reservoir systems.

## LITERATURE REVIEW

The IPTTs can be conducted by withdrawing fluid with a single-probe formation testing tool (Fig. 1), dual-probe formation testing tool (Fig. 2), or a dual-packer formation testing tool (Figs. 3 and 4) (e.g., see Zimmerman et al. 1990; Goode and Thambynayagam 1992; Pop et al. 1993; Kuchuk et al. 1994; Onur et al. 2011; Onur et al. 2014). Fig. 1 shows a schematic of an observation probe with a single-probe flowing (or simply, a sink probe), whereas Fig. 2 is a schematic for dual-probe tool containing two observation probes; one horizontal and one vertical probe. Fig. 3 is a schematic for a dual-packer module. In these figures, the reservoir is a single-layer system, but any of these tools depicted is used for testing multilayered reservoirs, for instance as shown in Fig. 5 for a dual-packer configuration with two vertical observation probes in a three-layer (multilayer) system.

The transient pressure response at an observation probe during an IPTT has been studied in great detail for the case of an unbounded formation in the vertical direction (i.e., spherical flow). For example, Zimmerman et al. (1990) and Goode and Thambynayagam (1992) describe methods to determine horizontal ( $k_h$ ) and vertical permeability ( $k_v$ ) from observation-probe spherical-flow response when flowing through a single-probe tool. Their methods require two observation probes—one positioned on the opposite side of the borehole on the same horizontal plane as the sink probe and the other

displaced vertically on the same azimuthal plane as the sink probe (see Fig. 2 for this configuration). Although Goode and Thambynayagam present an analytical equation for the case of a finite-thickness formation, they do not provide any method to use the equation to determine permeability. Furthermore, they do not disclose methods for the case of flow through a dual-packer tool.

## METHODS USED

Onur et al. (2011) describe a graphical straight-line analysis method to determine horizontal and vertical permeability from observation-probe spherical-flow response when flowing through a dual-packer tool. Using Onur et al. (2011) spherical-flow cubic analysis, one can determine horizontal and vertical permeability without a formation thickness information. This is quite important in cases the layer thickness is not known or uncertain. For the case of finite bed thickness, the resulting radial (or pseudo-radial) flow response at the observation probe has received less attention. However, field tests show that observation-probe data often do not exhibit a spherical-flow regime in thinly laminated formations, but instead show only a radial-flow regime. Onur et al. (2013) have also presented a radial-flow analysis technique that allows estimation of both the horizontal and vertical permeability from observation probe data. This method of analysis is based on a straight line fitted through drawdown data on a semi-log plot of flowing bottom hole pressure vs. time or buildup pressure plotted against Horner time ratio. The applications of these recent analyses methods for single-layer systems are demonstrated with synthetic and real field test example applications. Then, based on the recent work of Cherng and Onur (2014), the applicability of these methods into laminated multi-layer systems are shown; specifically, Cherng and Onur (2014) investigate whether a multi-layer system could be represented as an equivalent single-layer system for which the equivalent horizontal and vertical permeability can be computed by using some forms of averages (arithmetic, harmonic, geometric, etc.) of horizontal and vertical permeability of the layered system. Cherng and Onur (2014) show that Onur et al. (2013) radial-flow analysis has the ability to estimate the horizontal and vertical permeability of the layered system with heterogeneity if the Dykstra-Parsons (1950) coefficient of 0.1. These estimated permeability values are very close to the arithmetic averages of the corresponding layered system permeability. On the other hand, Onur et al. (2011) spherical-flow cubic analysis has the ability to estimate the horizontal and vertical permeability of the layered system with heterogeneity if the Dykstra-Parsons coefficient is less than 0.4. If

the Dykstra-Parsons coefficient for a considered multi-layer system does not meet the aforementioned values, then only recourse is to build a multi-layer system with existing geoscience and multi-source data (e.g., facies information, open hole logs, core analysis, etc.), then apply the more general, but complicated analysis procedure of non-linear regression.

## RESULTS AND DISCUSSION

To demonstrate the utility of the above mentioned methods for analysis/interpretation of IPTTs in single and multi-layer systems, we examine synthetic as well as real field single and multi-layer packer-probe IPTT tests. First, we demonstrate the utility of Onur et al (2011, 2014) spherical cubic-analysis and infinite-acting radial-analysis procedures for a synthetic IPTT test for a dual-packer and vertical observation probe configuration (see Fig. 3). We do not present the theoretical background and equations used for analysis and computations as they can be found in Onur et al. papers. The input data used to generate this IPTT test case are  $h=88$  ft,  $kh=100$  md,  $kv=10$  md,  $z_w=44$ ft,  $z_o=6.4$  ft,  $\mu=1.5$  cp,  $\phi=0.15$ ,  $ct=7.5 \times 10^{-6}$  l/psi,  $p_i=1500$  psi (packer interval pressure),  $p_{i,o}=1497.0$  (observation probe pressure),  $rw=0.328$  ft,  $lw=0.308$  ft, and the tool storage coefficient is  $C_w = 1 \times 10^{-6}$  psi/B. The test sequence comprised a 3-hr flow at 15 B/d followed by a 5-hr buildup. The pressure-derivative, spherical-Horner, and radial-Horner plots for analysis of the buildup pressures are presented in Figs. 6, 7, and 8, respectively. The dual-packer response in Fig. 6 has been included for reference only. The system reaches spherical flow ( $m = -1/2$  slope line in Fig. 6) after 0.1 hr and ends at about 0.3 hr, whereas the system reaches radial flow ( $m = 0$  slope line in Fig. 6) after 1.0 hours of buildup. Values for  $kh$  and  $kv$  are computed from the straight lines shown in Figs. 7 and 8 (based on spherical flow cubic-analysis and radial-flow analysis) and they are shown in Figs. 7 and 8;  $kh$  and  $kv$  agree very well with the input; with a maximum error of 4% in the computed value of  $kv$  from spherical flow analysis.

The second IPTT test example pertains a dual-packer and observation probe tool in an eleven-layer multilayer system, where its horizontal and vertical permeability in each layer different, generated from a log-normal distribution having a Dykstra-Parsons coefficient of 0.4 for both horizontal and vertical permeability. The thickness, porosity, and permeability information for each layer is given in Table 1. The arithmetic and harmonic averages of layer horizontal and vertical permeabilities are reported in Table. 1. The dual packer is located in the 6th layer from the top with a vertical standoff  $z_w = 4$  ft from the bottom of the 6th layer, whereas the vertical observation probe is located in the tenth layer with  $z_o = 6.4$  ft. All other input data are the same as the single-layer example considered above. An IPTT test consisted of a 3-h flowing (drawdown) period followed by a 5-h buildup is simulated. The flow rate is the same in the previous single-layer example. Due to the limitations in the number of figures (total of 8 figures)

by IPETGAS, the pressure-derivative, spherical-Horner, and radial-Horner plots for analysis of the buildup pressures cannot be given here. The spherical-cubic analysis for the observation probe gives  $kh/\mu = 58.65$  md/cp ( $kh = 88$  md) and  $kv/\mu = 6.35$  md/cp ( $kv = 9.5$  md). The effective  $kh$  and  $kv$  estimated from the spherical cubic-analysis agree well with the thickness-weighted harmonic average of the layer horizontal permeabilities which is 84.22 md and the thickness-weighted arithmetic average of the layer vertical permeabilities which is 9.80 md, respectively (see Table 1). The Onur et al. (2014) radial flow analysis yields  $kh/\mu = 66.86$  md/cp ( $kh = 100.3$  md). The horizontal permeability estimate is slightly different (about 1.75%) from the arithmetic average value of the total system, which is 102.1 md. This small difference is due to the fact that even after 5 hours of buildup, the Bourdet derivative is still not constant at the value of about 0.1768 reflecting the average horizontal permeability of 102.1 md for the total system. Nevertheless, the estimate of  $kh$  ( $=100.3$  md) from the analysis is quite close to the true value of 102.1 md. As the Dykstra-Parson coefficient for this example is not less than 0.4, the effective vertical permeability estimated is equal to 222.5 md which is far off from the thickness-weighted arithmetic or harmonic averages of the layer vertical permeabilities (see Table 1). This indicates that radial flow analysis of Onur et al. for estimating an effective permeability for layered systems (if Dykstra-Parsons coefficient is greater than 0.3) should be in large error and its value should be used with caution and should be used to check whether the estimated value of  $kv$  reproduces the packer and probe pressure responses.

Real field example cases will be presented during an oral presentation if the paper is accepted.

## CONCLUSIONS

It is shown that Onur et al. (2011) spherical flow cubic-analysis of the observation probe pressures acquired by a dual-packer and observation probe tool provides a very good estimates of both horizontal and vertical permeabilities for single-layer systems. These values are estimated without the thickness information which is a significant result as most of the wireline tests conducted in thick formations do not exhibit radial flow, but only spherical flow. The same conclusion also applies for the Onur et al. (2014) radial flow analysis procedure, but it requires thickness information but not requiring spherical flow which may be absent for thin formations to determine vertical permeability. For multilayer cases, if the Dykstra-Parsons coefficient is less than 0.4, Onur et al. (2011) spherical flow cubic analysis provide accurate estimates of effective horizontal and vertical permeability of the multilayered system. On the other hand, Onur et al. (2014) radial flow analysis provide accurate estimates of effective horizontal and vertical permeability of the multilayered system if the Dykstra-Parsons coefficient is less than 0.1. The effective  $kh$  and  $kv$  estimated from the spherical cubic-analysis agree well with the thickness-weighted harmonic

average of the layer horizontal permeabilities and the thickness-weighted arithmetic average of the layer vertical permeabilities in layered reservoirs. For the radial-flow analysis of Onur et al. (2014), the effective horizontal permeability is always in good agreement with the thickness-weighted arithmetic average of the layer horizontal permeabilities, but the effective vertical permeability estimated from this analysis may not yield accurate estimate of the thickness-weighted arithmetic or harmonic average of the layer vertical permeabilities if the Dykstra-Parsons coefficient is not less than 0.4.

REFERENCES

Cherng, T.C. and Onur, M. (2014). "Analysis of Wireline Interval Pressure Transient Test Data From Multi-Layered Reservoir Systems," paper IPTC 17772-MS to be presented at the 2014 (eight) International Petroleum Technology Conference (IPTC), Kuala Lumpur Convention Center, Kuala Lumpur, Malaysia, 10-12 December 2014.

Dykstra, H. and Parsons, R.L. (1950). The Prediction of Oil Recovery by Waterflood," Secondary Recovery of Oil in the United States, Principles and Practices, 2nd edition, API, 160-174.

Goode, P.A. & Thambynayagam, R.K.M. (1992). "Permeability determination with a multiprobe formation tester," SPE Formation Evaluation, 7(4), 297-303.

Kuchuk, F.J., Ramakrishnan, T.S., & Dave, Y. (1994). Interpretation of wireline formation tester packer and probe pressures. In Paper SPE 28404, the SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, LA, 25-28 September.

Onur, M., Hegeman, P.S., Gok, I.M., Kuchuk, F.J. (2011). "A Novel Analysis Procedure for Estimating Thickness-Independent Horizontal and Vertical Permeabilities from Pressure Data at an Observation Probe Acquired by Packer-Probe Wireline Formation Testers," SPE Reservoir Evaluation and Engineering-Formation Evaluation (Aug. 2011), 477-492.

Onur, M., Hegeman, P.S., and Gok, I.M. (2014). "A Novel Infinite-Acting Radial Flow Analysis Procedure For Estimating Horizontal and Vertical Permeability from an Observation Probe Pressure Response at a Vertical, Horizontal or Inclined Wellbore," SPE Reservoir Evaluation and Engineering-Formation Evaluation, Vol. 17, No. 12 (paper SPE 168221-PA), 152-164.

Pop, J., Badry, R., Morris, C., Wilkinson, D., Tottrup, P., & Jonas, J. (1993). Vertical interference testing with a wireline-conveyed straddle-packer tool. In Paper SPE 26481, SPE annual technical conference and exhibition.

Zimmerman, T., MacInnis, J., Hoppe, J., Pop, J., & Long, T. (1990). "Application of emerging wireline formation testing technologies," In OSEA 90105, 8th Offshore South East Asia conference, Singapore, 4-7 December.

Fig. 1-Schematic diagram of a single-probe tool with an observation probe in a vertical wellbore (Onur et al. 2014).

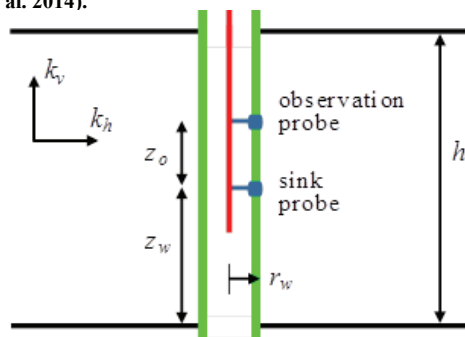


Fig. 2-Schematic diagram of a dual-probe tool with an observation probe in a vertical wellbore (onur et al. 2014).

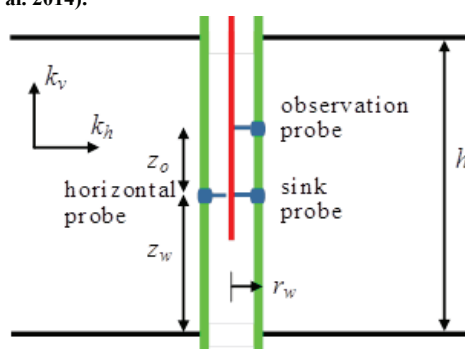
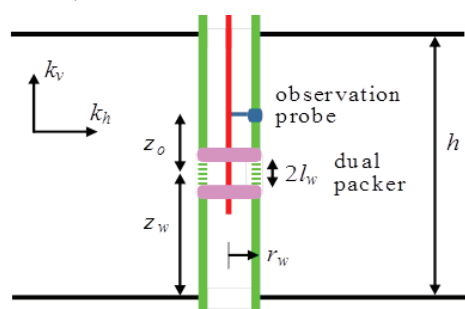
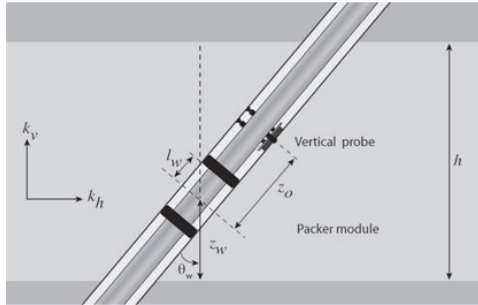


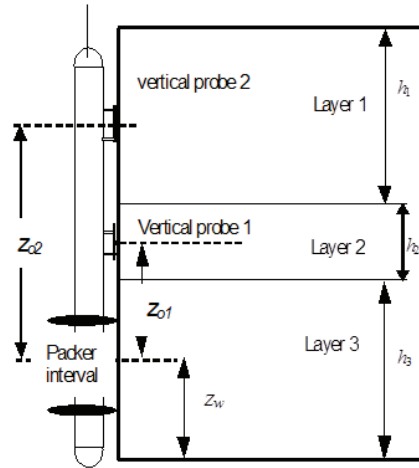
Fig. 3-Schematic diagram of a dual-packer tool with an observation probe in a vertical wellbore (Onur et al. 2014).



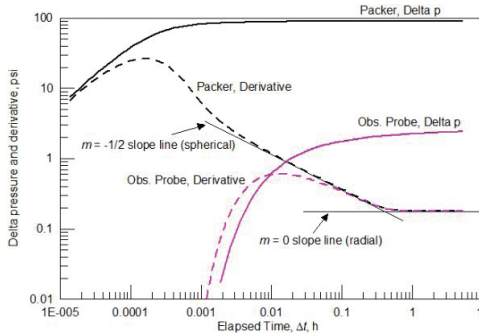
**Fig. 4-Schematic diagram of a dual-packer tool with an observation probe in an inclined wellbore (Onur et al. 2014).**



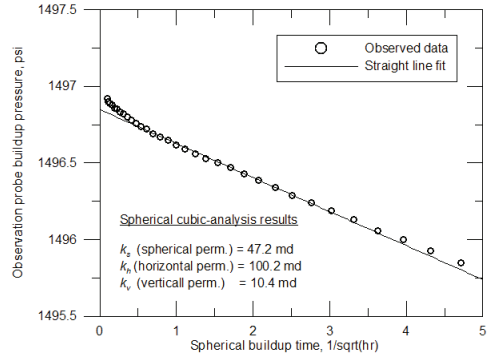
**Fig. 5-Schematic diagram of a dual-packer tool with an observation probe in a three-layer system.**



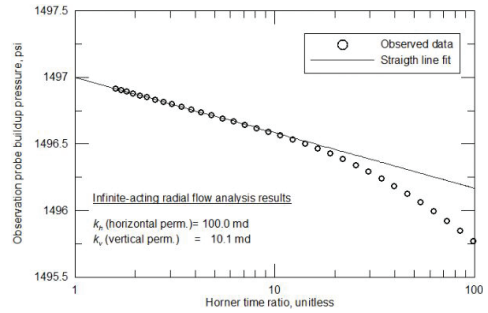
**Fig. 6-Pressure change and derivative at the packer interval and observation probe during buildup, single-layer example.**



**Fig. 7-Spherical-flow analysis for buildup at the observation probe, single-layer example.**



**Fig. 8-Horner radial-flow analysis for buildup at the observation probe, single-layer example.**



**TABLE 1-INPUT THICKNESS, POROSITY, AND PERMEABILITY DATA FOR SYNTHETIC IPTT TEST FOR A 11-LAYER SYSTEM.**

Layer No.	Thickness h, ft	Porosity, fraction	Horizontal permeability, k <sub>h</sub> , md	Vertical permeability k <sub>v</sub> , md
1	8	0.15	216.87	5.35
2	8	0.15	75.49	10.57
3	8	0.15	71.17	17.24
4	8	0.15	88.84	8.39
5	8	0.15	44.18	5.48
6	8	0.15	111.23	11.16
7	8	0.15	158.66	8.68
8	8	0.15	66.94	6.54
9	8	0.15	59.63	20.29
10	8	0.15	132.32	8.87
11	8	0.15	97.66	5.26
	Total thickness, ht = 88 ft	Arithmetic average = 0.15	Arithmetic average = 102.1 md Harmonic average = 84.2 md	Arithmetic average = 9.8 md Harmonic average = 8.1 md

# Modeling and Analysis of Cyclic Pressure Pulsing with Nitrogen in Hydraulically Fractured Wells



**Emre Artun, Ali Aghazadehkhoei, Kutay Köse**

Middle East Technical University, Northern Cyprus Campus, Mersin 10, Turkey

## ABSTRACT

Cyclic injection of nitrogen is a single-well enhanced oil recovery method that has been successfully applied in naturally fractured systems, especially in light oil reservoirs with API gravity greater than 35. The process is driven through diffusion of nitrogen from the fractures into the matrix. After diffusing into the matrix system, nitrogen displaces remaining oil towards the fractures, which eventually causes the oil-production rates higher than the rates before the injection started. Because of relatively low cost of nitrogen generation, and independency to reservoir connectivity, the method is an attractive enhanced oil recovery method for depleted oil reservoirs. In this study, the process is studied for a hydraulically-fractured well with depleted reservoir pressure. The focus area is the Appalachian Basin (North-Eastern USA), considering the stripper wells in the region, with the majority of them being hydraulically-fractured. A numerical compositional simulation model is constructed to represent the hydraulic-fracture through local grid refinement. The fluid defined is a Mid-Continent 36 API gravity light crude oil taken from Appalachian Basin, and reservoir characteristics represent the Appalachian Basin sandstones taken from the literature. The process is analyzed with a large number of simulation runs from both operational and reservoir/hydraulic-fracture perspectives. Key sensitivity parameters for the operational part are chosen as the injection rate, lengths of injection and soaking periods, economic rate limit to shutin the well. For the reservoir/hydraulic fracturing part, reservoir permeability, hydraulic fracture's permeability, hydraulic fracture's effective thickness and fracture half-length are chosen. For each part 4 parameters are varied at 5 levels. A full-factorial experimental design was utilized to run a total of 1250 cases for both parts. The study showed that within the ranges studied, cyclic nitrogen injection can be applied successfully for between 1-3 cycles within a 20-year project period with discounted cyclic injection efficiencies represent a net present value based on the incremental recoveries greater than zero. It was observed that cycle rate limit and duration of injection and soaking periods must be carefully optimized for maximum efficiency. While fracture permeability is not significantly affecting, matrix permeability within a range of 1-10 md provided best results for this process.

## INTRODUCTION

Water and gas flooding have not been found to be effective methods for low-permeability reservoirs which are dissected by a network of interconnected fractures, solution channels and vugs (Raza, 1971).

The injected fluid tends to channel through the high-conductivity network and bypass the low-permeability, oil-bearing matrix. In this type of reservoirs, cyclic pressure pulsing using different types of gases was found to be effective. Injected gas could penetrate and diffuse through the low-permeability matrix with the help of the large contact area which is created by fractures. High-permeability fractures allow easy delivery of the injected gas and production of oil. Well-to-well connectivity is not required as it is a single-well process. The process is characterized by three stages which are also illustrated in Figure 1:

- 1) Injection period: Nitrogen is injected into the reservoir

- 2) Soaking period: Nitrogen diffuses from fractures into the matrix.

- 3) Production period: The well is put on production. At the beginning of production gas may be produced at high rate, however, as time passes by, it will decrease. Production may continue until the economic limits are reached, and if necessary, another cycle can be initiated. From 1960s until now a number of studies have been published on cyclic-pressure pulsing. Shelton and Morris (1973) used rich hydrocarbons gases instead of steam to increase the reservoir energy and reduce oil viscosity. They observed that increasing reservoir energy is a short-term benefit but viscosity reduction is a long-term benefit for the future of the well. Moreover, they found that soaking mainly affects initial production rate. Later, studies focused on injection of mixtures of nitrogen and rich hydrocarbon gases with CO<sub>2</sub> (Shayegi et al., 1996) and pure nitrogen (Miller and Gaudin, 2000). Artun *et al.* (2011) performed a detailed parametric study of the process by analyzing a large set of reservoir-simulation runs. All previous studies showed that cyclic pressure pulsing can be an effective enhanced oil recovery method in naturally fractured reservoirs. The primary mechanism that contributes to the displacement of oil is the gas-diffusion through the surface of fracture network. While naturally-fractured reservoirs provide an extensive surface area for diffusion, hydraulic fractures to some extent can provide the same. In this study, we investigate the process in a hydraulically-fractured well, without natural fractures. The investigation is done using a compositional numerical reservoir model, which is characterized with average properties of Appalachian Basin sandstones and Mid-Continent crude oil composition. The primary reason for studying this region is the suitability of the well conditions (majority of them are hydraulically-fractured) and reservoir conditions (depleted reservoir pressure).

**Methodology Reservoir Simulation Model**

A single-well, compositional, single porosity reservoir with a Cartesian gridblock system is constructed using a commercial simulator (CMG GEM Advanced Compositional Reservoir Simulator 2013). In order to represent the component-mass flow from fractures into the matrix caused by compositional gradients, the molecular diffusion option for nitrogen (GEM Advanced Compositional Reservoir Simulator 2013), which is a critical factor during the soaking period of cyclic pressure pulsing process, is activated. Sigmund correlation for molecular diffusion (Sigmund, 1976) is used with diffusion coefficient for nitrogen of 0.001 cm<sup>2</sup>/s.

Model consists of 961 grid blocks and it has only one layer (31,31,1). No aquifer or gas-cap exists. There is a production/injection well at the center of the model. The well is hydraulically fractured, and the hydraulic fracture and its surroundings are represented with local grid refinement. For the production well, the minimum bottom hole pressure is specified as 14.7 psia since the study focuses on fully or nearly depleted reservoirs with an average reservoir pressure of 50 psia. The reservoir model is characterized with properties from the Appalachian Basin sandstones (Duda *et al.*, 1967; Boswell *et al.*, 1993) that are shown in Table 1. The oil composition used is the Mid-Continent crude oil of 36°API Gravity (Abboud, 2005) and it is shown in Table 2. In Figure 2 phase envelope of the oil mixture around the wellbore after injecting Nitrogen into the Mid-Continent crude oil (Artun, 2008) is shown.

**Experimental Design**

To design the simulation cases to run, an experimental design procedure is utilized which consists of selecting the parameters to be varied and selecting their ranges and levels. As a result, the parameters shown in Table 3 are selected which are divided into two groups as operational parameters and reservoir properties. Ranges of these parameters are selected with the objective of having reasonable uncertainties in each parameter. It was decided upon to have 5 levels of variation in each variable. Normally, if the number of factors becomes moderately large, the number of runs may become unmanageable especially with the full-factorial design (Kelton and Barton, 2003). However, in this case, a full-factorial design was found to be achievable considering the CPU time of a single run which is a function of the size and complexity of the reservoir model. Considering 4 variables and 5 levels in each case, the total number of runs using a full-factorial design would be equal to 625 (5<sup>4</sup>). Therefore, for both cases (operational and reservoir), the total number of simulation runs required is 1250. As can be seen in Table 3, when the operational parameters are studied, reservoir and hydraulic fracture parameters are kept constant, and vice versa.

**Performance Assessment**

Using the simulation model, performance of the process

is analyzed. Incremental oil production and injected volume of gas are both incorporated into the assessment. Incremental production represents additional oil produced above the base cumulative production that would have been achieved without the injection process (Prats, 1982). Incremental oil produced (N<sub>pin</sub>) during year n, STB is calculated as:

$$N_{pin} = N_{pcn} - N_{pbn} \quad (1)$$

where  $N_{pcn}$  is the cumulative recovery during year n when cyclic injection process is utilized,  $N_{pbn}$  is the cumulative recovery during year n when cyclic injection process is not utilized. Discounted cyclic nitrogen injection efficiency is calculated by incorporating the time value of money through a discounting factor,  $i$ , and income generated from cumulative values of incremental oil produced and nitrogen generation costs. Present value of incremental oil produced for 20 years of project time can be calculated from:

$$N_{pio} = \sum_{n=1}^{20} [N_{pin}] / [(1+i)^n] \quad (2)$$

Present value of cumulative volume of nitrogen injected can be calculated from:

$$G_{io} = \sum_{n=1}^{20} [G_{in}] / [(1+i)^n] \quad (3)$$

where  $G_i$  is the cumulative volume of nitrogen injected during year n,  $i$  is the interest rate (taken as 10%, yearly, in this study), and n is the number of years (between 1 and 20, in this study). The ultimate performance indicator, discounted cyclic-nitrogen-injection efficiency, is defined as:

$$E_c = N_{pio} / G_{io}; \text{ STB/MCF} \quad (4)$$

which states incremental volume of oil produced per MCF of gas injected. Economic efficiency can be calculated from:

$$E[\text{suB}]_{ce} / [\text{suB}] = E_c \times (\text{Oil price}) / (\text{Nitrogen cost}) \quad (5)$$

Assuming all other economic parameters are constant, this ratio can be used to identify if the project is feasible or not. Nitrogen generation cost is taken as \$1/MCF of nitrogen (Artun, 2011). Because the values are discounted, the numerator is representative of the time-zero value of additional income generated from the incremental oil production, and the denominator is the time-zero value of the cost associated with nitrogen:

$$\text{If } E_{cc} > 1 \text{ then NPV} > 0 \quad (6)$$

$$\text{If } E_{cc} < 1 \text{ then NPV} < 0 \quad (7)$$



## Results and Discussion Analysis of Operational Parameters

In this part of the study, the reservoir parameters are kept constant as shown in Table 3. Matrix permeability of 1 md is representative of sandstone reservoirs of the Appalachian Basin. Hydraulic fracture properties are the mid-levels of the levels used in the 2nd part of the study.

*An Overview of Results:* Minimum and maximum efficiencies obtained among all cases are shown in Table 4. It is observed that in all cases the efficiency is greater than 0. This means that discounted oil production with nitrogen injection is always greater than cases without injection. Since the cost of nitrogen generation is \$1/MCF, minimum efficiency of 0.7 STB/MCF indicates that economic efficiency would be greater than one as long as the oil price is greater than \$1.42/STB. Therefore, for almost any realistic oil price scenario, the 20-year cyclic nitrogen injection project will generate a net present value greater than zero within the operational ranges studied.

*Analysis of Top 100 Cases:* Cases with highest 100 efficiencies are analyzed to develop an understanding of ranges of variables that are favorable. Histograms that show the number of occurrences for all variables are plotted. Histograms for injection rate and time for top 100 discounted cyclic nitrogen injection efficiencies are shown in Figures 3a and 3b. Results show that most of the top cases (83%) have nitrogen injection rate less than or equal to 120 MCF/d and 88% of cases have an injection period of less than or equal to 25 days. Injection volume of nitrogen can be calculated by multiplying injection rate and time. Figure 3c shows histogram of injection volume for top 100 discounted efficiencies. It is seen that 90% of the cases have injection volumes less than 2000 MCF per cycle. These results indicate that nitrogen injection should be kept at lower ranges that are studied. This may be due to the blockage of flow paths into the hydraulic fracture when higher volumes are injected and relative permeability effects. On the contrary, in the case of naturally fractured reservoirs, there is an interconnected network of fracture that enables easier flow of both gas and oil and higher volumes of gas contributes to higher oil recovery (Artun, 2008; Artun, 2011). Longer injection periods may affect the process negatively because of dissipation of pressure with time. Therefore, these results show that it is critical to optimize the injection rate, period and volume. Figure 3d shows the histogram of soaking period for the top 100 cases. It is observed that for 70% of the cases, the soaking period is greater than or equal to 50 days. Therefore, longer soaking periods favor the efficiency of the process. It is known from earlier studies that the typical soaking period needed for naturally fractured reservoirs is around 2-4 weeks. Therefore, 50 days and more is much larger than naturally fractured systems. This may be due to the less contact area for the gas diffusion in a hydraulically fractured well, when there is not a naturally fractured system that has an

extensive contact area for the injected gas. Figure 3e shows the histogram of cycle rate limit for the top 100 cases. It is seen that majority of the cases are with 3 STB/d economic limit to stop the production and start the injection, and less and less cases are observed when the rate is 4 STB/d and 5 STB/d. This is an indication of an optimum economic rate limit of 3 STB/d. When the production is stopped earlier (when the rate is 4 and 5 STB/d), the lost production is not compensated by the additional production caused by injection. The case that there is not any case with 1 STB/d and 2 STB/d highlights the necessity of some amount of reservoir energy for the process to be successful. Figure 3f shows the total production shut-in time (injection and soaking periods). In this histogram, the maximum number of occurrences is when the time is between 50-100 days and less optimum results when the time is less than 50 days and greater than 100 days. This shows that there must be sufficient time of injection and soaking to maximize the process efficiency. However, when the time is too long, we see that the process is affected negatively. This is due to dissipation of reservoir pressure at longer periods of time. This highlights another important parameter for optimization.

*Analysis of All Cases:* For further analysis, all cases are analyzed by taking the arithmetic average of all levels for each parameter and generating a 2-dimensional table of the averaged values. Figure 4 shows these values with respect to cycle rate limit and injection volume. The results indicate lower range of injection volumes per cycle is more favorable for the efficiency of the process. This is probably due to the fact that lost production time is not compensated with the incremental oil produced. The low-permeability nature of the reservoir system, doesn't allow gas to be transported into further portions of the reservoir, and therefore fails to displace more volume of oil from the matrix system. When we analyze the cycle rate limit, it is observed that rates higher than 3 STB/d is favorable. This indicates that existing reservoir energy in the system is critical for the efficiency. When all of the cases are considered 3 STB/d appears to be the optimum rate limit. Therefore, while the existing energy is critical, shutting in the well when the well is still producing at reasonable rates is not a good practice. However, it should be noted that the best performers are with minimum injection volume and maximum cycle rate limit (400 MCF, and 5 STB/d). In Figure 5, the efficiency values are mapped with respect to soaking and injection period lengths. Same observations with the top 100 cases also hold in this case. Soaking period is required and longer soaking periods improves the efficiency almost up to 20% for 10 days of injection period. When the injection period is 100 days, since most of soaking happens during that 100 days, the improvement is very small.

### Analysis of Reservoir Parameters

In this part of the study, the operational parameters are kept constant and reservoir and hydraulic fracture properties are varied. Injection rate is 120 MCF/d,

injection and soaking periods are 50 days, and the economic rate limit for oil production is 3 STB/d.

*An Overview of Results:* Minimum and maximum efficiencies obtained among all cases are shown in Table 5. It is observed that in all cases the efficiency is greater than 0. This means that discounted oil production with nitrogen injection is always greater than cases without injection. Since the cost of nitrogen generation is \$1/MCF, minimum efficiency of 0.4 STB/MCF indicates that economic efficiency would be greater than one as long as the oil price is greater than \$2.5/STB. Therefore, for almost any realistic oil price scenario, the 20-year cyclic nitrogen injection project will generate a net present value greater than zero within the operational ranges studied.

*Analysis of Top 100 Cases:* Cases with highest 100 efficiencies are analyzed to develop an understanding of ranges of variables that are favorable. Histograms that show the number of occurrences for all variables are plotted. Histograms for matrix permeability, fracture permeability, fracture width, and half-length are shown in Figures 6a through 6d. These results indicate that fracture permeability does not have a significant impact on the efficiency of the process. However, matrix permeability is very critical such that range of permeability between 1-10 md constitutes 82% of the cases. Therefore, we can conclude that the process is very effective in low permeability reservoirs. This is probably due to the permeability difference between the fracture and the permeability and its contribution to the diffusion process. Also, high permeability reservoirs would have high base recoveries, which reduces the amount of incremental recovery that could be achieved with injection. The effective fracture width values greater than 0.01 ft (between 0.05 ft and 0.5 ft) are favorable, while there are the most number of occurrences with 0.25 ft. For the fracture half-length, we would expect that longer fractures would provide better efficiency because of the greater surface area for gas-diffusion. The results indicate that 74% of the cases are with half-lengths of 750 ft or 1,050 ft.

*Analysis of All Cases:* Figure 7 shows average efficiency values with respect to matrix and fracture permeabilities. A similar observation with the top 100 cases is the fact that a range of 1-10 md for the matrix permeability results in higher efficiency. It is also observed that the efficiency is not a strong function of fracture permeability. This indicates that as long as there is a fracture, the diffusion process helps to displace the oil in the matrix. Figure 8 is a similar plot with the effective fracture width and fracture half length. As long as the fracture width is greater than 0.01, and fracture half-length is greater than 550 ft, the process efficiency appears to be more favorable.

### Summary and Conclusions

The purpose of this study was to develop a better

understanding of how operational and reservoir parameters affect the performance of the cyclic nitrogen injection in a hydraulically fractured well. This was achieved by building and running a numerical reservoir simulation model. The area considered is the Appalachian Basin sandstones in the North-Eastern USA. Hence, the model was characterized accordingly, with a Mid-Continent crude oil that can be considered as volatile. The principal conclusions drawn from this study can be summarized as the following:

- 1) Within the ranges studied, considering a cost of \$1/MCF for nitrogen-generation, cyclic injection of nitrogen is a feasible enhanced oil recovery method in hydraulically fractured wells, especially in the Appalachian Basin.
- 2) Economic rate limit for stopping the production and starting the injection must be optimized. Amount of existing energy in the reservoir is important for successful application. However, stopping at high rates (greater than 3 STB/d) results in high amount of lost production that is not recovered with injection.
- 3) Soaking period is necessary to allow for gas diffusion, but together with the injection period, the optimum time must be determined as long shutin periods (longer than 100 days) cause dissipation of pressure after injection.
- 4) Fracture permeability does not have a significant impact on the efficiency of the process. However, matrix permeability is very critical such that range of permeability between 1-10 md resulted in more favorable results.
- 5) Longer fractures (750 ft and 1050 ft) provide better efficiency because of the greater surface area for gas-diffusion.

### Nomenclature

E: Discounted cyclic-nitrogen-injection efficiency, STB/MCF

G: Cumulative volume of nitrogen, MCF

i: Interest rate, fraction

N = Volume of oil, STB

*Abbreviations:*

NPV = Net present value, USD

*Subscripts:*

b: base

c: cyclic

e: economic (for efficiency)

i: incremental, injected

n: year 'n'

p: produced

### References

Abdoud, A. (2005). *A Study of Cyclic Injection of Nitrogen on Mid-Continent Crude Oil: An Investigation of the Vaporization Process in Low Pressured Shallow Reservoirs*. M.Sc. thesis, The Pennsylvania State University, University Park, Pennsylvania.

Artun, E., Ertekin, T., Watson, R.W., Miller, B.J. (2008). *Optimized Design of Cyclic Pressure Pulsing in a Depleted,*

Naturally Fractured Reservoir. SPE 117762. In Proceedings of SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, USA, 11–15 October.

Artun, E., Ertekin, T., Watson, R.W., Al-Wadhahi, M., Miller, B.J., (2011). Performance and Economic Evaluation of Cyclic-Pressure Pulsing in Naturally Fractured Reservoirs. *J. Can. Pet. Tech.*, **50**(9-10):24-36.

Boswell, R., Pool, S., Pratt, S., Matchen, D. (1993). Appalachian Basin Low-Permeability Sandstone Reservoir Characterizations. Final Contractor’s Report to the U.S. Department of Energy. Contract No. DE-AC21-90MC26328, Report No. 94CC-R91-003.

CMG (2013). *GEM Advanced Compositional Reservoir Simulator*, Version 2013. User Guide. Calgary, Alberta, Canada.

Duda, J.R., Overbey, Jr., W.K., Johnson, H.R. (1967). Predicted Oil Recovery by Waterflood and Gas Drive, Bradford Third and Sartwell Sands, Sartwell Oilfield, McKean County, PA. U. S. Dept. Of The Interior, Bureau of Mines, Report of Investigations No. 6943.

Kelton, W.D., Barton, R.R. (2003). Experimental Design for Simulation. In Proceedings of the 2003 Winter Simulation Conference. S. Chick, P. J. Sánchez, D. Ferrin, and D. J. Morrice, eds., 7-10 December, New Orleans, Louisiana.

Miller, B. and Gaudin, R. (2000). Nitrogen huff and puff process breathes new life into old field. *World Oil* (September 2000).

Prats, M. 1982. *Thermal Recovery*, SPE Monograph Series, No. 7. Richardson, Texas.

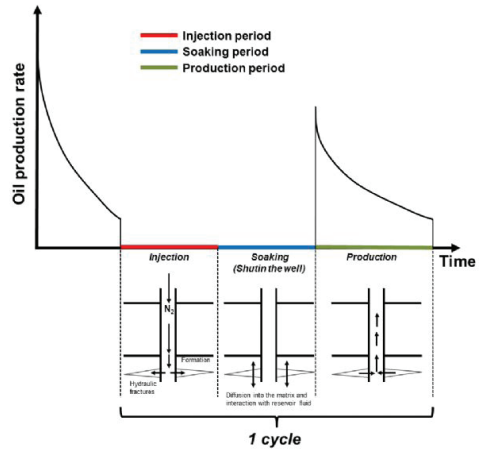
Raza, S.H. 1971. Water and Gas Cyclic Pulsing Method for Improved Oil Recovery *J. Pet. Tech.*, **23**(12): 1467–1474.

Shayegi, S., Jin, Z., Schenewerk, P., and Wolcott, J. (1996). Improved Cyclic Stimulation Using Gas Mixtures. Paper SPE 36687 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 6–9 October.

Shelton, J., Morris, E. (1973). Cyclic Injection of Rich Gas into Producing Wells to Increase Rates from Viscous-Oil Reservoirs. *J.Pet.Tech.*, **25**(8):890-896.

Sigmund, P.M. (1976). Prediction of Molecular Diffusion At Reservoir Conditions. Part 1- Measurement And Prediction of Binary Dense Gas Diffusion Coefficients. *J. Can. Pet. Tech.*, **15**(2).

**Figure 1: Overview of the cyclic-pressure-pulsing process and its resulting impact on the produced oil-flow rate.**



**Figure 2: Phase envelope of the oil mixture around the wellbore after injecting N2 into the Mid-Continent crude oil defined in the model (Artun, 2008).**

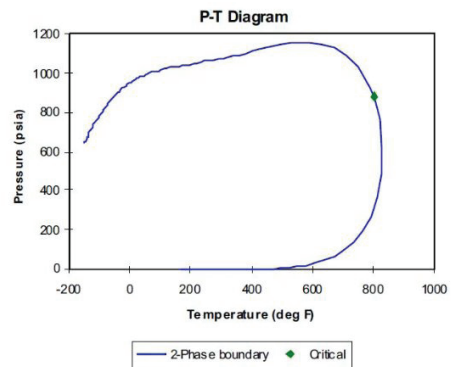


Figure 3: Histogram of operational parameters for top 100 runs in terms of process efficiency.

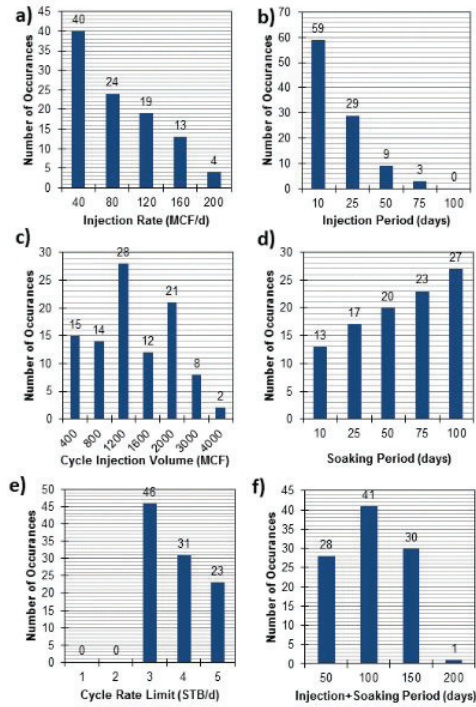


Figure 4: Average values of efficiencies of all cases with respect to cycle rate limit and injection volume.

	E <sub>c</sub>	Cycle Rate Limit (STB/d)					Average
		1	2	3	4	5	
Cycle Inj. Volume, MCF	400	4.9	4.9	8.6	8.9	10.3	7.5
	800	4.4	4.4	6.7	6.4	6.9	5.8
	1,000	4.1	4.1	7.0	5.3	6.7	5.5
	1,200	4.1	4.1	6.1	6.0	6.6	5.4
	1,600	4.0	4.0	5.8	5.6	5.4	4.9
	2,000	3.6	3.6	5.4	5.2	4.7	4.5
	3,000	3.3	3.3	5.3	4.8	4.1	4.1
	4,000	3.3	3.3	4.9	4.4	3.9	3.9
	5,000	3.2	3.2	4.3	4.1	3.6	3.7
	6,000	3.2	3.2	4.2	3.7	3.5	3.5
	8,000	3.0	3.0	3.8	3.3	3.2	3.2
	9,000	2.9	2.9	3.6	3.1	3.0	3.1
	10,000	2.8	2.8	3.4	3.0	2.9	3.0
	12,000	2.3	2.3	2.8	2.5	2.4	2.4
	15,000	2.1	2.1	2.6	2.2	2.2	2.3
	16,000	1.8	1.8	2.2	2.0	2.0	2.0
20,000	1.7	1.7	2.0	2.0	1.7	1.8	
Average		3.2	3.2	4.6	4.2	4.1	

Figure 5: Average values of efficiencies of all cases with respect to soaking and injection periods.

	E <sub>c</sub>	Injection period, days					Average
		10	25	50	75	100	
Soaking period, days	10	5.1	4.1	3.4	2.9	2.6	3.6
	25	5.4	4.2	3.6	3.0	2.6	3.8
	50	5.6	4.2	3.7	3.1	2.7	3.9
	75	5.8	4.7	3.8	3.1	2.7	4.0
	100	5.9	4.7	3.8	3.1	2.7	4.1
Average		5.6	4.4	3.7	3.1	2.7	

Figure 6: Histogram of reservoir parameters for top 100 runs in terms of process efficiency.

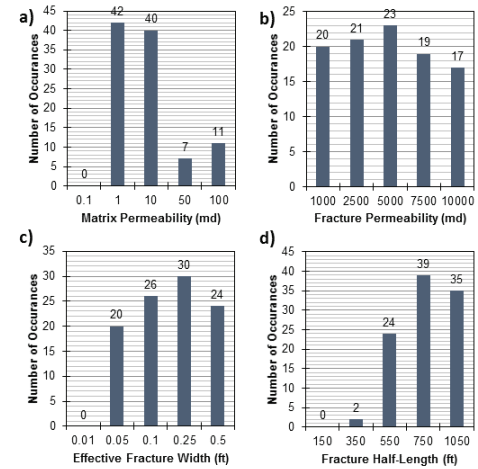


Figure 7: Average values of efficiencies of all cases with respect to matrix permeability and fracture permeability.

	E <sub>c</sub>	Matrix permeability, md					Average
		0.1	1	10	50	100	
Fracture permeability, md	1,000	1.9	7.4	5.1	4.7	5.0	4.8
	2,500	2.4	8.0	5.7	4.1	3.9	4.8
	5,000	2.4	8.2	5.6	4.6	4.2	5.0
	7,500	2.5	7.2	4.9	3.7	3.7	4.4
	10,000	2.4	6.9	4.6	3.7	3.9	4.3
	Average		2.3	7.5	5.2	4.1	4.1

Figure 8: Average values of efficiencies of all cases with respect to effective fracture width and fracture half-length.

	E <sub>c</sub>	Effective fracture width, ft					Average
		0.01	0.05	0.1	0.25	0.5	
Fracture half-length, ft	150	3.1	2.5	2.2	2.1	1.9	2.4
	350	2.7	2.2	2.2	3.2	3.3	2.7
	550	2.8	6.3	6.8	6.9	5.8	5.7
	750	2.8	7.2	7.0	8.3	7.5	6.6
	1050	2.8	6.1	7.3	7.7	6.0	6.0
	Average		2.8	4.9	5.1	5.6	4.9

**Table 1: Reservoir characteristics of the Appalachian Basin sandstones and its single-well homogeneous reservoir model (\* denotes parameters those were changed during different parts of the study).**

Porosity	0.1
Thickness, ft	50
Initial pressure, psia	50
Drainage area, acres	220
Water saturation	0.2
Gas saturation	0
Oil saturation	0.8
Original oil in place, MMSTB	3.27
Original solution-gas in place, MMSCF	64.8
Original connate-water in place, MMSTB	0.83
Reservoir permeability*, mD	1
Fracture permeability*, mD	5000
Fracture half-length*, ft	550
Effective fracture width*, ft	0.1

**Table 2: Mid-Continent crude oil composition with an API gravity of 36° (Abboud, 2005)**

N2	C1	C2	C3	iC4	iC5	C6	C7+
0.1	0.2	1.1	5.5	9.6	14.9	5.8	62.8

**Table 3: Parameters used with their ranges and levels as utilized in the experimental design procedure.**

	Operational Parameters					Reservoir/Hydraulic Fracture Parameters				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Injection rate, MCF/d	40	80	120	160	200	120	120	120	120	120
Injection period, days	10	25	50	75	100	50	50	50	50	50
Soaking period, days	10	25	50	75	100	50	50	50	50	50
Cycle rate limit, STB/d	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Reservoir permeability, mD	1	1	1	1	1	0.1	1	10	50	100
Fracture permeability, mD	5000	5000	5000	5000	5000	1000	2500	5000	7500	10000
Fracture half length, ft	550	550	550	550	550	150	350	550	750	1050
Effective fracture width, ft	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.01	0.05	0.1	0.25	0.5

**Table 4: Minimum and maximum discounted efficiencies obtained when the operational parameters are varied.**

	Injection rate (MCF/Day)	Injection period (Days)	Soaking period (Days)	Cycle rate limit (STB/Day )	Efficiency (STB/MCF)
Min	40	25	50	4.0	0.7
Max	40	10	10	5.0	13.6

**Table 5: Minimum and maximum discounted efficiencies obtained when reservoir parameters are varied.**

	Matrix permeability (md)	Fracture permeability (md)	Effective fracture width (ft)	Fracture half-length (ft)	Efficiency (STB/MCF)
Min	0.1	10000	0.01	150	0.4
Max	1	1000	0.5	550	18.3

# Temperature Transient Analysis of Single-Phase Oil Reservoirs and Liquid-Water Geothermal Reservoirs



**Yıldırım Palabiyik, Murat Çınar, Mustafa Onur**

Istanbul Technical University

## EXTENDED ABSTRACT

The use of temperature transient data for estimating the fluid and heat flow parameters for the purpose of reservoir characterization has been limited in the past. This was mainly due to simplifying assumption of isothermal fluid flow in conventional reservoirs; i.e., temperature changes during production from conventional single-phase liquid reservoirs are quite small so that such a reservoir behavior can be treated as isothermal. Perhaps, it was also partly due to low accuracy and resolution of the temperature gauges used in the past, with could not detect/measure such small changes in temperatures, and hence such changes were ignored in modeling. While the assumption of isothermal fluid flow is appropriate from a practical point of view for high permeable reservoir systems, such assumption is not rigorously true and general from a physical point of view as there is always a temperature change in the reservoir even when production occurs at a constant rate (see for instance; App 2010; Duru and Horne 2010; Palabiyik et al. 2013a; Palabiyik 2013b).

Modern down-hole temperature measurements and recent research works in petroleum and geothermal engineering literature show that sandface (or bottom-hole) flowing temperatures could be significantly higher or lower than the original reservoir temperature and that bottom-hole flowing and shut-in temperatures during constant-rate drawdown and buildup tests exhibit interesting heating and cooling behaviors, in particular such behaviors are more pronounced in high-pressure drawdown environments (App 2009; App 2010). These temperature changes result from fluid expansion/compression as well as Joule-Thomson (J-T) effects that occur in reservoir conditions during production and shut-in periods (or injection and falloff periods, though injection and falloff tests are beyond the scope of this study).

There exist conventional non-isothermal flow models for modeling temperature changes; but most of them neglect fluid expansion/compression and Joule-Thomson (J-T) effects on temperature changes and only treat heat conduction and convection as the main heat transfer mechanisms in the reservoir (Lauwerier 1955; Rubenstein 1959; Zoloutkhin 1979). Although numerical simulators and a few semi-analytical solutions are also available to account for all these effects including conduction and convection (App 2010; Duru and Horne 2010; Palabiyik et al. 2013b; Pures et al. 1999; and CMG-STARS Version 2014), they do not provide simple ways to model and analyze the temperature transient data.

In this work, following the work of Chekalyuk (1965), analytical solutions for predicting temperature transients for 1D radial flow of slightly compressible fluid towards a vertical well (assumed to be a line-sink well) producing in an infinite-acting reservoir are developed. They can be used to model and analyze temperature transients (at the wellbore or any other radial location in an observation well for interference testing) acquired during constant-rate drawdown tests and buildup tests following a constant-rate production. The analytical solution for constant-rate production is obtained by using the well-known Boltzman transformation under the assumption that heat conduction is negligible, but accounting for convection, expansion/compression effects, and J-T effects. The temperatures generated from the analytical solution developed for constant-rate production match quite well with those computed from two commonly well-known different numerical simulators; Tough2 of Pruess et al. (1999) as implemented in Petrasim Version 5 (2011); and CMG-STARS (2014). It is worth noting that these simulators rigorously couple both mass and thermal balance equations by accounting for changes in fluid properties (density, compressibility, thermal expansion coefficient, fluid specific heat, etc.) with both pressure and temperature, while the analytical solutions presented in this work simply decouple pressure and temperature equations by assuming that all such properties could be treated as constant. The analytical solution for the buildup temperature transients are obtained under the assumption that convection can be neglected, but accounting for conduction, compression and J-T effects.

**Figure 1** compares the drawdown sandface temperature data versus time data (on a semilog plot) computed from the analytical solution with those computed Tough2 and CMG-STARS simulators, whereas **Figure 2** compares drawdown pressure data versus time data computed from the analytical solution with those from the numerical simulators. The input data used to generate the results in Figs. 1 and 2 are given in Table 1 and is for a liquid-water geothermal reservoir. The duration of the constant-rate drawdown period is 27.8 hours (= 105 seconds), and the mechanical skin factor  $S = 0$ . **Figure 3** compares the temperature distribution in the reservoir as a function of production time computed from the analytical solution with those computed from Tough2. The agreements of the buildup temperature solutions with those computed from the numerical simulators are also quite good as shown in **Figure 4**. The comparisons presented in Figs. 1-4 clearly show that nonlinearities due to variations of fluid properties with pressure and temperature are weak; that is why pressure and thermal balance equations can be decoupled for the problem

of interest, and the analytical pressure solutions; e.g., the line-sink or source solution of Theis (1935) and its modified form including skin factor at an active well (see for instance Kuchuk et al. 2010) developed for isothermal flow provide excellent approximation for solving the temperature equation.

Shown in **Figure 5** are log-log plots of the absolute values of temperature change and its Bourdet derivative (derivative of temperature change with respect to natural logarithm time; Bourdet et al. 1989) as a function of time group  $t/r^2$ ; where  $r$  is the radial distance between an active (producing) well and observation (shut-in) well. We have taken absolute values of the temperature changes and its Bourdet derivatives to plot on a log-log scale because temperature decreases at early times below the initial temperature due to fluid expansion and then increase at late times above the initial reservoir temperature due to J-T heating, and hence temperature change and its Bourdet derivative change a sign from negative to positive. As can be seen from Fig. 5, temperature data exhibit two radial-flow (identified by a zero slope or horizontal line on a log-log plot) periods; one at early times and the other at late times. One can develop type curves (not shown here) for the dimensionless temperature and its Bourdet et al derivative solutions as a function of a dimensionless time group  $tD/rD^2$ , which can be correlated in terms of two parametric groups involving J-T coefficient and thermal capacities, for analyzing an active well (in the case of no mechanical skin) and observation well temperature transient data. Such type curves can be used to determine J-T coefficient or permeability, porosity, and specific heat capacity of the total system.

For the analysis of sandface (or bottom-hole) temperature-transient drawdown and buildup data, we also provide early- and late-time approximate solutions including mechanical skin factor. The approximate solutions for a constant-rate drawdown test (see **Figure 6**) show that the temperature data at a well producing at a constant rate exhibit two radial-flow periods (i.e., a semilog plot of temperature data against time exhibit two semilog-straight lines at early and late times (or equivalently Bourdet derivatives of temperature data are constant). The same radial-flow regimes also prevail during buildup period as shown in **Figure 7**. The buildup pressure change plotted in Fig. 7 is computed by using the sandface temperature at the moment of shut-in ( $T_{wf,s}$ ), and the its Bourdet derivatives are taken with respect to elapsed time from the beginning of shut-in ( $\Delta t$ ). The producing time prior to shut-in for the example is  $1e+04$  seconds (2.8 h).

## SUMMARY AND CONCLUSIONS

This study provides analytical solutions and their approximate solutions for predicting and analyzing temperature transient data acquired during constant-rate drawdown and buildup periods. The analytical solutions are quite general in that they are valid for both single-

phase oil (undersaturated oil) reservoirs and liquid-water geothermal reservoirs and hence can be used to analyze temperature data acquired during pressure/temperature transient tests conducted in both types of reservoirs. Using synthetic examples, it is shown that when combined with analysis of pressure-transient test data, analyses of drawdown and buildup temperature data provide in-situ estimates of permeability, Joule-Thomson coefficient, heat capacity of the total system, and thermal conductivity of the total system. These thermal parameters are of course paramount importance as input data for simulation studies of oil and geothermal reservoirs; e.g., thermal EOR processes and reinjection processes. Although not pursued in this study, sandface (or bottom-hole) flowing fluid and shut-in temperatures to be computed from the analytical models developed in this work can be coupled with a wellbore heat-transfer model to allow accurate predictions of temperature profiles along the wellbore up to surface.

## REFERENCES

- App, J.F. 2009. "Field Cases: Nonisothermal Behavior Due to Joule-Thomson and Transient Fluid Expansion/Compression Effects," paper SPE 124338, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 4-7 Oct.
- App, J.F. 2010. "Nonisothermal and Productivity Behavior of High Pressure Reservoirs," SPE Journal, 15, 1, 50-63.
- Bourdet, D., Ayoub, J.A., and Pirard, Y.M., Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation, SPE Formation Evaluation, 4, 2, 293-302.
- Chekalyuk, E.B. 1965. Thermodynamics of Oil Formation (in Russian), Nedra, Moscow.
- CMG-STARs. Version 2014. STARs User Guide, Computer Modeling Group Ltd.
- Duru, O.O. and Horne, R.N. 2010. "Modelling Reservoir Temperature Transients and Reservoir-Parameter Estimation Constrained to the Model," SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 13, 6, 873-883.
- Lauwerier, H.A. 1955. "The Transport of Heat into an Oil Layer Caused by the Injection of Hot Fluid," Journal of Applied Science Research, 5, 145-150.
- Kuchuk, F.J., Onur, M., Hollaender, F. 2010. Pressure Transient Formation and Well Testing: Convolution, Deconvolution and Nonlinear Estimation, Elsevier, Amsterdam, The Netherlands.
- Palabiyik, Y. 2013a. Pressure and Temperature Behaviors of Single-Phase Water Geothermal Reservoirs Under Various Production/Injection Schemes, (PhD Dissertation), Graduate School of Science, Engineering and Technology, Istanbul Technical University, Istanbul-Turkey.
- Palabiyik, Y., Tureyen, O.I., Onur, M., and Deniz, M. 2013b. "A Study on Pressure and Temperature Behaviors of Geothermal Wells in Single-Phase Liquid Reservoirs," presented and published in proceedings (CD) in 38th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 11-13 Feb.
- Petrasim, 2011. "User Manual, Version 5," Thunderhead

Engineering Consultants, Rockware Inc., Manhattan, USA.

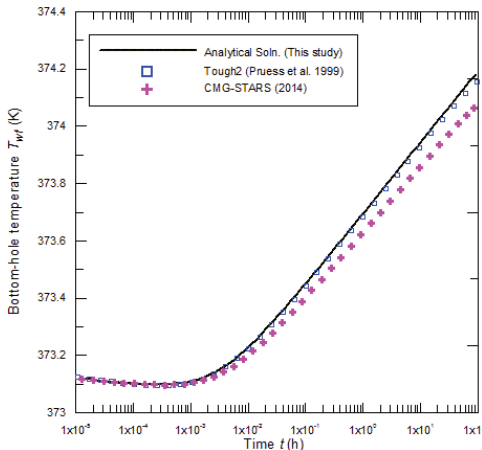
Pruess, K., Oldenburg, C., and Moridis, G. 1999. Tough2 User's Guide Version 2.0, Report 476, LBNL-43134, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California-USA.

Rubinstein, L.I. (1959), "The Total Heat Losses in Injection of a Hot Fluid into a Stratum," Neft'i Gaz, 2, 9, 41.

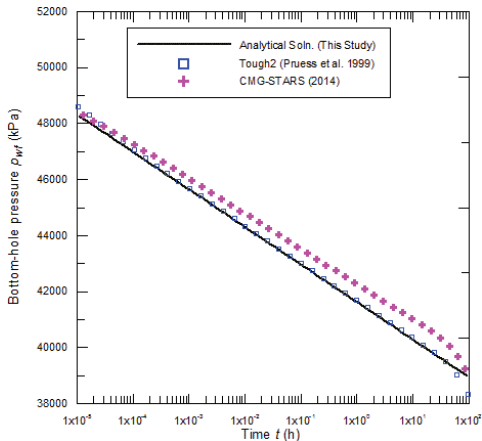
Theis, C.V. (1935), "The Relation Between the Lowering of the Piezometric Surface and the Rate and Duration of Discharge of a Well Using Gound-Water Storage," Trans., AGU, 519-524.

Zolotukhin, A.B. 1979. "Analytical Definition of the Overall Heat Transfer Coefficient," paper SPE 7964, Soc. Pet. Eng. AIME, Society of Petroleum Engineers California regional meeting, Ventura, California-USA.

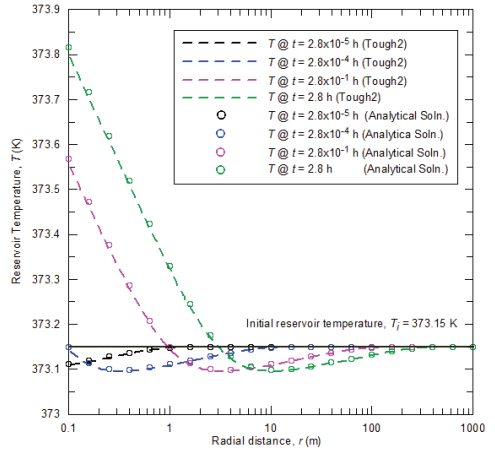
**Figure 1—Comparison of bottom-hole flowing temperatures from analytical solution with numerical simulator solutions; constant-rate production.**



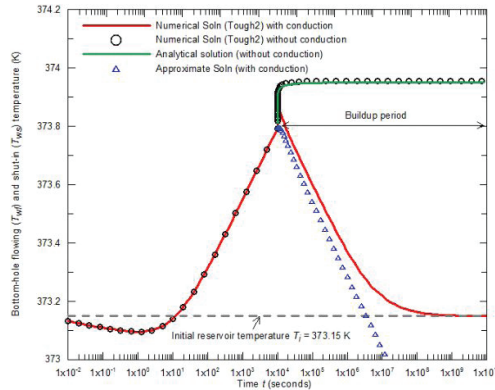
**Figure 2—Comparison of bottom-hole flowing pressures from analytical solution with numerical simulator solutions; constant-rate production.**



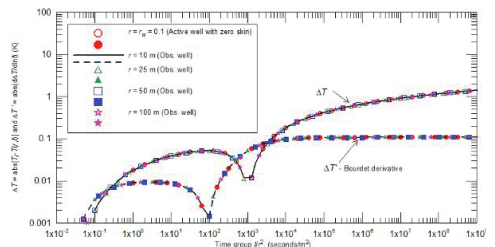
**Figure 3—Comparison of reservoir temperature distribution from analytical solution with those from Tough2 simulator; constant-rate production.**



**Figure 4—Comparison of drawdown flowing and buildup bottom-hole shut-in temperatures computed from analytical and numerical simulator Tough2, input data of Table 1, producing time  $t_p = 1.0e+04$  s.**

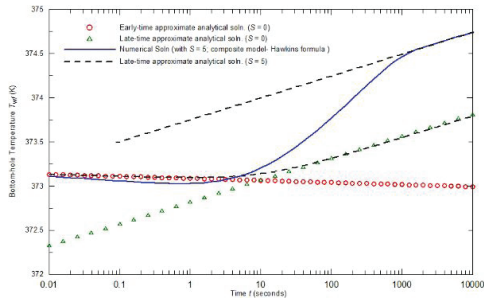


**Figure 5—Log-Log plot of temperature versus vs. time group  $t/r^2$ ; computed from the analytical solution, input data of Table 1; constant-rate production.**

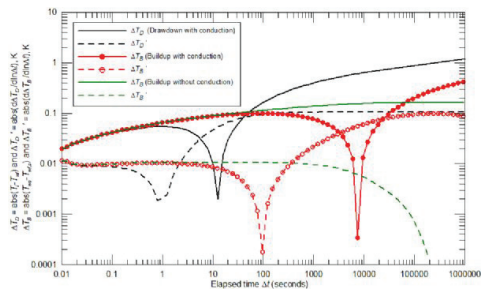




**Figure 6—Semilog plot of bottom-hole temperature versus vs. time computed from the analytical solution and numerical solution (Tough2), and approximate solutions with/without skin effect; input data of Table 1.**



**Figure 7—Log-Log diagnostic plots of buildup bottom-hole temperature changes and their Bourdet derivatives computed from numerical simulator (Tough2) with/without conduction effects, input data of Table 1, producing time  $t_p = 10e+04$  s.**



**Table 1—Input data for a synthetic constant-rate drawdown test for a liquid-water geothermal reservoir.**

Parameter	Value
qsc, sm <sup>3</sup> /s	6.1208e-02 (60 kg/s or 33,263 bbl/day)
B, m <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup>	1.0
P0, kPa	50,000 (500 bar)
T0, K	373.15 (100 oC)
rw, m	0.1
re, m	1000
h, m	25
Ø	0.2
k, m <sup>2</sup>	9.869e-14 (100 md)
cs, 1/kPa	2.9000e-07
cw, 1/kPa	4.2037e-07
ct, 1/kPa	7.1037e-07
βs, 1/K	0
βw, 1/K	6.79932e-04
Cp,s, J/kg-K	1.000e+03
Cp,w, J/kg-K	4.11564e+03
μJT,w, K/Pa	-1.84978e-07
μw, Pa.s	2.9508e-04
ρs, kg/m <sup>3</sup>	2.650e+03
ρw, kg/m <sup>3</sup>	9.8027e+02
λt, J/m-s-K	2.92

# Thermal Well Test Analysis in Steam Injection Process



**Elnaz Ghafouri Aian, Ömer İnanç Türeyen, Abdurrahman Satman**

Istanbul Technical University

Thermal Recovery is one of the common EOR recovery methods. Thermal recovery methods are used worldwide to recover heavy oil and bitumen. The basic process concept involved in thermal recovery processes is to generate hot fluid on the surface or in situ and inject it through an injection well into an oil-bearing formation. The steam will heat the oil and displace it toward the producing well where it is pumped to the surface. Steam injected heats up the oil and oil viscosity is decreased, so oil is able to flow to the production well by gravity drainage. Oil recovery by steam injection requires knowledge of the steam-swept pore volume. The determination of the swept volume in a thermal oil recovery process makes the early economic evaluation; it means rapid measurement of the fuel concentration for a combustion operation, and the heat loss from a steam zone. The aim of this paper will be to estimate steam chamber volume and gas phase mobility by using pressure falloff tests of vertical wells. 3D model is designed and result of this study shows that the swept volume, swept zone permeability can be reasonably estimated from pressure falloff tests.

## INTRODUCTION

In field operations, the swept volume has been determined by coring and/or temperature observations made at wells during passage of the displacement front. Well testing evaluates the steam-swept volume by inexpensive and a relatively quick way. Different methods for estimation of swept volume from pressure falloff test include the deviation time, intersection time, type curve matching, and pseudo-steady state methods. The well is first injected at a constant rate for a sufficient period to achieve stabilization in injection pressure, followed by shutting-in of the injector. As a result, the bottom hole pressure at the well begins to decline (fall off), which is recorded and analyzed. Satman et al. (1980) gives an estimate of the steam zone properties and swept volume using falloff test, assuming two regions of highly contrasting fluid mobility and an impermeable boundary interface in a composite reservoir. Consequently, for a short duration, the swept zone acts as a closed reservoir, during which the pressure response takes the form of a pseudo steady state behavior. For an accurate early stage economic evaluation of the field operation, we need to estimate the swept volume at intermediate stages of the operation either in-situ combustion or steam injection. The volume occupied by steam is a measure of the heat loss from the hot injection zone, if the cumulative steam injected is known (Satman et al. 1980). Van Poollen (1965) estimated the radius of discontinuity from the transient tests performed on an air-injection well. Kazemi (1966)

solved pressure falloff-test model numerically, to calculate the distance to the burning front. Jahanbani et al. (2011) investigated the feasibility of thermal well test analysis and effects of different parameters and simulated pressure falloff testing by using a numerical thermal simulator. Jahanbani et al. (2011) generated pressure falloff test data, are then analyzed it to calculate swept volume and reservoir parameters. Falloff tests are simulated by shutting-in the injector and recording the wellbore pressure with time, (Figure 1). The MDH (Miller-Dyes-Hutchinson) method for the analysis of falloff data is used because the shut-in time is much less than the injection time in practical steam injection falloff tests. Injection rate, injection time, steam injection quality are changed to show effects of them on gas phase mobility and steam chamber volume. The rate of steam injection and the rate of hydrocarbon production may be controlled with the growth of the steam chamber. The energy balance analysis shows that in general the energy injected the steam can be roughly, divided into three equal streams: one-third retained in the steam chamber, one-third dissipated to formation rock outside the steam chamber, and one-third produced to surface (Yee and Stroich, 2004). For the process to be economical, the energy efficiency measured in terms of cumulative steam to oil ratio (CSOR) is generally in the range of 125-250 lb/ft<sup>3</sup>.

Several transient flow regimes may be observed in falloff test, (Figures 2 and 3). The possible flow regimes are: (ETR) region of altered permeability caused by the wellbore storage effect. (MTR) represents radial flow where formation permeability can be determined from the slope of a straight line. (LTR) shows pseudo-steady state flow that reflects the effect of reservoir boundaries and heterogeneities (Lee, 1982). This test will be used to estimate the pore volume of the swept region (vs) by steam injection from a single injector well into the formation. It is determined by plotting the bottom-hole pressure (pws) versus shut-in time on a Cartesian plot, where pseudo-steady state flow occurs in the latter portion of that time. by using plotting the bottom-hole pressure (pws) versus shut-in time on a semi-log plot where radial flow occurs in the middle part of that time, effective permeability then gas phase mobility can be calculated. For average steam properties evaluation, we applied liquid well testing analysis on steam fall off testing. Liquid well testing analysis is the popular thermal well testing method applied in practice. Methodology for estimating swept volume and gas phase mobility from falloff test data. The infinite-acting radial flow is followed by pseudo steady state flow. The pressure versus shut-in time yields a Cartesian straight line, whose slope can be used

to calculate the swept volume from equation (1):

$$V_s = q_s \cdot B_g / 24 \cdot m_c \cdot C_t \quad (1)$$

$V_s$  is the swept volume (ft<sup>3</sup>),  $q_s$  is the steam injection rate from the surface.  $B_g$  is the volumetric formation factor (res. ft<sup>3</sup>/std. ft<sup>3</sup>).  $m_c$  is the fall-off pressure test pseudo-steady state flow slope (dP<sub>ws</sub>/dt). The  $m_c$  is obtained by using the MDH pseudo-steady state method.  $C_t$  is the sum of the formations.  $v_{sv}(T)$  is specific volume saturated vapor at steam temperature.  $v_{sv}(60^\circ\text{F})$  is specific volume saturated vapor at 60 °F. The steam formation volume factor is given by equation (2):

$$B_g = v_{sv}(T) / v_{sv}(60^\circ\text{F}) \quad (2)$$

Total compressibility ( $C_t$ ) is the sum of the formation ( $C_f$ ), water ( $C_w$ ), oil ( $C_o$ ), and steam ( $C_{st}$ ) and is given by equation (3):

$$C_t = C_f + C_w + C_o + C_{st} \quad (3)$$

In a steam injection process, we may not have a single phase, so the concept of the two phase compressibility ( $c_{2\phi}$ ) was used (Shamila, 2005). Since the compressibility of steam is much higher than formation, water and oil,  $C_t$  is assumed to be equal to the two-phase compressibility ( $C_{2\phi}$ ), equation (4): (Grant and Sorey, 1979).

$$C_{2\phi} = (0.18513) \cdot (\rho_c / \rho) \cdot ((\rho_w - \rho_s) / (L_v \rho_w \rho_s)) \cdot (T + 460) \quad (4)$$

$$\text{where } \rho_c = (1 - \theta) \cdot \rho_f \cdot c_f + \theta \cdot S_w \cdot \rho_w \cdot c_w \quad (5)$$

$$c_w = (h_{wt} - h_{wr}) / (T - T_r) \quad (6)$$

$\rho_c$  is the volumetric heat capacity (BTU/ft<sup>3</sup>·°F),  $L_v$  is the latent heat of vaporization (BTU/lbm),  $T$  is the steam temperature (°F), and  $\rho_s$  is the density of the steam injected under reservoir conditions (lbm/ft<sup>3</sup>).  $c_r$  and  $c_w$  are rock and water heat capacities respectively with units of BTU/lbm·°F.  $h_{wt}$  and  $h_{wr}$  are the enthalpy of saturated water at steam temperature and enthalpy of water at reservoir temperature respectively with units (BTU/lbm) (Shamila, 2005). The flow rate for steam,  $q_s$  is the actual steam injection rate given by equation (7):

$$q_s = 5.615 \cdot q \cdot \rho_w \cdot f_{st} \cdot v_{sv}(60^\circ\text{F}) \quad (7)$$

$q$  is the steam injection rate from the surface and is known as the Cold Water Equivalent (CWE) and in

the units STB/day.  $\rho_w$  is the density of water in lbm/ft<sup>3</sup>.  $f_{st}$  is the steam quality (also denoted as  $f_s$ ).  $v_{sv}(60^\circ\text{F})$  is specific volume saturated vapor at 60 °F. The swept volume from a (CMG) Computer Modeling Group, simulation can be estimated by manually summing the blocks that contain non-zero gas saturation volume (Shamila, 2005). This gives an accurate estimation of the steam chamber volume. The swept volume ( $v_s$ ) for simulations is calculated by using equation (8):

$$v_s = (\text{block count}) \cdot (\text{grid block surface area}) \cdot (\text{length of well}) \cdot (S_g) \quad (8)$$

After the end of wellbore storage effect, infinite-acting radial flow occurs. The plot of pressure versus logarithm of shut-in time yields a straight line. Using the slope of this semi-log straight line ( $m_s$ ), the steam effective permeability and gas phase mobility are calculated as equations (9) and (10):

$$k_{ec} = (162.6 \cdot q \cdot B \cdot \mu) / (m_s \cdot h) \quad (9)$$

$$\lambda_{sc} = (k_{ec} / \mu_s) \quad (10)$$

Simulated model and thermal well testing  
The reservoir model base case, data file and the initial input data for the present paper is based on work by Satman et al. and Jahanbani et al. The thermal simulator, STARS (CMG 2012), is used to simulate falloff tests of vertical well in this study. The 3D model is Cartesian system has 23×23×5 gridblocks and the size of reservoir model is 400×400×175 in width, length and height. Reservoir is homogeneous with 63.23 lb/ft<sup>3</sup> dead oil and 2400 cp viscosity. The injection well is located in the center of the reservoir as shown in Figure 4. Steam is injected at a rate of 500 STB/day for 30 days into the reservoir until appreciable rock volumes are swept. Pressure falloff tests are then simulated by, shutting-in injection well (for one day) and reading the bottom-hole pressures as a function of time. The injection flow rate and producing bottom-hole pressure are held constant. Heat loss is allowed from the formation to the upper and lower layers surrounding the reservoir. Irreducible water saturation is 20%, and initial oil saturation is 80%. Initial reservoir pressure equals 700 psia, and temperature equals 93° F. The molar mass of Athabasca oil sample was measured to be 534 lb/lbmol. These data are used as input for simulation purposes in this study as shown in Table 1. The gas/oil and water/oil relative permeabilities used in simulation are Coats et al. curves.

## CALCULATIONS AND RESULTS

The chief factor in heavy oil recover is heat. The common practice is to inject hot fluids to the reservoir, thus increasing the temperature of the reservoir and decreasing the viscosity of heavy oil. First of all calculation, average values of temperature, gas

saturation, water saturation are calculated as volumetric averages at the instant of shut-in in the steam swept zone. These parameters are necessary to read the values of specific enthalpy, viscosity, specific volume and density of water and steam from steam tables. The slope of the Cartesian (pseudo-steady state) straight line (mc) is obtained as shown in Figure 5. Vs, steam swept pore volume is equal to 294860 ft<sup>3</sup> when is manually calculated from simulated by using equation (8). There is a negligible difference between calculated and simulated values. The slope of the semi-log straight line (ms) representing the radial flow occurring before the Cartesian straight line is shown in Figure 6. By using equation (9) and ms, effective permeability is estimated to be 89.89 md, then gas phase mobility ( $\lambda_s$ ) is calculated to 4900.9 md/cp by using equation (10). From simulator,  $\lambda_s$  is calculated as the volumetric average of gas phase mobility, 4377.82 md/cp. Comparison of these values shows, there is a good agreement between calculated and simulated results. For calculating swept volume in steam injection through a vertical well, pseudo-steady state method can be used. The effects of duration of injection time, injection rate and steam injection quality are studied and it is so clear, the difference between calculated and simulated values are changing in range of 5 to 15 percent. According to Table 2, we can conclude in short injection times, low injection rates and small steam injection qualities radial flow regime and pseudo-steady state are not progressed as well as expected, so this problem causes some errors in reading slopes in Cartesian and semi-log plots.

**CONCLUSIONS**

The pseudo-steady state method first discussed by Satman et al. (1980) was used with good accuracy to obtain the swept volume in steam injection. As discussed in this study, the estimation of gas phase mobility and the swept volume are obtained for various ranges of the injection time, injection rate and steam injection quality. These results prove the validity of the pseudo-steady state method.

**REFERENCES**

Coates, K.H., George, W.D., and Marcum, B.E., 1973. Three Dimensional Simulation of Steamflooding. SPE J 14 (6): 573-592. SPE-4500-PA.

Grant, M.A., and Sorey, M.L., 1979. The Compressibility and Hydraulic Diffusivity of a Water-Steam Flow. Water Resource Research, Vol. 15, No. 3, pp. 684-86.

Jahanbani, G.A., Jelmert, T.A., and Kleppe, J., 2011. Simulation Study of Thermal Well Test Analysis in Steam Injection Wells. Paper SPE 150295 presented at the SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait, 12-14 December. Kazemi, H., 1966. Locating a Burning Front by Pressure Transient Measurements. Journal of Petroleum Technology, pp. 227-232.

Lee, J., 1982. Well testing. SPE Textbook Series. Vol. 1. Dallas

Satman, A., Eggenschwiler, M., and Ramey, H.R., 1980. Interpretation of Injection Well Pressure Transient Data in Thermal Oil Recovery. SPE 8908 presented at the 50th Annual California Regional Meeting of SPE of AIME, Los Angeles, California, 9-11 April.

Shamila, A., Shirif, E., Dong, M., and Henni, A., 2005. Chamber Volume/Size Estimation for SAGD Process Horizontal Well Testing. Paper CIPC 2005-075 presented at 56th Annual Technical Meeting of Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 7-9 June.

Tarhuni, H., Shirif, E., Ayub, M., and Henni, A., 2004. Theoretical Analysis of Steam Assisted Gravity Drainage Process. University of Regina.

Van Poollen, H.K., 1965. Transient Test Fire Front in an Insitu-Combustion Project; Oil and Gas Journal, pp. 78-80.

Yee, C.T., Stroich, A., 2004. Flue Gas Injection into a Mature SAGD Steam Chamber at the Dover Project (Formerly UTF). J. Can. Pet. Tech. 43 (1), 55-61.

CMG. STARS User Manual, Version, 2012. Calgary, Alberta: Computer Modeling Group. Users Guide STARS: Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator Version 2009, Computer Modeling Group Ltd.

**An example of possible flow regimes in steam injection process.**

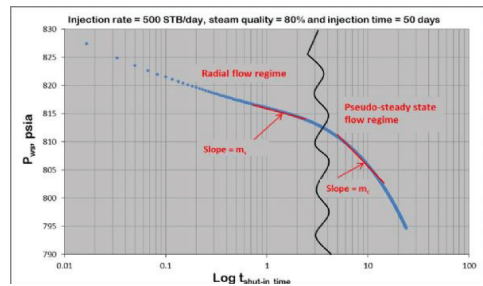


Figure 2

**Bottom-hole pressure versus 1 day shut-in time after various steam injection times.**

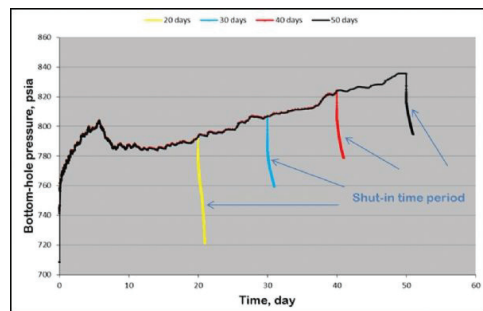


Figure 1

**Cartesian straight line for 1 day shut-in time after 50 days injection days**

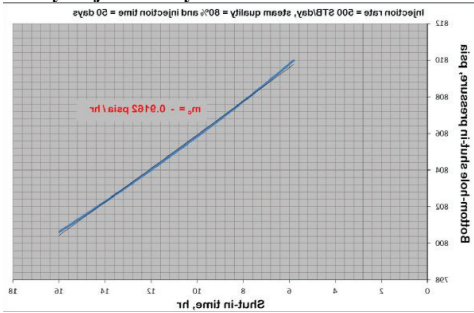


Figure 5

**Logarithmic pressure derivative data for 1 day shut-in time after 50 days injection days**

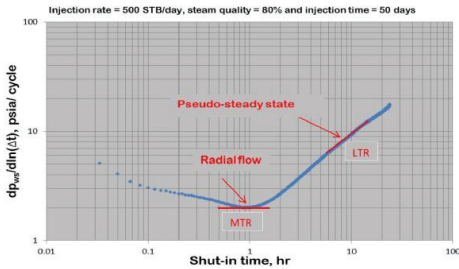


Figure 3

**Semi-log straight line for 1 day shut-in time after 50 days injection days.**

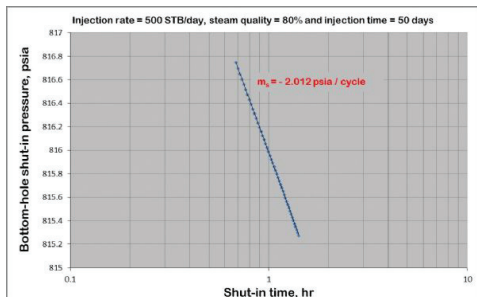


Figure 6

**Simulated model of vertical injection well.**

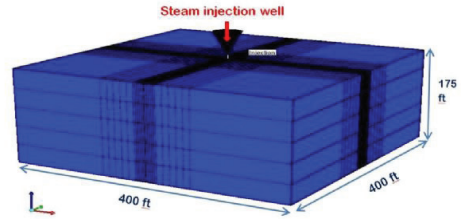


Figure 4

**Reservoir and fluid parameters**

Initial reservoir pressure, psia	700
Initial reservoir temperature, °F	93
Porosity, fraction	0.35
Initial water saturation, % PV	51
Initial oil saturation, % PV	49
Horizontal absolute permeability, md	700
Vertical absolute permeability, md	70
Pore compressibility, psi-1	$300 \times 10^{-6}$
Water compressibility, psi-1	$4 \times 10^{-6}$
Oil compressibility, psi-1	$4.7 \times 10^{-6}$
Formation thickness, ft	175
Formation volumetric heat capacity, BTU/(ft <sup>3</sup> -°F)	35
Formation thermal conductivity, BTU/(ft-D-°F)	24
Oil viscosity at the initial reservoir condition, cp	2400
Oil density at standard condition, lb/ft <sup>3</sup>	63.23
Injection steam temperature, °F	580
Injection steam quality, fractional steam mass	0.8

Table 1

## Simulated falloff test conditions and results

Cases studied	Run	Tav (°F)	Sgav	Swav	$\lambda c$ (md/cp)	$\lambda s$ (md/cp)	$\lambda c/\lambda s$	vsc(ft3)	vs(ft3)	vsc/ vs
Effect of injection time	20 days	514.9	0.69	0.3	4707.6	4117.1	1.14	126257	119928	1.05
	30 days	516.6	0.73	0.28	3358.9	4386.5	0.76	198824	189384	1.05
	40 days	519.3	0.73	0.27	4010.4	4379.4	0.91	234033	245736	0.95
	50 days	520.9	0.73	0.26	4900.9	4377.8	1.07	310958	294860	1.05
Effect of injection rate	200 STB/day	498.2	0.73	0.33	3731.5	4430.3	0.84	25243	60737	0.42
	500 STB/day	516.6	0.73	0.28	3358.9	4386.5	0.76	198824	189384	1.05
	1000 STB/day	526.8	0.74	0.25	4355.2	4427.2	0.98	463979	353456	1.31
	1500 STB/day	536.1	0.73	0.23	4974.5	4307.6	1.15	574404	603717	0.95
Effect of steam injection quality	60%	513.3	0.59	0.33	2701.3	3166.5	0.85	222610	95284	2.34
	70%	515.3	0.65	0.3	3037.4	3684.2	0.82	234174	142948	1.64
	80%	516.6	0.73	0.28	3358.9	4386.5	0.77	198824	189384	1.05
	90%	517.5	0.77	0.25	4073.7	4751.4	0.86	323733	189365	1.71

Table 2

# Unitization of Oil Fields

**Sercan Sener, Burhanettin Demir, Ahmet Kılıç, Emine Didem Korkmaz Başel, Omer İnanç Türeyyen, Abdurrahman Satman**



Istanbul Technical University, Department of Petroleum and Natural Gas Engineering, Istanbul

To enable efficient and sustainable use of resources such as oil, natural gas and geothermal, fields have to be operated as a single common unit. In Turkey, either for oil or geothermal fields there could be more than one license holder producing from the same reservoir. A well known approach for the multiple license holders problem is unitization. Unitization, in simple wording, is the unit based operation of a geothermal resource by consolidating or merging the entire field or a substantial part of it as a single entity and designating one or more of the parties as operator. This paper outlines the importance of unitization on the development of heavy oil reservoirs.

In this study unitization of a heavy oil field reservoir, that is supported by an edge water drive, is discussed considering competitive and cooperative approaches. For both approaches horizontal wells are used in the comparison of performances.

In the competitive approach the field is split into two halves where each half is owned by a different company. The comparison is considered for two cases; one where the horizontal wells are placed parallel to the direction of water influx and two where the direction of the horizontal wells are perpendicular to the water influx. Then these results are compared with a unitized cooperative approach.

In the cooperative approach both reservoirs are assumed to be merged and treated as a single field. The purpose was to investigate the effect of the locations of the two horizontal wells where three cases are considered while taking the direction of both wells parallel to the water influx; one, the wells are located close to the recharge boundary, two, the wells are located at the center of the field and finally a case where wells are located away from the recharge source.

## 1. INTRODUCTION

Unitization is to operate a reservoir through a single unit or units in order to maximize benefit from the reservoir (Knowlton, 1939). This is done by combining the individual units into one single unit.

To encourage the usage of unitization one should show the benefits of it. According to Wood (1930), there are “both development and cost savings” as well as no waste in terms of natural resources and reservoirs as also mentioned by Türeyyen and Satman (2013). The advantages of unitization can be summarized as follows (Türeyyen et al., 2015):

1. Less capital investment and lower development cost,
2. Lower operating cost,
3. More control over the business,
4. Saving on pipelines and surface facilities
5. Lessening the environmental impact of development

One other benefit of unitization is that it stabilizes the market. The uncontrolled competition among the individuals and the individual companies decreases the stabilization in the market and leads to a fluctuation in both the incomes and outcomes. Throughout this process there will be times when the needs for resources are not satisfied and times when there are more resources than needed. Therefore due to unitization there are benefits for the consumer and the market in terms of stabilization. This stabilization process is of done by controlling production from the reservoir. The multiple owners in one reservoir, without unitization, have uncontrolled productions that result in serious problems such as unexpected water invasion and pressure decline in the reservoir.

Substantial cost savings can be provided in a unit operation as the previously competing parties no longer have the expense of drilling offset well, to control drainage.

Moreover, since a unitized company does not need many systems and administration (because they are all operated by a single unit though unitization), it will manage them only on one land.

## 2. PROBLEM STATEMENT

SBA oil field is an oil field with 20 API gravity. The reservoir in SBA oil field is recharged with an edge water drive. The main aim of this study is to investigate the effects of unitization approach on the performance of heavy oil reservoirs. Pressure behavior, interference effects and water breakthrough are the criteria considered for the performance.

To do this a synthetic model of the field is firstly developed. Then development strategies are tested on this synthetic model. The strategies that are tested involve simulating the effects of well location. At this point it is important to note that only horizontal wells are considered. All production scenarios in this study are designed considering production at constant bottom hole flowing pressure. The various development plans considered in this study are compared based

on the cumulative production of oil and water, flow rates and the behaviors of reservoir pressures. The economic evaluations are done in cases of competitive and cooperative approaches. The fundamental goal of this study is to obtain the best scenario by comparing cooperative and competitive approaches.

### 3. DESCRIPTION OF MODEL

In this section, the details of the SBA oil field are presented. The input properties of SBA oil field for modeling are given in Table 1.

To define formation volume factor and compressibility of oil Standing (1947) and Vasquez-Beggs (1980) correlations are used, respectively. Fluid type in the reservoir is considered to be dead oil. Reservoir is assumed to be homogeneous and isotropic.

The schematic 3D view of the reservoir is seen in Figure 1. The steady-state Schilthuis (1936) water influx method is used to describe recharge between aquifer and the reservoir. Horizontal well length is taken as 2000 ft for all cases. The project life of 10000 days is considered as the duration of the project. Rubis (Kappa-Ecrin v4.20, 2011) software is used for modeling.

### 4. DESIGN STUDY

In this study, 500 psia constant flowing bottomhole pressure is considered as a production strategy. The reservoir is assumed to be supported by an aquifer from the right side with a 5 bbl/psia-D recharge constant.

The differences between a competitive reservoir management approach and a unitized reservoir management approach are discussed. For this purpose it is assumed that two companies produce oil and water from the same reservoir. Each company has one horizontal well of its own. The performance of a competitive approach is presented firstly. Then unitized approach for various well placement scenarios are investigated. As a final subsection, comparison of the competitive approaches and the unitized approaches are discussed and results are given.

#### 4.1 Competitive Approaches

It is assumed that the license boundary splits the reservoir in two halves. Each company has drilled their wells in the center of their respective areas. In all cases horizontal wells are located at 5364 ft from top of the reservoir.

##### 4.1.1. Competitive Case 1

In Competitive Case 1, the effects of horizontal wells orientation with respect to the aquifer flow direction are investigated. Horizontal wells are drilled perpendicular to the aquifer flow direction. The names of wells are

Well 1 and Well 2 for Company 1 and Company 2, respectively.

Figure 2 shows oil and water production rates versus time for Competitive Case 1. In Competitive Case 1 breakthrough is observed in Well 1 around 9200 days and in Well 2 around 546 days as seen in Figure 2. There is a slightly increase in oil flow rate until breakthrough time. This can be explained due to increased average mobility of fluid in the reservoir (water has high mobility than oil). After breakthrough time, oil production rate of Well 2 decreases. Oil production rate of Well 1 first decreases but after around 4000 days it starts increasing as a result of oil relative permeability increase until breakthrough time of Well 1.

Water production rate of Well 2 is extremely higher than Well 1 because Well 2 is closer to aquifer. Breakthrough is observed in Well 2 at around 546 days as seen in Figure 2.

##### 4.1.2. Competitive Case 2

In Competitive Case 2, the horizontal wells are placed parallel to the aquifer flow direction. Figure 3 shows oil and water production rates versus time Competitive Case 2. There is a slightly increase in oil flow rate until breakthrough time. This can be explained due to increased average mobility of fluid in the reservoir (water has high mobility than oil). After breakthrough times, liquid production causes pressure drop and as a result oil production rate decreases.

Breakthrough is observed in both wells. Earlier breakthrough is observed in Well 2 at around 200 days and in Well 1 at around 5500 days as seen in Figure 3. Water production rate of Well 2 is higher than Well 1 because it is closer to the aquifer.

#### 4.2. Unitized Approaches

In the unitized approach, two horizontal wells are considered again. The number of wells is the same as considered in Competitive Case 1 and 2. However, the difference here is that the wells in this case can be placed cooperatively where as in the competitive cases each company could place in their respective leases only. The wells considered here are both parallel to each other and parallel to the flow direction of the aquifer.

I. Unitized Case 1: Horizontal wells are located far away from the aquifer.

II. Unitized Case 2: Horizontal wells are located in the middle of the field.

III. Unitized Case 3: Horizontal wells are located near the aquifer.

The schematic top view and the location of the wells are shown in Figure 4.



#### 4.2.1. Comparison of Unitized Cases

Since both wells provide identical behaviors due to the symmetry of the problem, comparisons are given for only one of the wells. Oil and water production rates, producing water oil ratios and average reservoir pressure are investigated and compared.

Average reservoir pressure, oil productions and producing water oil ratios versus time graph is given in Figure 5. The higher average reservoir pressure is observed in Unitized Case 1. Wells are located far away from the aquifer and breakthrough time is observed later. Therefore, aquifer provides pressure support for a longer time compared to other cases. Conversely, the higher pressure drop is obtained for the Unitized Case 3 because; wells are located near the aquifer and breakthrough time is observed earlier in this case. Higher oil production rate is obtained in Unitized Case 1 as seen in Figure 5. There is a slight increase in oil flow rate until breakthrough time. This can be explained due to increased average mobility of fluid in the reservoir (water has higher mobility compared to oil). After breakthrough time, water production causes pressure drop and oil production rates decrease as a result of oil relative permeability decrease. Figure 5 also gives the behavior of producing water-oil ratio. Before breakthrough times, as there is no water production water-oil ratios for 3 cases are equal to zero. However, after breakthrough times, water-oil ratios start to increase. The highest producing WOR is obtained in Unitized Case 3 because of high water production rate and low oil production rate.

### 4.3 Comparison of the Competitive Approach and the Cooperative Approach

Competitive approach and cooperative approach are compared for Company 1, Company 2 and the field, respectively.

#### 4.3.1. Evaluation of Competitive and Unitized Approaches for Company 1

Cumulative oil and water productions and cumulative water-oil ratios of the cases are compared to find the maximum oil recovery and the minimum water production for Company 1.

Figure 6 shows cumulative oil and water productions of Company 1 for the cases. Maximum oil production is obtained in Unitized Case 1 by the company due to later breakthrough time and pressure support of the aquifer.

The minimum quantity of water is obtained in Competitive Case 1 because; Well 2 produces approximately all water due to its location being near the aquifer and perpendicular to the flow direction of the aquifer.

On the other hand, maximum quantity of water is obtained in Unitized Case 3, because both wells are located near the aquifer. This is expected because, water encroachment increases as the well is getting closer to the aquifer.

#### 4.3.2. Evaluation of Competitive and Unitized Approaches for Company 2

Cumulative oil and water productions of the cases are compared to find the maximum oil recovery and the minimum water production for Company 2.

Figure 7 shows cumulative oil and cumulative water productions of cases for Company 2.

Maximum oil production is obtained in Unitized Case 1 by the company due to later breakthrough time and pressure support of the aquifer.

The maximum quantity of water is obtained in Competitive Case 1 because; the well produces approximately all water because it is located close to the aquifer and is perpendicular to the flow direction of the aquifer. On the other hand, minimum quantity of water is obtained in Unitized Case 1, because both wells are located far away from the aquifer.

#### 4.3.3. Evaluation of Competitive Approaches and Unitized Approaches for the Field

In this section, competitive approaches and the unitized approaches are analyzed to find where maximum oil production and minimum water production from the field is obtained. For this purpose total cumulative oil and water productions, total cumulative water-oil ratio are analyzed.

Figure 8 shows the total cumulative oil, water productions and recovery factor from the field (the sum of oil produced by both companies, Company 1 and Company 2, in competitive cases and cumulative oil production obtained from the two wells in the unitized case). The maximum quantity of oil is obtained in Unitized Case 1 (the wells are placed far away from the aquifer). The Unitized Case 1 and Unitized Case 2 have approximately 8 and 4 million barrels of oil more than competitive approaches respectively. Unitized Case 1 seems to be the most preferred approach to obtain maximum oil production from this field. The minimum quantity of water is obtained in Unitized Case 1. On the other hand, maximum quantity of water is obtained in Unitized Case 3. This is expected because, water encroachment increases as wells are getting closer to the aquifer. The highest recovery factor (0.31) is obtained in Unitized Case 1 due to more oil productions. Lowest recovery factor (0.17) is obtained in Unitized Case 3.

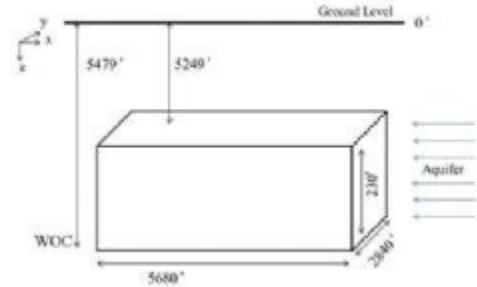
**5. DISCUSSION OF RESULTS AND CONCLUSIONS**

When all cases are taken into consideration, maximum oil production and minimum water production are obtained in Unitized Case 1. Maximum oil is recovered from this scenario because aquifer is far away from these wells and breakthrough time is later than the other cases. Companies should prefer Unitized Case 1 to obtain maximum profit in this field. Cumulative oil production and water production for each well and the field are compared as shown in Table 2. In the competitive cases it does not make any significant difference in terms of oil production to place the wells either parallel or perpendicular to the water influx direction. Considering the given scenarios for the comparison of competitive and cooperative approaches; The unitized approach where wells are located far away from the aquifer is found to be the case where oil production is maximized and water production is minimized for this field.

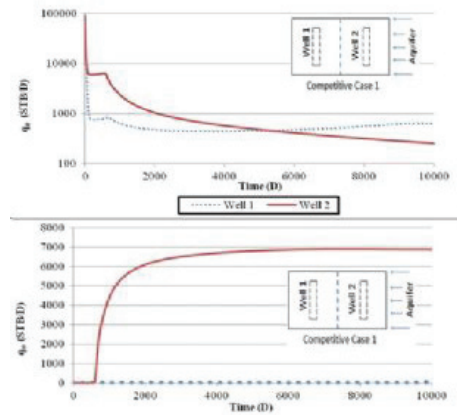
**REFERENCES**

1. Kappa-Ecrlin, Rubis Dead Oil Simulator v4.20, 2011. Sophia Antipolis, France.
2. Knowlton, D.R., 1939. Unitization-its progress and future. In: Spring Meeting, Mid Continent District, Division of Production, Oklahoma City, Okla, April.
3. Schiltuis, R.J., 1936. Active Oil and Reservoir Energy. Transactions of the AIME, 118, 33-52.
4. Standing, M.B., 1947. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Gases. Drill. & Prod. Prac., API.
5. Vasquez M.E. and Beggs H.D., 1980. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. JPT 968 - 70, June.
6. Tureyen, O.I., Sarak, H., Altun, G., Satman, A., 2015. A Modeling Analysis of Unitized Production: Understanding Sustainable Management of Single-phase Geothermal Resources with Multiple Lease Owners. Geothermics 55, 159-170.
7. Tureyen, O.I and Satman, A., 2013. Multiple License Holders in the Same Area: An Expected Risk to Geothermal Development in Turkey. In: Proceedings of the Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, CA, 11-13 February.
8. Wood, F.E., 1930. Study of Unitization in the Rock Mountain Region. Transactions of the AIME, 86 (1), 43-48.

**Figure 1. 3D Schematic view of reservoir.**



**Figure 2. – Graph of oil and water production rates versus time for Competitive Case 1.**



**Figure 3. – Oil and water production rates versus time for Competitive Case 2.**

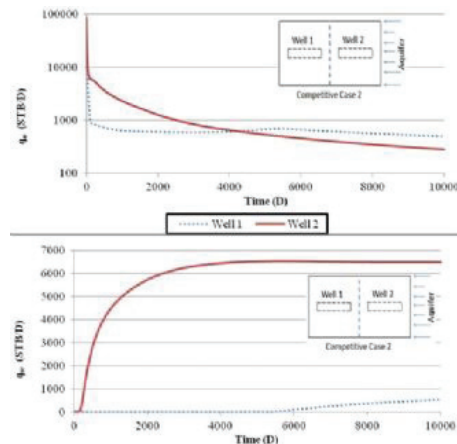


Figure 4. – Schematic top view of Unitized Case 1, Unitized Case 2 and Unitized Case 3.

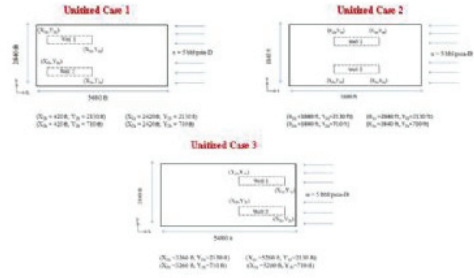


Figure 5 – Average reservoir pressure, oil rate and producing water/oil ratios versus time for unitized cases.

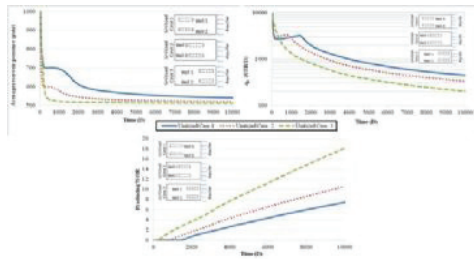


Figure 6 – Cumulative oil and water productions versus time graph of Company 1 for the cases.

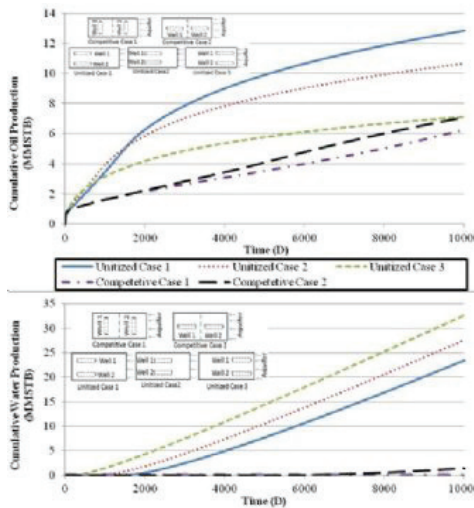


Figure 7 - Cumulative oil and water productions versus time graph of Company 2 for the cases.

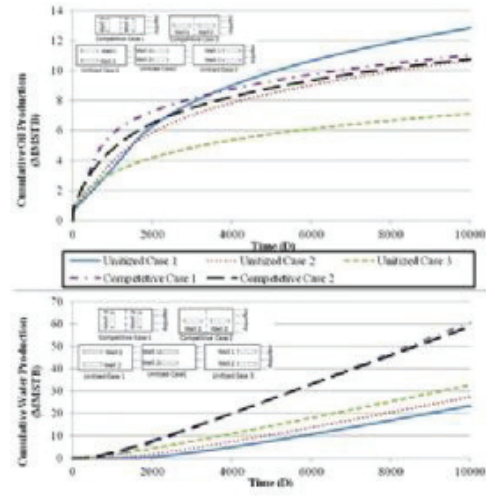
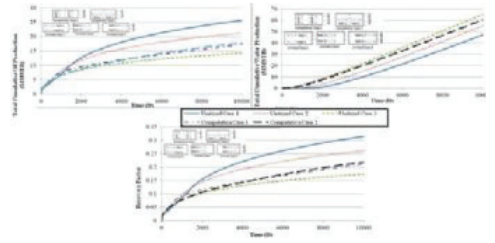


Figure 8 - Total cumulative oil, water productions and recovery factor graph versus time.



**Table 1. Rock and fluid data of the SBA oil field.**

Initial reservoir pressure, pi	2150 psia
Reservoir temperature, T	170 °F
Water density, pw	61.69 lbm/ft <sup>3</sup> @ 2150 psia & @ 170 °F
Specific gravity of water, γw	1.00782
Oil density, po	20 API* (58.024 lbm/ft <sup>3</sup> )
Water saturation, Sw	0.2
Porosity, Ø	0.155
Permeability, k	1000 md
Oil compressibility, co	4.28x10 <sup>-6</sup> 1/psia @ 2150psia & @ 170°F
Water Compressibility, cw	2.96x10 <sup>-6</sup> 1/psia
Formation compressibility, cf	4.1x10 <sup>-6</sup> 1/psia @ 2150psia & @ 170°F
Oil viscosity, μo	19 cp @ 2150 psia & @ 170°F
Water viscosity, μw	0.39 cp @ 2150psia & @ 170°F
Water formation volume factor, Bw	1.00196 B/STB @ 2150psia & @ 170°F
Oil formation volume factor, Bo	1.0048 B/STB @ initial pressure
Depth, D	5249 ft
Reservoir thickness, h	230 ft
Surface area, A	370 acres

**Table 2. Cumulative oil and water productions for cases.**

	Unitized Case 1	Unitized Case 2	Unitized Case 3	Competitive Case 1	Competitive Case 2
Qo, MMSTB Company 1	12.83	10.66	7.11	6.27	7.09
Qw, MMSTB Company 1	23.49	27.55	32.63	0.01	1.39
Qo, MMSTB Company 2	12.83	10.66	7.11	11.03	10.78
Qw, MMSTB Company 2	23.49	27.55	32.63	60.73	58.95
Qo, MMSTB Company (1+2)	25.66	21.32	14.22	17.3	17.87
Qw, MMSTB Company (1+2)	46.98	55.1	65.26	60.74	60.34

# Wettability Characterization of Different Oil/Brine/Rock Systems by using Rise in Core Method



Celal Hakan Canbaz<sup>1</sup>, Shawket Ghedan<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Schlumberger

<sup>2</sup>Computer Modelling Group

This paper describes the effect of different brine compositions on wettability of rock samples by using the new Rise in core wettability characterization technique. Rise in core method that enables to estimate dynamic contact angles of rock core samples directly is based on a modified form of Washburn equation (1921). In this work, Berea sandstones selected as rock type. Pure water and NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub> brine compositions (with 20000, 80000 and 200000ppm) concentration were used as water phase; and kerosene was used as oil phase. Rise in Core method is a proven patented method that enables to estimate all wettability regions like strongly water wet, water wet, intermediate water and oil wet, oil wet and strongly oil wet regions with illustrating the boundaries of oil and water wet zones and intermediate wetting zone as contact angle values. Besides, it gives chance to describe the contact angle of liquid/liquid/solid interface with only using the measurement values on Washburn equation directly and this enables to have results in fewer time and less cost. The obtained contact angle values represented a good coherence with the literature values. It also showed that the Rise in Core method can be considered as an alternative method to estimate the contact angle values of liquid-liquid-solid systems.

## 1. INTRODUCTION

Oil recovery from porous sedimentary rocks accrues on the overall efficiency with which oil is displaced by some other fluid in two phase condition. Interfacial phenomena that become the boundary parameter of two immiscible fluids is underlying reason of oil recovery in porous rocks because of determination the fraction of oil that moves from the swept region toward a producing well. Detailed studies of enhanced oil recovery processes and displacement efficiency from the pore spaces were started by investigation of microscopic displacement efficiency that first was reported over 70 years ago (Morrow, 1991). The interactions of rock pores geometry and interface boundary conditions are most important parameters that give the chance of describing the microscopic displacement efficiency. These interactions effectuate the term of "Reservoir Wettability".

Reservoir wettability is one of the most important parameters which control the fluid flow directly, nearby having an effect on the location and distribution of fluids. It also has an influence on core analyses, such as capillary pressure, waterflood behavior, relative permeability, tertiary recovery performance, dispersion, irreducible water and oil saturation and electrical

properties indirectly (Anderson, 1986). The wettability of a rock is depends on the relevance of its surface for water and oil. On the whole, the term of wettability can be defined as the preference of the rock surface for one of the two immiscible fluids which has interaction with each other and also surface of the rock. In other words, wettability is the relative preference of a solid surface to be coated by a certain fluid in a system (Morrow, 1991). Measured wettability values gives the average wetting ability of the various minerals forming the rock surface, because of the complicated pore structure and mineral composition of rocks.

## 2. MOTIVATION

Early on, it was thought that pore space was occupied with formation water after the migration of oil into the reservoir; hence, petroleum reservoirs were considered as strongly water wet. But in the beginning of 1940's it has been understood that oil can wet the surface of sandstone (Bartell and Miller, 1928) and silica (Benner and Bartell, 1942). There are several methods for wettability measurements like Contact Angle, Amott and USBM (United States Bureau of Mines) methods that preferred in the petroleum industry. Actually, directly contact angle measurement is the best wettability measurement method (Anderson, 1986) that includes direct measurement of the rock sample. In this method, the contact angle measures the wetting tendency of a liquid on a solid surface when another immiscible liquid is present (Hunter, 1987). For instance, in the case of a small drop of a liquid is placed on a uniform, perfectly flat, solid surface, a contact angle is formed at the junction between three phases. If the contact angle is less than 90 degree, liquid wets the solid surface and it is greater than 90 degree, the drop rounds up and does not wet the surface. Additionally, the solid is said to have neutral or intermediate wettability if the contact angle is about 90 degree. According to the literature values, when the oil-water-rock system is considered, the system is defined as water wet if  $\theta$  is between 0 degree and 60 degree to 75 degree, the system is defined as oil wet if  $\theta$  is between 180 degree and 100 degree to 120 degree, in Figure 1. (Anderson, 1986).

Some researchers use accurate boundaries for the separation of wettability types. For instance, Treiber et al. have chosen cut-off values of 75 degree and 105 degree whereas Morrow has chosen 62 degree to 133 degree or Chilingar, Yen use 80 degree to 100 degree (Morrow, 1991) and Canbaz has combined all of these cut-off values and has taken 62 degree- 80 degree interval as water wet boundary and 100 degree – 133

degree as oil wet boundary with intermediate wetting zone (Ghedan et al., 2010). On the other hand, although the contact angle method provides measuring the rocks wettability directly, it has some disadvantages like it always needs a flat smooth and shiny rock surface which could not be symbolized for heterogeneous porous reservoir rock samples. Besides, the method gives static contact angle measurements, but, as we know the reservoir rock has a dynamic structure which has includes so many dynamic parameters in it. Amott and USBM methods can be used to measure average wettability of a rock where regular shaped cores are available. Hardly, USBM method ignores the effects of capillary forces. Although, Amott method includes both capillary and viscous force effects, it could not describe strongly water wet and strongly oil wet systems. Figure 2. Schematic Diagram of Water-Wet and Oil-Wet Rock (Morrow, 1991)

A liquid may penetrate spontaneously into a porous media by capillary forces. This process is referred to as wicking. Washburn (1921) formulated the rate of penetration of a liquid into a porous medium or powdered material.

In the 1980s, Van Oss developed Thin Layer Wicking method for measuring the contact angles of all minerals, even with irregularly shaped, such as no swelling clays, talc, dolomite, limestone, calcite, silicates and the cuboids hematite (Karagüzel et al., 2005). In this method, a thin layer of powdered solid sample is deposited on glass slide. This facilitates penetration of the liquid into the layer and a sharp visible progressing contact angle line can be seen.

### 3. MATHEMATICAL DERIVATION OF THE WASHBURN EQUATION FOR LIQUID/AIR/POROUS MATERIAL SYSTEM

Liquids may be driven and penetrate into a naturally porous medium by capillary forces. Washburn derived a mathematical for a liquid/air/rock system to represent liquid penetration rate into a porous media or powdered material (Ref. 26,28,29)

$$m^2 = (C \cdot \rho^2 \gamma_{lv} \cos\theta) / \mu \cdot t \quad (1)$$

The parameter C in the Washburn Equation is a constant, characterizing the porous media. The value of this constant, C, has to be determined before we could apply the equation to any liquid/air/rock system. To determine C, a reference liquid of low surface energy is utilized. An imbibition experiment is performed with the reference liquid imbibing into air saturated rock sample. Change in sample weight is monitored as function of time. Since the reference liquid is assumed to spread over the rock surface completely, the contact angle,  $\theta$ , is assumed to be zero. Having the physical properties of this liquid, "C" of the rock sample could then be

calculated. Then if another imbibition experiment is performed on the same or twin core sample, the wettability of this rock sample could be determined for the new liquid / air / rock system.

### 4. MATHEMATICAL DERIVATION OF THE WASHBURN EQUATION FOR LIQUID/LIQUID/ROCK (WATER/OIL/ROCK) SYSTEM

Young Equation for liquid/liquid/rock systems can be described as, (Ref. 30)

$$\cos\theta_{WO} = (\gamma_{(so)} - \gamma_{sw}) / \gamma_{wo} \quad (2)$$

Evaluating  $\gamma_{sw}$  and  $\gamma_{so}$  using the Figures 2b and 2c, and substituting in Eq. 2, results in,

$$\cos\theta_{WO} = ((\gamma_O \cos\theta_O) - (\gamma_W \cos\theta_W)) / \gamma_{wo} \quad (3)$$

Now, rearrange Washburn Eq. 1 to factor out  $\gamma_{LV}$  to get:

$$\gamma_{LV} = \mu / (C \cdot \rho^2 \cos\theta) \cdot m^2 / t \quad (4)$$

Realizing that  $\gamma_{LV}$  (liquid-vapor surface tension) is equivalent to  $\gamma_o$  for an oil-air surface tension, or  $\gamma_w$  for water-air surface tension, substitute Eq. 4 in Eq. 3,

$$\cos\theta_{WO} = (((m^2 \cdot \mu_o) / (C \cdot \rho_o^2 \cdot t \cdot \cos\theta_O)) \cdot \cos\theta_O) - ((m^2 \cdot \mu_w) / (C \cdot \rho_w^2 \cdot t \cdot \cos\theta_W)) \cdot \cos\theta_W) / \gamma_{wo} \quad (5)$$

Cancelling out similar terms, results,

$$\cos\theta_{WO} = (((m^2 \cdot \mu_o) / (C \cdot \rho_o^2 \cdot t)) - ((m^2 \cdot \mu_w) / (C \cdot \rho_w^2 \cdot t))) / \gamma_{wo} \quad (6)$$

Air behaves as non-wetting phase in both oil/air/solid system, and water/air/solid system, while oil and water behave as the wetting phases with zero contact angles. For the same porous rock type, and assuming similar surface oil/air and water/air tensions, the two systems result in equal air/oil and air/water capillary forces. The penetration height of the imbibing water or oil in any porous media at any time is function of the balance between capillary and gravity forces for these two systems. For the same rock type, porosity and area open to flow, and due to its higher density, the height of water penetration due to imbibition would be smaller than that of the oil, Figure 3. The mass change of the core sample as a result of water imbibition would be the same as that resulting from the oil imbibition.

$$\rho_w \cdot g \cdot V_w = \rho_o \cdot g \cdot V_o$$

Cancelling out the parameter g,

$$\rho_w \cdot V_w = \rho_o \cdot V_o$$

This implies that,

$$m_w = m_o$$

This mass equality leads us to assume that the parameter “m” in the numerator two terms of Eq. 6 is equal. Factoring out the term  $C \cdot m^2/t$  and rearranging would result in Eq. 7,

$$\cos\theta_{WO} = \frac{((\mu_o \cdot \rho_w^2) - (\mu_w \cdot \rho_o^2))}{((\rho_o^2 \cdot p]_w^2 \cdot C \cdot \gamma_{wo}))} \cdot m^2/t \quad (7)$$

C is constant, characterizing the porous media and  $m^2/t$  is the slope of the curve resulting from mass change of core sample due to water or imbibition vs. time. Once the constant C of the porous media is determined, one could conduct water/oil imbibition experiment and directly apply the equation to determine the contact angle,  $\theta$ , (the wettability) of the oil/water/porous system. For RIC experiment with water imbibition into oil saturated core sample, Eq. 7 could be written as:

$$\cos\theta_{WO} = \frac{((\mu_o \cdot \rho_w^2) - (\mu_w \cdot \rho_o^2))}{((\rho_o^2 \cdot p]_w^2 \cdot C \cdot \gamma_{wo}))} \cdot (m_w^2)/t \quad (7a)$$

As for RIC experiment with oil imbibition into water saturated core sample, Eq. 7 would be rearranged to look like:

$$\cos\theta_{OW} = \frac{((\mu_w \cdot \rho_o^2) - (\mu_o \cdot \rho_w^2))}{((\rho_o^2 \cdot p]_w^2 \cdot C \cdot \gamma_{ow}))} \cdot (m_o^2)/t \quad (7b)$$

**5. EXPERIMENTAL SETUP AND PROCEDURE OF RIC TECHNIQUE**

Figure 4 presents a schematic of the experimental setup of the core sample preparation and the RIC wettability testing technique. For preparation, a core plug is divided into 3-4 core samples, each of 3.8cm average diameter and 1.5cm average length. The sides of the samples are sealed by epoxy to ensure one-dimensional liquid penetration into the core by the imbibition process. A vacuum desiccator and a vacuum pump are used to 100% saturate the core samples with different fluids. The RIC setup is composed of a beaker to host the imbibing liquid. Thin rope connects the core sample to a high precision balance. Positioning the hanging core sample with its bottom part barely touching the imbibing fluid, the imbibition process commences, changing the relative saturation in the core sample, leading to core mass changes with time. A computer continuously monitors the changing mass of the core sample versus time. Plots of squared mass change with time graphs are generated.

**6. MATERIALS**

Three different types of brine solutions (NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>) with 20000, 80000 and 200000 ppm and pure water were used as water phase and kerosene was used as oil phase in experiments. Besides, n-dodecane was used as the reference liquid. Physical properties of these liquids were given in Table 1. Brine solutions were evacuated by a vacuum desiccator for getting dissolved air particles completely.

Berea sandstones were investigated as in this study. Each core plug was shaped as 1.5cm in length and approximately 3.8 cm diameter, permeability values to nitrogen gas ranged from 110 to 150 md and Porosities of each core sample were between 11.5% and 13.0%.

**7. ANALYSIS AND RESULTS**

**7.1 Brine/Air/Rock System**

For the purpose of determining the contact angle values of brine/air/rock systems that implemented by using core plugs of selected rock samples and different wetting liquids with different concentrations, C material constant is described by measuring dodecane /air/rock system for each rock type in first place. Rise in core experiments starts with cross sectional isolated and air contacted rock samples by using selected wetting liquids.

For instance, the analysis of NaCl brine with 20000 ppm concentration for NaCl/air/Berea system was started by evacuation of brine sample in vacuum desiccator. Then, high precision balance, core sample and wetting liquid were placed as showed in figure 4. The mass values were recorded together with time as from the first contact time (t=0). When imbibition of wetting liquid got slower and when mass change value equals to zero, the measurement was ended.  $\Delta m^2$  versus time graph was plotted for getting the slope of the linear part and using it in Washburn equation (Figure 5).

After plotting process, two different points were chosen on the linear part of the graph for calculating the slope and it was repeated three times. An average slope value was measured by getting the arithmetic mean of three results. Finally, contact angle values were calculated by using Washburn equation. After brine/air/rock system experiments, the core samples were taken to vacuum desiccator to ensure 100% saturation of core sample.

Same process performed for different core plugs of Berea rocks by different brine samples (Pure water, NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>) with different concentrations (20000, 80000 and 200000 ppm) and graphs were plotted for each case. Contact angles were calculated for brine/air/rock systems by using equation (1). RIC experimental results for Brine/air/Berea system were plotted in Figure 6.

Contact angle values calculated by using Washburn equation that enables to characterize the wetting behavior of porous rock samples which has heterogeneous mineralogical composition (Table 3).

## 7.2 Brine/Oil/Rock System

Experiments for brine/oil/rock system were performed on core samples that have been saturated 100% in a vacuum desiccator. Similarly to brine/air/rock system, the procedure as applied for same core samples only by changing the phase from air to oil. Square of mass change versus time graphs were plotted for getting the slopes and using it in the modified form of Washburn equation for liquid/liquid/solid systems (Figure 8). For that reason, equation (7) was used for determining the contact angle values of brine/kerosene/rock systems. Contact angle values for brine/kerosene/rock system were calculated by using modified Washburn equation given in Table 4 for pure water and different brines in different concentrations.

## 8. SUMMARY AND CONCLUSIONS

RIC technique is a theoretically based method that requires much simpler experimental setup and less experimental effort to perform. It is a proved method which determines wettability in all of its possible ranges in terms of contact angle rather than a wettability index. Effect of different brine concentrations in wettability behavior investigated by using a proven Rise in Core Wettability characterization technique. Pure water and NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub> brine compositions (with 20000, 80000 and 200000ppm) concentration were used as water phase; and kerosene was used as oil phase. Oil/Brine/Berea system results showed a good coherence and a close contact angle values in Water Wet- Intermediate Water Wet region. Besides, it is understood that the brine concentration and Contact angle values has a direct proportion and Salinity increase of same type of Brine changes the wettability range from Water Wet to Intermediate Water Wet region. It also proved again that the Rise in Core method is an alternative method to estimate the contact angle values of liquid-liquid-solid systems.

## REFERENCES

- Morrow, N. R.: "Interfacial Phenomena in Petroleum Recovery", N.R. Morrow (Editor), Surfactant Science Series, 36, Marcel Dekker Inc., New York, 1991.
- Owens, W. W. and Archer, D. L.: "The Effect of Rock Wettability on Oil-Water Relative Permeability Relationships," Journal of Petroleum Technology, July 1971, 873-878.
- Anderson, W.G., "Wettability Literature Survey-Part 1: Wettability Measurement", Journal of Petroleum Technology, November 1986.
- Pirson, S. J. and Fraser, C. D.: "Quantitative Interpretation of Electric Logs in Oil-Wet Rocks - Proposed Procedure and Example Applications", Paper SPE 1562-G, Presented at 35th SPE Annual Fall Meeting, Denver, Co, Oct. 2-5, 1960.
- Leach, R. O., Wagner, O. R., Wood, H. W. and Herpke, C. F.: "A Laboratory and Field Study of Wettability Adjustment in Waterflooding", J. Petroleum Technology, February 1962, 206-212.
- Benner, F.C. and Bartell, F.E.: "The Effect of Polar Impurities upon Capillary and Surface Phenomena in Petroleum Production", Drilling and Production Practice, API, New York City, 1942, 341-348.
- Al-Maamari R. and Buckley J.: "Asphaltene Precipitation and Alteration of Wetting: The Potential for Wettability Changes During Oil Production", SPE Reservoir Evaluation & Engineering, August 2003, Vol. 6, No. 4, 210-214.
- Hirasaki, G.: "Wettability: Fundamentals and Surface Forces", Journal of SPE Formation Evaluation, June 1991, Vol. 6, 217-226.
- Buckley, J.S., Liu, Y. and Monsterleet S.: "Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils", SPE Journal Vol. 3, No. 1, March 1998, 54-61.
- Schmidt, C.: "The wettability of Petroleum Rocks and the Results of Experiments to Study Effects of Variations in Wettability of Core Samples", Erdöl Kohle, Aug 1964, Vol. 17, No. 8, 605-609.
- Brown, R.J.S. and Fatt, I.: "Measurement of Fractional Wettability of Oil Field Rocks by the Nuclear Magnetic Relaxation Method", Trans., AIME, 1956, Vol. 257, 262-264.
- Salathiel, R.A.: "Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed-Wettability Rocks", J. Petroleum Technology, October 1973, 1216-1224.
- Anderson, W.G., "Wettability Literature Survey-Part 2: Wettability Measurement, Journal of Petroleum Technology, November, 1986.
- Amott, E.: "Observations related to Wettability of Porous Rock", Transaction of AIME, 1959, Vol. 216, 156-162.
- Trantham, J. and Clampitt, R.: "Determination of Oil Saturation by Waterflooding in an Oil Wet Reservoir - The North Burbank Unit, Tract 97 Project", J. Petroleum Technology, May 1977, 491-500.
- Donaldson, E., Thomas, R., and Lorenz, P.: "Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency", SPE Journal, March 1969, 13-20.
- Okasha, T., Funk, J., and Al-Rashidi, H.: "Fifty Years of Wettability Measurements in the Arab-D Carbonate Reservoir", Paper SPE 105114, Presented at the 15th SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Kingdom of Bahrain, March 11-14, 2007.
- Cuiec, L.: "Rock/Crude Oil Interactions and Wettability: An Attempt to Understand Their Interrelation", Paper SPE 13211, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, September 16-19, 1984.
- Sharma, M. and Wunderlich, R.: "The Alteration of Rock Properties Due to Interactions with Drilling Fluid Components", Paper SPE 14302, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 22-25, 1985.
- Hjelmeland, O., and Larrondo, L.: "Experimental Investigation of the Effects of Temperature, Pressure, and Crude Oil Composition on Interfacial Properties", Journal of SPE Formation Evaluation, July 1986, 321 - 328.
- Treiber, L., Archer, D., and Owens, W.: "Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoirs", SPE Journal, December 1972, 531-540.
- Karagüzel, C., Can, F.M., Sönmez, E., Çelik, M.S.: "Effect of Electrolyte on Surface Free Energy Components of Feldspar



Minerals Using Thin-Layer Wicking Method”, J. of Colloid and Interface Science, 2005, Vol. 285, 192-200.

23. Chilingar, G.V. and Yen, T.F.: "Some Notes on Wettability and Relative Permeabilities of Carbonate Reservoir Rocks", Journal of Energy Sources, 1983, Vol. 7, No.1, 67-75.

24. Canbaz, C.H.: "Determining the Rock Wettability with Using Capillary Rise Method", M.Sc. Thesis, I.T.U. Institute of Science and Technology, Maslak, Istanbul, 2008.

25. Ma, S., Morrow, N.R., Zhou, X., and Zhang, X.: "Characterization of Wettability from Spontaneous Imbibition Measurements", Paper CIM 94-47, Petroleum Society of CIM Annual Technical Meeting, Calgary, June, 12-15, 1994.

26. Dang-Vu, T, Hupka, J.: "Characterization of Porous Material by Capillary Rise Method", Physicochemical Problems of Mineral Processing, Vol. 39, 2005, 47-65.

27. Ozturun, F.B.: "Determination of Reservoir Rock Wettability by Thin Layer Wicking Approach", M.Sc. Thesis, Institute of Science and Technology at the Istanbul Technical University, Maslak, Istanbul, 2006.

28. Wolfrom, R., Chander, S., and Hogg, R.: "Evaluation of Capillary Rise Methods for Determining Wettability of Powders", Minerals and Metallurgical Processing, Vol. 19, 2002, 198-202.

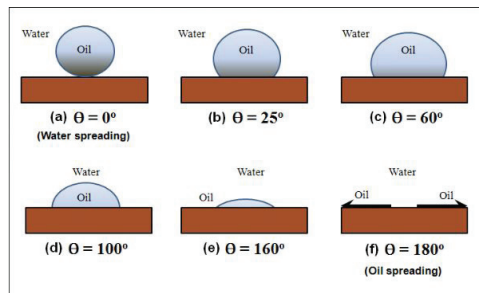
29. Van Oss, C.J.: "Interfacial Forces in Aqueous Media", Marcel Dekker, Inc., New York, USA, 1994, 21-98.

30. Tiab, D., and Donaldson, E.: "Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties", Gulf Publishing Company, New York, 2004, 240-279.

31. Ghedan S., Canbaz C.H., 2010 SPE 138697; "Wettability Profile of a Thick Carbonate Reservoir by the New Rise in Core Wettability Characterization Method"

32. Ghedan S., Canbaz C.H., 2014 SPE 17659; "Theory and Experimental Setup of the New Rise in Core Reservoir Wettability Measurement Technique

Figure 1. Wettability Classifications (Morrow, 1990)



a) Completely Water Wet b) Strongly Water Wet c) Water Wet d) Oil Wet e) Strongly Oil Wet f) Completely Oil Wet

Figure 2. Relationships between Contact Angles and Surface/Interfacial Tensions

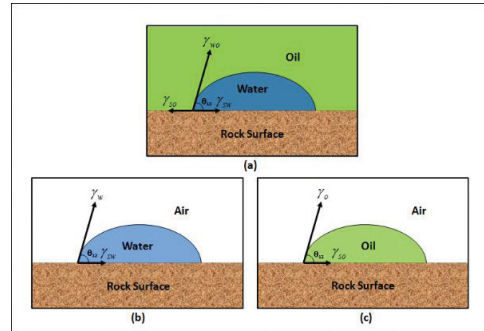


Figure 3. Imbibition of Water and Oil into Air Same Filled Capillary Tubes

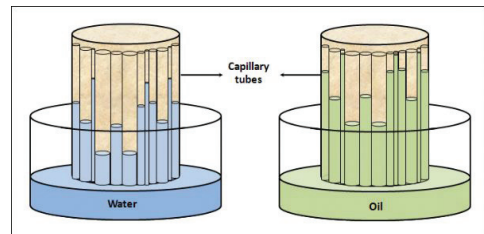
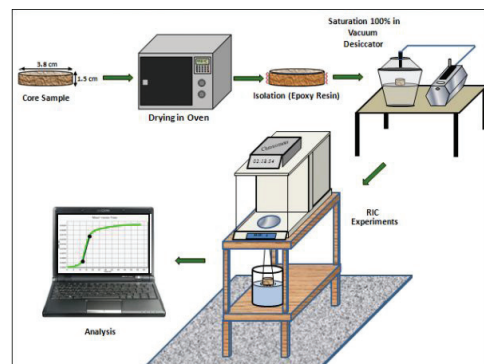


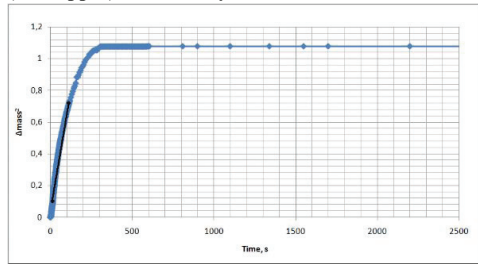
Figure 4. Schematic View of the RIC Experimental Setup



**Table 1. Physical properties of Wetting phases**

Liquid_1	Liquid_2	IFT_1	IFT_2	IFT_1_2	Density_2, g/cm3	Viscosity_2, cp
Kerosene	Pure Water	29.90	72.30	43.50	1.00	1.01
Kerosene	%2 NaCl	29.90	72.60	36.60	1.02	1.07
Kerosene	%2 KCl	29.90	72.80	25.85	1.02	1.10
Kerosene	%2 CaCl2	29.90	72.50	32.81	1.03	1.04
Kerosene	%8 NaCl	29.90	72.90	34.15	1.05	1.10
Kerosene	%8 KCl	29.90	73.10	23.10	1.10	1.13
Kerosene	%8 CaCl2	29.90	72.80	30.29	1.06	1.12
Kerosene	%20 NaCl	29.90	73.80	29.35	1.17	1.24
Kerosene	%20 KCl	29.90	74.30	19.22	1.21	1.20
Kerosene	%20 CaCl2	29.90	74.00	26.42	1.19	1.18

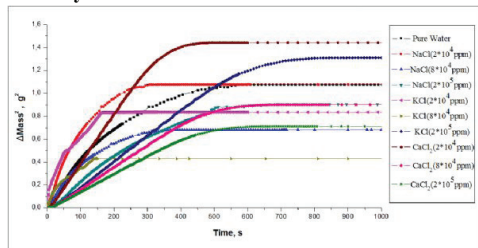
**Figure 5. RIC result and slope estimation for NaCl (20000ppm)/air/berea system.**



**Table 2. C constant and Contact Angle of NaCl (20000ppm)/Air/Berea system.**

Sample	Wetting Liquid	Viscosity	Density	Δm2/t	S.Tension	C	θ
Berea	Dodecane	1,4930	0,748	0,00096	25,4	0,0001007	0
Berea	NaCl (2*104 ppm)	1,0701	1,024	0,00403	72,6	0,0001007	55,79

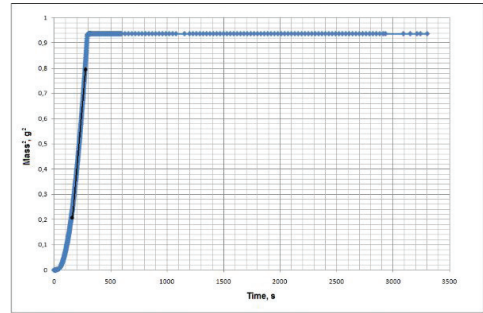
**Figure 6. RIC experimental results for Brine/air/ Berea system.**



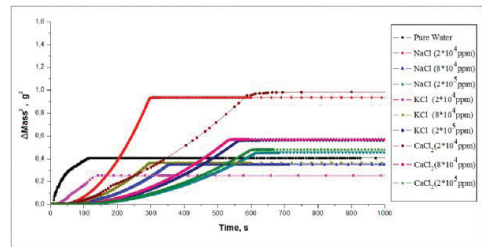
**Table 3. Contact angle values for brine / air / berea system**

System	Contact Angle, θ
Pure water/air/berea	59.96
NaCl (20000 ppm)/air/berea	55.79
NaCl (80000 ppm)/air/berea	67.34
NaCl (200000 ppm)/air/berea	71.56
KCl (20000 ppm)/air/berea	51.62
KCl (80000 ppm)/air/berea	68.86
KCl (200000 ppm)/air/berea	73.21
CaCl2 (20000 ppm)/air/berea	61.74
CaCl2 (80000 ppm)/air/berea	75.64
CaCl2 (200000 ppm)/air/berea	78.43

**Figure 7. RIC result and slope estimation for NaCl (20000ppm)/kerosene/berea system.**



**Figure 8. RIC experimental results for Brine/ kerosene/Berea system**



**Table 4. Contact angle values for brine/kerosene/ berea system.**

System	Contact Angle, θ
Pure water/kerosene/berea	54.05
NaCl (20000 ppm)/kerosene/berea	47.11
NaCl (80000 ppm)/kerosene/berea	67.17
NaCl (200000 ppm)/kerosene/berea	69.46
KCl (20000 ppm)/kerosene/berea	43.49
KCl (80000 ppm)/kerosene/berea	58.87
KCl (200000 ppm)/kerosene/berea	64.80
CaCl2 (20000 ppm)/kerosene/berea	56.98
CaCl2 (80000 ppm)/kerosene/berea	62.93
CaCl2 (200000 ppm)/kerosene/berea	66.76

## Effect of Voronoi Tesellation in Reservoir Flow Modelling

**Tuğçe Bayram Ertürk, Çağlar Sınayuc**

Petroleum and Natural Gas Engineering, Middle East Technical University, Ankara, Turkey



The major goal of reservoir simulation is to predict future performance of the reservoir and find ways and means of optimizing the recovery of some of the hydrocarbon under various operating conditions. In reservoir simulation, the geometry of the grid system as well as the discretized form of the conservation equations affect the results obtained with numerical simulations of petroleum reservoirs. The regions of the reservoir where the parameters of interest vary significantly with time or space require a higher density of grid blocks than the regions with small variations of these parameters. In this work, Voronoi gridding method, which is based on a constrained Delaunay triangulation algorithm, is utilized. The main advantage of this grid is that individual grid points can be specified anywhere inside the domain regardless of the position of any other points. Grid points are easily generated by using modules of known geometry, which can be located, scaled or rotated, in any position. Physical properties are specified at points that are independent of the computational grid. The main goal of this study is to construct a single phase reservoir model based on an open-source Voro++ software, released by the Lawrence Berkeley Laboratory and the US Department of Energy. Voro++ is written in object-oriented C++ and built as a static library. The model written in C++ programming language in this study is able to represent the complexity of real geological formations more accurately and efficiently compared with structured grids by the help of Voronoi grids. Thus, faulted/channel systems and anisotropic media are studied with the help of the constructed model. In addition to that treatment of wells in Voronoi blocks for such reservoir systems are simulated. The results are compared with analytical flow equation solutions.

## Use of Voronoi Gridding in the Design of Well Tests

**Fuad Rahimov, Caglar Sinayuc**

Middle East Technical University, Ankara, Turkey



One of the most efficient tool to accurately determine the reservoir characterization and its nature is well testing. In literature, well testing sometimes is referred as Pressure Transient Analysis (PTA). For the development strategy of the field both the technical and economic considerations are involved (Schlumberger, Modern Reservoir Testing, 1994). In order to adequately implement the optimization of the field, some sort of accurate reservoir model is required through which realistic forecasts of dynamic reservoir behaviour can be made. For instance, an engineer would be more interested in predictions about production rate and fluid recovery as the reservoir is produced. Such kind of model can be built based on geological, geophysical and well test data. Some required data can be gained from direct measurements such as from cores, cuttings, fluid samples and etc. On the other hand, some indirect measurements can be performed such as surface seismic, well logs, well tests, PVT analysis and so on. Seismic data combined with well logs can inform about static description of the field, whereas it's only well testing from which dynamic reservoir response can be acquired and interpreted. This is too crucial for the correct reservoir model establishment. For building the reservoir model representing actual reservoir features, it needs to be discretized into small blocks (SPE – 22889 – PA). Most of the reservoir simulators use structured grids by Cartesian or corner block geometries. The heterogeneity of the rock properties has to be represented in these models. Sometimes it poses some challenge to focus on certain regions of the structured models. However this technique increases the number of blocks and hence the simulation time. Voronoi diagrams can be used to discretise the reservoir so that the smaller blocks can be placed wherever needed. Such as around a well or along a fault line, etc. Therefore this study will develop the understanding the usage of Voronoi diagrams in reservoirs through well testing procedure. Well testing design starts with the simulation study where the amount of rate, the duration of the test, the choice of the observation well, etc. need to be understood before actually doing the test on the real field. The Voronoi diagrams are capable to simulate the fluid flow in the reservoir. In this study a well test design will be performed using a hypothetical Voronoi gridded reservoir. So, in this study, we will assess the applicability of Voronoi gridding simulation. For this purpose, firstly we conduct well test analysis by using Eclipse through which a simple reservoir model is built. Then we'll do drawdown/build up transient well testing analysis on this model and derive ( $k^*h$ ), skin factor and other required parameters. Once these parameters have been achieved, then we will conduct well test in C++ by using Voronoi gridding simulation. For the validation

purposes, the results gained from C++ by using Voronoi gridding are compared against Eclipse simulator output. In case of getting similar results, Voronoi gridding can be considered a good technique for simulation purposes.

### REFERENCES

- SPE Paper, 22889 – PA, Use of Voronoi grid in Simulation, April, 1994.
- Schlumberger, Modern Well Testing, 1994.
- SPE – 23715 – MS “An integrated Approach to the Design and Interpretation of Reservoir Tests and Well Productivity Analysis”, 1992
- SPE – 22372 – MS “Use of External Geological and Engineering Information for Well Test Design and Interpretation”
- Gordon Adamson, Martin Crick, Brian Gane, Omer Gurpinar, “Simulation Throughout the life of a Reservoir”, 1998

## Optimization of Locations of Voronoi Grid Points in Reservoir Simulation



**Ulvi Rza Guliyev, Çağlar Sınayuç**  
Middle East Technical University, Ankara, Turkey

---

The search for optimal conditions is one of the most basic principles in our world. There are many physical and biological laws that can prove it including the Darwinian theory of survival of the fittest, which, together with biological evolution, leads to better adaptation of a life form to its environment. Since optimization has a wide field of applications, there are different definitions describing its use for different kinds of problems. For the case that will be discussed in this project, the best definition of optimization would be “choosing of one option from a set of possible alternatives in order to reach required optimal values of the variable that needs to be optimized”. In this study, a detailed workflow of optimization of locations of Voronoi grid points by using the developed algorithm is performed by using Matlab software. The aim of this study is to find an algorithm that will divide the reservoir model into unstructured Voronoi grid blocks by considering the direction of permeability vectors, anisotropy ratio, permeability or porosity heterogeneity of the reservoir in such way that the defined fitness value in each block would be minimal. The error is defined as standard deviation of property values that are located inside of each block. Voronoi grids are strongly connected with the locations of grid points, that is why, by adjusting the coordinates of grid points, shapes and locations of grid blocks can be altered, thus, attempt to minimize the total error can be made. Since the main pressure gradients exist around the wells, the representation of the wells is achieved by using closely placed Voronoi grids around the wells as well.

# Design Study of A Heavy Oil Field Development

**İlknur Okuyucu, Oğuz Çalışkan, Yunus Ayhan, Emine Didem Korkmaz Basel, Ömer İnanç Türeyen, Abdurrahman Satman**

Istanbul Technical University, Department of Petroleum and Natural Gas Engineering, Istanbul



In this study, the development design which aims to obtain the best production from a heavy oil field, which is considered to be newly discovered, is evaluated. The field is named IOY oil field. Evaluation of development design of the field is carried out via the effects of presence of aquifer, well types (vertical and horizontal), and position of the horizontal wells on z direction on production performance. For modeling, rubis black oil simulator (Kappa-Ecrin v4.20, 2011) is used.

The project considers both the existence and nonexistence of the aquifer support, and in the cases with aquifer, a bottom water drive is assumed. For all cases, the reservoir performance is observed by considering average reservoir pressures, bottom hole pressures, oil flow rates, recovery factors, water flow rates (for the cases with aquifer).

## 1. INTRODUCTION

Worlds increasing energy needs also increases the oil demand. In order to supply the increasing demand, companies have started to produce from heavy oil fields. However producing from a heavy oil field is more complex. As a consequence, the recoveries obtained from heavy oil fields stays at lower values.

In this study, the development design which aims to obtain the best production from a heavy oil field, which is considered to be newly discovered, is evaluated. The field is named IOY oil field. The design of the field is carried out considering the effects of presence of aquifer, well types (vertical and horizontal), and position of the horizontal wells on z direction on production performance.

## 2. PROBLEM STATEMENT

IOY oil field is a heavy oil field with 11 API gravity, recovery of which is more difficult than conventional oil fields. Because of the oil's heavy components, mobility is too low. In addition to these, reservoir is supported by a bottom drive aquifer.

The aim of this study is to determine an optimum development scenario for the production of the IOY heavy oil field in a technically efficient manner. Pressure behavior, interference effects and water break through are the criteria considered for the performances.

To do this, a synthetic model of the field is first developed. Then development strategies are tested

on this synthetic model. The strategies that are tested include simulating the effect of well type (vertical or horizontal) and the presence of an aquifer.

The production scenarios considered for this development plan is production at a fixed bottom hole pressure which mimics production with a pump. Furthermore, production at a specified constant flow rate is also considered. The various development plans considered in this study are compared based on the cumulative production of oil and water, the behaviors of bottom hole and reservoir pressures.

## 3. DESCRIPTION OF MODEL

In this section the details of the IOY heavy oil field are presented. The rock and the fluid properties of the oil field are given in Table 1. To define formation volume factor and compressibility of oil Standing (1947) and Vasquez - Beggs (1980) correlations are used, respectively. Fluid type in the reservoir is considered to be dead oil. Reservoir is assumed to be homogeneous and isotropic.

The schematic 3D view of the reservoir is given on the left bottom in Figure 1. The steady-state Schilthuis (1936) water influx method is used to describe recharge between aquifer and the reservoir. The project life of 10000 days is considered as the duration of the project. Rubis black oil simulator (Kappa-Ecrin v4.20, 2011) is used for the modeling.

## 4. DESIGN STUDY

In this study, two production strategies are considered; constant oil flow rate and constant bottom hole flowing pressure. By applying these two main strategies various development plans such as single vertical well- reservoir w/o aquifer, single horizontal well- reservoir w/o aquifer, locations of horizontal wells - reservoir with aquifer are investigated. All development plans considered in this study are compared based on the cumulative production of oil and water and the behaviors of bottom hole and reservoir pressures.

### 4.1 SINGLE VERTICAL WELL - RESERVOIR WITHOUT AQUIFER

In single vertical well model, the well is located at the center of the reservoir without aquifer. Cases examined in this section are accounted as production at constant flow rate and at constant bottom hole flowing pressure. Representative view of the location of the vertical well is illustrated in each figure.

#### **4.1.1 Production at Constant Oil Flow Rate for Single Vertical Well - Reservoir without Aquifer**

The effects of constant flow rate (25 STB/D, 30 STB/D and 35 STB/D) on average reservoir pressure and bottom hole flowing pressure are investigated considering the reservoir without aquifer.

Figure 1a and 1b indicates that bottom hole flowing pressure, average reservoir pressure versus time for a production at constant oil flow rate for single vertical well located at the center of the reservoir with aquifer, respectively.

Production at higher oil flow rates result in lower bottom hole flowing pressures. There is an instant pressure drop at the early times of the production, which is a characteristic of the unsteady state flow behavior. Transient flow behavior is observed for approximately up to 1000 days. When flow reaches to the boundaries, flow regime turns into pseudo steady state during flowing pressure drops linearly. The pseudo steady state flow starts where pressure changes linearly with the production time as illustrated in Figure 1 for all three flow rate cases. Figure 1b gives the average reservoir pressure with time for constant oil flow rate production case. Average reservoir pressure declines linearly with time as expected. For higher production of oil flow rates, average reservoir pressure declines more. Figure 1c indicates that producing at a 96 STB/D or higher constant oil flow rate is not possible. Rubis switches to a constant pressure production at early times for 96 STB/D. Producing at 50 STB/D constant oil flow rate is possible until around 6000 days. Then rubis switches to a constant bottomhole flowing pressure scenario.

#### **4.1.2 Production at Constant Bottom Hole Flowing Pressure for Single Vertical Well - Reservoir without Aquifer**

Since higher flow rate cannot be achieved for a duration up to 10,000 days, another production scenario is employed which holds the bottom hole flowing pressure at a constant level. Constant bottom hole flowing pressures are taken as 500, 750 and 1000 psia respectively; the purpose is to estimate an optimized bottom hole pressure value and to understand the effect of different bottomhole flowing pressure values on the production.

As shown in Figure 2a, higher production rates are obtained with lower bottom hole flowing pressures.

Figure 2b illustrates the behavior of the average reservoir pressure with time for various constant bottom hole flowing case. Since with lower bottom hole flowing pressures higher rates and results in greater pressure drop in the average reservoir pressures.

## **4.2 SINGLE VERTICAL WELL - RESERVOIR WITH AQUIFER**

In this section, it is assumed that there is a vertical well at the center of reservoir and reservoir has a bottom drive aquifer. The well is set to 5400 ft depth to avoid water production as much as possible. This corresponds to about 65 % open interval from the top. Schilthuis (1936) model is considered to define the water influx model of aquifer. The recharge constant of aquifer is taken as 50 B/D/psia, and the results are discussed below.

#### **4.2.1 Production at Constant Oil Flow Rate for Single Vertical Well - Reservoir with Aquifer**

In this study, effects of constant flow rate (25 STB/D, 30 STB/D and 35 STB/D) on average reservoir pressure, bottom hole flowing pressure, water flow rate and recovery factor are investigated. In addition, to observe the effects of water influx, two different recharge constants (10 and 50 B/D/psia) are selected on the reservoir development.

Figure 3 gives the performance of the field with time.

As can be seen in Figure 3a, breakthrough time occurs earlier with higher oil production rates, causing higher pressure drops around the wellbore.

In Figure 3b, the average reservoir pressure starts increasing slightly at around the 250 days of production. The increase of the bottom hole pressure is actually an interesting phenomena and can be explained by the differences in the mobilities of the fluids. For the cases presented here, water is the more mobile fluid. Initially, as production starts, there is no water in the reservoir and to produce at a constant rate, the pressure difference between the bottom hole flowing pressure and the reservoir pressure takes a necessary value. After some time, when water starts occupying space in the reservoir, the average mobility of the fluid in the reservoir is increased because water has more mobility. Hence with a higher average mobility, the difference between the bottom hole flowing pressure and the reservoir pressure will be lower from that of before. This simply results in an increase in the bottom hole flowing pressure. This phenomena occurs until breakthrough time reached. Figure 3c illustrates the water flow rate versus time. As expected, water flow rate increases due to water influx from the aquifer. After breakthrough more water is produced with higher production rates as expected.

In Figure 4a the change of water flow rate with time is given considering two different recharge constants for a constant oil flow rate (30 STB/D). When recharge constant is 10 B/D/psia, breakthrough time is achieved later and water production rate is lower in as expectedly.

Figure 4b shows average reservoir pressures for different recharge constants. The average reservoir pressure drop

is smaller for a higher recharge constant case. This is an expected result since, 50 B/D/psia recharge constant gives more pressure support than 10 B/D/psia recharge constant.

#### **4.2.2 Production at Constant Bottom Hole Flowing Pressure for Single Vertical Well – Reservoir with Aquifer**

In this subsection the effects of constant bottom hole flowing pressures (500, 750 and 1000 psia) on oil flow rate, average reservoir pressure, water influx and recovery factor are investigated. Moreover, to observe the effects of water influx, two different recharge constants (10 and 50 B/D/psia) are selected on the reservoir modeling.

Figure 5 illustrates the behavior of oil flow rate (a) and average reservoir pressure (b) for constant bottom hole flowing pressure. As expected different water breakthrough times and oil flow rate behaviors are achieved for different constant bottom hole flowing pressure production cases.

Figure 5b gives average reservoir pressure with time for the constant bottom hole flowing pressures. As expected lower bottom hole flowing pressures, higher average reservoir pressures can be obtained. This is because, with a lower bottom hole flowing pressure, higher oil production rates are achieved which causes more drop in average reservoir pressure.

Figure 6 illustrates average reservoir pressure, oil flow rate and water flow rates for different recharge constants. The change of average reservoir pressure with time is given considering two different recharge constants for a constant bottom hole flowing pressure (750 STB/D). The average reservoir pressure drop is higher for a lower recharge constant (Fig 6a).

The change of oil flow rate with time is given in Figure 6b. Until breakthrough time, oil flow rate is higher for 50 B/D/psia recharge constant, due to the higher average reservoir pressure as seen in Figure 6a. However, after the breakthrough time, oil flow rate is higher for the case of 10 B/D/psia recharge constant. This situation can be explained with less water production.

Figure 6c shows the behavior of water flow rate with time for different recharge constants. As expected, breakthrough time is reached earlier and water production rate is higher for the case of 50 B/D/psia recharge constant.

### **4.3 SINGLE HORIZONTAL WELL- RESERVOIR WITH AQUIFER**

The recharge constant of aquifer is set to 50 B/D/psia. Different production cases are applied for different well depths. Initially the horizontal well depth is taken

as 5274 ft and it is located 25 ft from the top of the reservoir. In the second case the horizontal well depth is 5299 ft and it is located 50 ft from the top of the reservoir and in the final case it is 5364 ft deep and at is the center of the reservoir direction 115 ft from the top. Horizontal well length is set as 1000 ft. Schematic view of the horizontal wells in the reservoir is shown in Figure 7.

#### **4.3.1 Production at Constant Oil Flow Rate for Single Horizontal Well - Reservoir with Aquifer**

Here different well positions are applied and their results are discussed. For all cases production is assumed to take place at a constant flow rate of  $q_o=75$  STB/D is taken. Figure 7a indicates bottom hole flowing pressures versus time for production at constant oil flow rate for single horizontal well - reservoir with aquifer. The highest bottom hole flowing pressure at the end of the project time of 10000 days is obtained with well that is closer to the aquifer.

As it is clear, the bottom hole flowing pressure first displays an increasing behavior. This is due to the differences in mobility and is explained before in section 4.2.1. At the water breakthrough, the pressures start to decline due to decreasing reservoir pressure and increasing water production rate as it seen in Figure 7a, 7b and 7c.

Figure 7c shows the behavior of water productions for different well location in z direction. Higher water flow rate are obtained when horizontal wells are placed closer to the aquifer.

#### **4.3.2 Production at Constant Bottom Hole Flowing Pressure for Single Horizontal Well - Reservoir with Aquifer**

In this subsection the effects of distance from the top of the reservoir (25, 50 and 115 ft) on oil flow rate, average reservoir pressure, water influx and recovery factor are investigated. For all cases production is set at a constant bottom hole flowing pressure of 750 psia.

Figure 8a illustrates oil flow rate with time for the case constant bottom hole flowing pressure for single horizontal well in the reservoir with aquifer. As expected different water breakthrough times and oil flow rate behaviors are observed for different Dz (location of the horizontal wells on z direction) values.

Figure 8b shows average reservoir pressure with time for production at constant bottom hole flowing pressure for single horizontal well in reservoir with aquifer. As seen in Figure 8b higher oil production rates are observed with a lower bottom hole flowing pressures. The reason, as seen also in Figure 5b, is because higher oil production results in more pressure drop in the reservoir.



In Figure 8c, breakthrough time differs with respect to distance from the aquifer. Therefore the earliest water production is seen for the case when Dz equals to 115 ft. As expected when the well is closer to the water oil contact, more water flow rates are obtained.

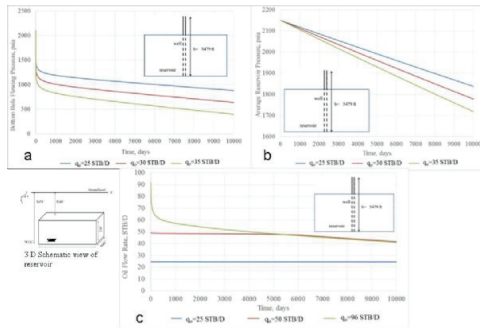
**DISCUSSION OF RESULTS AND CONCLUSIONS**

In this study, a heavy oilfield was studied to determine the effects of; production type, aquifer existence, well type and well locations in z direction (Dz), on the production performance of the field. The wells are simulated as vertical and horizontal in the model. Considering recovery factors, more amount of oil is obtained when the well is horizontal. This conclusion is valid for the cases without and with aquifer. In addition the existence of an aquifer supports the reservoir pressure which is an important parameter in the life of a reservoir.

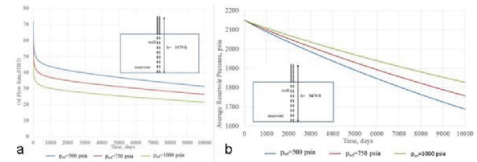
**REFERENCES**

1. Kappa-Ecrin, Rubis Dead Oil Simulator v4.20, 2011. Sophia Antipolis, France.
2. Schiltuis, R.J., 1936. Active Oil and Reservoir Energy. Transactions of the AIME, 118, 33-52.
3. Standing, M.B., 1947. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oil and Gases. Drill. & Prod. Prac., API.
4. Vasquez M.E. and Beggs H.D., 1980. Correlations for Fluid Physical Property Prediction. JPT 968 - 70, June.

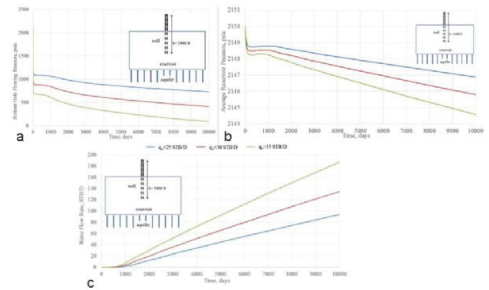
**Figure 1. (a) Bottom hole flowing pressure, (b) average reservoir pressure and (c) oil flow rate behaviors vs. time for production at a constant oil flow rate for single vertical well - reservoir without aquifer.**



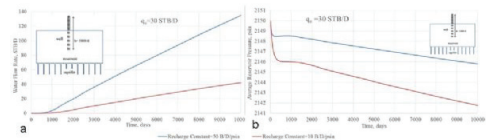
**Figure 2. (a) Oil flow rate and (b) average reservoir pressure vs. time for production at constant bottom hole flowing pressure for single vertical well - reservoir without aquifer.**



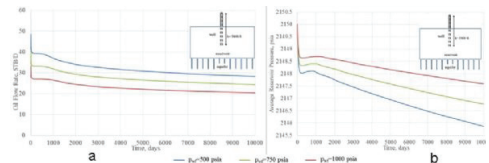
**Figure 3. (a) Bottom hole flowing pressure, (b) average reservoir pressure and (c) water flow rate vs. time for production at constant oil flow rate for single vertical well - reservoir with aquifer.**



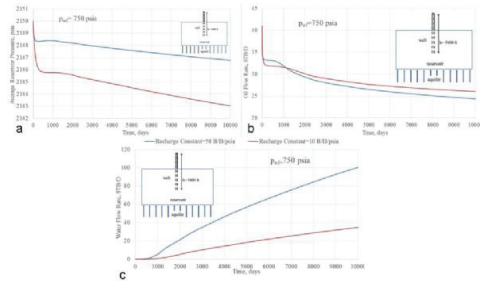
**Figure 4. (a) Water flow rate and (b) average reservoir pressure time for production at 30 STB/D constant oil flow rate for single vertical well - reservoir with aquifer.**



**Figure 5. (a) Oil flow rate and (b) average reservoir pressure time for production at constant bottom hole flowing pressure for single vertical well - reservoir with aquifer.**



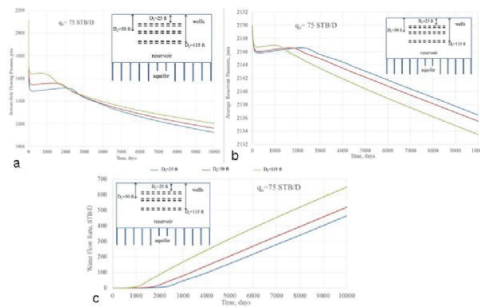
**Figure 6. (a) Average reservoir pressure, (b) oil flow rate and (c) water flow rate vs. time for production at 750 psia constant bottomhole flowing pressure for single vertical well - reservoir with aquifer.**



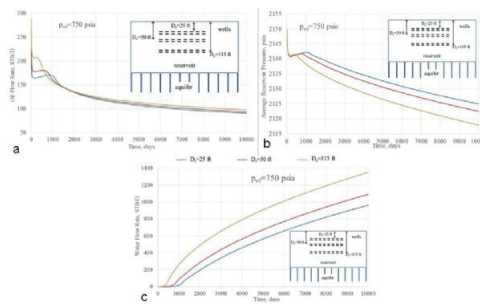
**Table 1. Rock and fluid data of the IOY oil field.**

Initial reservoir pressure, $p_i$	2150 psia	Water compressibility, $c_w$	$3.1 \times 10^{-6}$ psia <sup>-1</sup>
Initial oil formation volume factor, $B_{oi}$	1.046 bbl/STB	Oil compressibility, $c_o$	$4.1 \times 10^{-6}$ psia <sup>-1</sup>
Initial water formation volume factor, $B_{wi}$	1.02 bbl/STB	Pore compressibility, $c_f$	$4.1 \times 10^{-6}$ psia <sup>-1</sup>
Reservoir temperature, $T$	170 oF	Total compressibility, $c_t$	$8 \times 10^{-6}$ psia <sup>-1</sup>
Water density, $\rho_w$	974 kg/m <sup>3</sup>	Reservoir thickness, $h$	230 ft
API gravity	11 oAPI	Oil viscosity, $\mu_o$	420 cp
Water saturation, $S_{wir}$	0.2	Permeability, $k$	60 md
Porosity, $\phi$	0.155	Depth, $D$	5249 ft

**Figure 7. (a) Bottom hole flowing pressure, (b) average reservoir pressure and (c) water flow rate vs. time for production at 75 STB/D constant oil flow rate for single horizontal vertical well - reservoir with aquifer.**



**Figure 8. (a) Oil flow rate, (b) average reservoir pressure and (c) water flow rate vs. time for production at 750 psia constant bottomhole flowing pressure for single horizontal vertical well - reservoir with aquifer.**



# A Success Story of Applying Well by Well Prescription to Rejuvenate a Brown Field: Kurkan Field Case Study



**Murat Fatih Tuğan**

TP, Üretim Daire Başkanlığı, Ankara, Türkiye

Like increment of health problems by aging of humans, productivity problems arise in oil and gas fields with producing time. Consequently, production rates reduce and fields reach to their economic limits earlier. Most common production impairing problems in brown fields are; scale deposition, which leads to high skin factors and failure in production pumps and high water cuts, which results in high OPEX and more importantly high bottom hole pressures, hence lower drawdown pressures.

In this study, integrated reservoir management approach and well-by-well solutions to drain unswept oil in 50+ years old Kurkan Field, which are applied after TP has taken over the lease, will be presented.

Firstly, glorious successes of carefully planned workover operations in particular wells, which are temporarily abandoned by former operators and put into production with rates above field average will be elaborated. Secondly, the miraculous results of polymer gel application in high PI and high water cut wells will be presented. Finally, general facility enhancements with further drilling, workover and polymer gel application plans will be discussed.

As the final take away, every reservoir is unique and careful interest in the field can lead to more than 50 % increase in production rates, which is 970 bopd to 1500 bopd increment in Kurkan Field. Moreover, a careful well-by-well enhancement approach will help draining of unswept oil otherwise by-passed, i.e. result in a higher ultimate recovery.

## CASE STUDY: KURKAN FIELD

Kurkan Field is located in Diyarbakır Province of Turkey. Kurkan-1 well is the discovery well of this field and drilled in 1963. Various companies operated the field until Turkish Petroleum (TP) has taken over the lease on February 2009.

Mostly Derdere and partly Sabunsuyu Formations are the producing formations and the production mechanism is oil expansion and strong water drive. Water drive is more dominant in the Derdere Formation. Hence, while producing, pressure in Derdere Formation did not drop significantly due to active aquifer.

After the first oil production, field was developed by several wells. The historical oil production, water cut

and producing well number plot of Kurkan Field is given in Fig. 1 and the last ten years of history is given in Fig. 2. No EOR applications are projected in this field. However, Polymer Gel Injection for water shut-off is performed as pilot project for Derdere Formation in Q3 of 2014 and the results are highly promising.

## RESERVOIR GEOLOGY

Kurkan field is mainly producing from Upper Cretaceous Derdere Formation and Cretaceous Sabunsuyu Formation, both of which are members of Mardin Group. The Kurkan Field is formed within a thrust imbricate structure, elongate in shape east to west, bounded to the south by a frontal thrust and dip closed to the north located within an Upper Cretaceous Mardin Group carbonate reservoir. Internal deformation within the Kurkan structure comprises both normal and reverse faults. The field consists of strongly fractured areas.

The areal extent of the Kurkan field is 12.9 km<sup>2</sup>. Average reservoir depth for Derdere Formation is around 1250 m (~450 m SSTVD) and it is around 1450 m (~650 m SSTVD) for Sabunsuyu Formation. Oil water contact is at -840 m, which is the common for both reservoirs. The main production mechanism is water drive.

## PETROPHYSICAL EVALUATION

In this region, pay zones are Derdere and Sabunsuyu Formations. This field is a highly naturally fractured carbonate reservoir, having medium to high porosity, typical in Diyarbakır Region.

The Mardin Group is subdivided into four main reservoir units; U-1 (Top), U-2, U-3 and U-4 (Base). In the Kurkan Field, all units are potentially oil bearing but the bulk of the oil is contained within porous dolomite and limestone beds within Mardin U-1 and U-3. Mardin U-2 comprises argillaceous limestones with poor reservoir quality. Mardin U-1, U-2 and U-3 are belonging to the Derdere Formation whereas Mardin U-4 is belonging to the Sabunsuyu Formation and only oil bearing in crestal parts of the field.

The previous operators performed basic core analyses, which are available in K-1 and K-7 for the Derdere Formation. To determine net zones, two basic core analysis data (with Klinkenberg effect correction) were combined to plot a single "log k vs. Ø" graph as given in Fig. 3. Porosity value corresponding to the permeability

of 0.1 mD is considered as porosity cut-off, which is 7 %.

Just like all other TP fields producing from the Derdere Formation, due to intense fracture growth, high production rates can be achieved for the initial producing time. However, because of the strong aquifer and fractures, water cuts increase in a short producing time.

### WORKOVER OPERATIONS

In K-5A, 7A, 18, 20, 22 and 38 wells, where no production was observed after took over of the field in February 2009, workover operations was performed and four wells, K-5A, 18, 20 and 38, showed good production potential after workover. By selectively testing of previously perforated intervals, high water cut zones were isolated and oil producing zones are acidized. These four are producing as of today. However, operations performed in K-7 and 22 were relatively unsuccessful, high water cut problems in K-7 and dynamic liquid level problems in K-22 arose short after the operations. Hence, another set of workover operations are planned for this two well.

As part of the second workover campaign, operations performed in K-30 and K-39 wells. The initial responses were highly promising. However, after a few months of production water cuts of both wells were increased rapidly. After a few month of evaluation and observation period, either gel injection or zonal isolations are planning.

In K-41 well, which was producing with low flow rates, workover operations were performed by isolating high WC zones and acidizing oil producing zones, production rates were increased and WC reduced for a while. However, with producing time, WC increment become a problem again and further workover programs are planning.

### ACIDIZING

Firstly, due to scale problems, production impairments occur in most of the wells from time to time. According to Sample Analysis Report of TPAO Research Center dated November 25, 2013, samples taken from Kurkan-22 was 86 % soluble in HCl and 82 % MUD acid. The XRF analysis have shown 42 % Fe (Iron) and 12 % S (Sulphur) and XRD analysis have shown 30 % Greigit (Fe<sub>3</sub>S<sub>4</sub>), 19 % Goethiet (FeO(OH)), 14 % Calsite (CaCO<sub>3</sub>), 10 % Mackinawite (FeS) and 5 % Siderite (FeCO<sub>3</sub>).

Secondly, after long production times, wells need to be acidized to increase production potentials. The wells in which workover operations were performed have given good responses to the acid operations. Hence, from time

to time, acidizing operations should be performed in nearly all of the wells.

### HYDRAULIC FRACTURING

Hydraulic Fracturing or similar stimulation techniques are also evaluated. However, due to naturally fractured formation characteristics and the strong aquifer drive, fracturing techniques are not recommended in this field. Actually, no major transmissivity problems are observed throughout the field. On the contrary, water rates are increasing with producing time due to aquifer, hence water breakthroughs are observed. To overcome these problems, polymer gel applications are considered.

### POLYMER GEL APPLICATIONS

As for the pilot Polymer Gel injection project in Kurkan Field, all wells in the field were screened according to four criteria. From the most important to least, these criteria are listed as:

- 1) High WC,
- 2) High PI,
- 3) High Porosity,
- 4) Sudden water breakthrough.

At the end of the screening stage, K-11, 21, 43 and 46 were selected as promising candidates and polymer gel injection applied in Q4 of 2014. The operation summary showing injection rates, volumes and concentrations are given in Appendix-2. Test results after 4 months are given in Table 1.

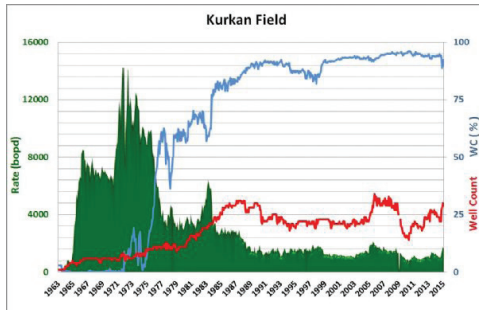
### CONCLUSIONS

As a conclusion, in order to manage the reservoir right, well-by-well investigation is a key point. There may be remaining opportunities even after 50 years of producing life. Carefully evaluating the potential opportunities and performing the necessary steps one can decrease the production decline, stabilize it or even increase the production rates.

In this work, mainly four keys are utilized to unlock the potentials in a brown field, Kurkan Field. Firstly, carefully planned workover operations to isolate high water cut zones. Secondly, acidizing low PI zones. Thirdly, polymer gel injection to shut-off water-bringing fractures. Lastly, production rate optimizations and facility enhancements.

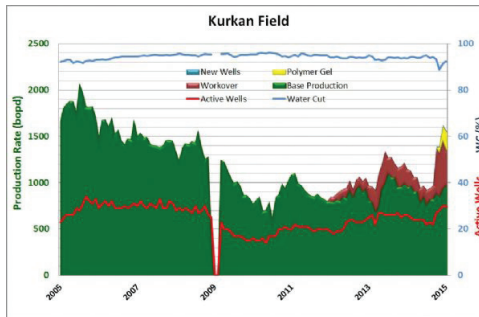
Moreover, although it was not proved in this field yet, drilling of new wells where oil was by-passed may be another option in rejuvenating the brown fields. It is also not suitable for this particular field, hydraulic fracturing may be suitable for mature fields those are encountering transmissibility problems.

Figure 1



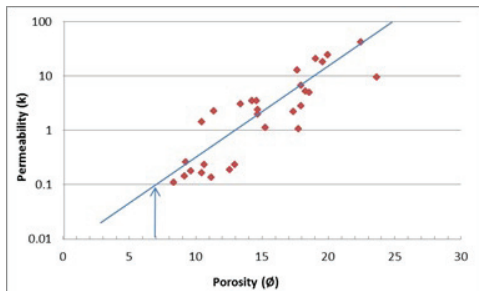
Historical field oil production, water cut and producing well number.

Figure 2



Historical field oil production, water cut and producing well number for the last 10 years.

Figure 3



Porosity vs. log Permeability graph for combination of 2 core sample analyses.

Table 1

	Before Polymer Gel Application (November 10, 2014)					After Polymer Gel Application (March 17, 2015)					Summary	
	Gross	WC	Net	Liquid Level	Pump Level	Gross	WC	Net	Liquid Level	Pump Level	Oil Rate Increase	Water Rate Reduction
	bbl/d	%	bopd	m	m	bbl/d	%	bopd	m	m	bbl/d	bbl/d
K-11	340	100	0	308	1150	144	71	42	561	1218	42	238
K-21	-	-	-	-	-	207	36	132	449	1244	132	-75
K-43	48	100	0	243	1371	168	86	24	523	1365	24	-96
K-46	984	98	20	190	-	336	84	54	1010	1352	34	662

Polymer Gel Application Results in Kurkan Field after 4 months.

# Analysis of Down-Hole Temperature Response to Determine Flow Rates in Producing Zones



**Emre Cengiz**

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

## ABSTRACT

Knowing the contribution of different producing layers to total flow rate is vital for effective reservoir management and project economics. This can be measured production logging with spinner flow meter or analyzing flowing fluid temperature response by using energy balance between flowing fluid and the surrounded formation. Heat exchange between the produced fluid and surrounded formation is a function of mass flow rate, time of production, fluid gravity, geothermal gradient and various thermal coefficients thus, the flowing fluid temperature can be useful in quantifying the flow rate from each reservoir layer. Flowing fluid temperature can be measured by dynamic temperature logging or permanently installed fiber optic cables called distributed temperature sensing (DTS). Contrary to conventional production logging methods, calculating flow rates using temperature measurements offers real time production monitoring without any restrictions.

This study provides an analysis of the temperature profile to calculate the flow contributions from different reservoir layers and discusses its applicability in real scenarios by analyzing conventional dynamic temperature logging and high resolution DTS data. Temperature data were analyzed by modified form of Ramey's pioneering model (1962) and the commercial software THERMA. Thereafter the consistency of the analysis for selected field cases are compared with flow rates determined from spinner flow meters. As a result of analysis; the contribution of different production layers are calculated and some production problems such as flow behind casing are identified by using flowing fluid temperature measurements.

## INTRODUCTION

The importance of the well bore temperature measurement was highlighted by Schlumberger, the pioneer of down-hole measurements- in early 1937(Schlumberger et al. 1937). Temperature logs have been used to understand temperature distributions of formations, however, it is possible to gain more information from the temperature distribution of flowing fluid as a function of depth and time. Temperature logs can be applied to a great number of oil-field problems, both in wells in thermal equilibrium and thermal evolution, and in both open and cased holes (Schlumberger, et al. 1937). Dynamic temperature logs measure the well bore temperature while produced fluid flows. This temperature response of flowing fluid is related to fluid properties, geothermal gradient and heat exchange with surroundings of the well and flow rate.

In both production and injection wells, heat transfer occurs between the flowing fluid and surroundings, such as tubing, casing, cement and formation. When fluid is produced, in most of the cases fluid temperature is equal to the produced zone temperature; however, there can be cooling or heating effect due to the Joule Thompson Effect (JTE). Heat transfer occurs between produced or injected fluids and earth due to temperature difference between these elements while fluid moves in the wellbore. The temperature difference between the wellbore fluid and surroundings, or fluid entry from different producing zones, can account for heat transfer. Since the fluid produced is at a greater temperature than the surroundings, it loses heat to the formation whilst flowing up the wellbore and thus, the produced fluid loses heat throughout the wellbore until it reaches the surface. During production, the hot wellbore fluid provides a source of heat to the formation while, during fluid injection the wellbore acts as a heat sink (Hasan& Kabir, 2002).

The temperature distribution has been modelled for gas and water injection wells by Nowak (1953). After this studied, Ramey (1962) published a theoretical model to estimate the temperature distribution in injection wells. Curtis and Witterholt (1973) modified Ramey's model to producing wells. Ramey's pioneering work led to many developments on many temperature models were developed to estimate temperature profiles in both production and injection models (Ouyang, 2005; Hasan et al. 2007). In the literature on temperature logging, relationships exist which may be used to predict temperature responses in producing wells as a function of volumetric flow rate, time of production, fluid gravity, geothermal gradient and various geothermal coefficients. These relationships indicate that under "ideal conditions" the temperature curve recorded above producing zone as a function of depth exponentially approaches an asymptote parallel to natural geothermal profile (Curtis& Witterholt, 1972). Applying Ramey's model to the production well, it is possible to estimate the flow rate from the corresponding temperature response.

In the last decade, conventional dynamic temperature logging has been replaced by fiber optic cable measurements called Distributed Temperature Sensing (DTS) which is attached to production string with a control line generally ½ inch diameter and measure temperature response of the wellbore every meter by analysing backscattered Raman wavelength light from pulsed laser source. Because the temperature measurements are taken continuously, it is possible to

monitor how production is changing as a consequence of changing reservoir conditions. High resolution DTS data has been used to calculate flow contribution in both oil and gas wells to evaluate completion integrity, water injection profiles, and the effectiveness of fracture jobs and to identify wellbore problems such as cement integrity, cross-flow, flow behind casing and other wellbore related events. Many successful applications have been reported using a DTS system to determine the flow profile in the wellbore (Brown et al. 2005; Pinzon, et al. 2007).

As a result of developing measurement technology, some commercial software has been able to simulate the temperature response accounting for zonal contributions from different production zones and hence, this technology can replace conventional production logging techniques. Conventional production logging tools are not effectively applicable at high flow rates and reduced the flow rates impacts on both production and project economics. Also, in some cases, well head configuration should be modified and requires extra space for production logging tool (PLT) operations which could be very difficult in offshore environment. Additionally, PLT still needs improvement for extended reach highly deviated or horizontal wells.

This study investigated the link between temperature measurements in the wellbore and zonal flow rate by using the model modified by Curtis and Witterholt (1973) for conventional temperature log analysis and employed the software THERMA for complex well schematics.

However, despite the long history of temperature measurements and widespread acknowledgement of their value in production monitoring, the use of such information to determine flow rates is still rare. In this paper, the underlying theory and application to field data will be presented. Field data will be studied using both analytical expressions and commercial software to demonstrate the power of this technique to determine flow rates.

#### Methodology to model heat transport analytically

It is possible to calculate the rate of the fluid entry with the knowledge of the analytical approach by Ramey. Firstly, the geothermal temperature distribution should be created which can be easily derived from base temperature logs. Without a base temperature log, temperature distribution of the deepest nonproducing section can be extrapolated upwards as a geothermal gradient.

It is possible to find the value of the "A" is from the asymptote, as indicated before, the difference between geothermal profile and the asymptote is  $gGA$  then the value for A can be calculated if temperature curve

is reached to asymptote and parallel to geothermal gradient. Also, Romeo-Juarez (1969) proposed a method for field calculation is valid for evaluation of the value of A.

The flowing fluid temperature  $T_{fz}$  and geothermal temperature  $T_{Gz}$  can be read from temperature log for any given depth as well as the slope of  $T_{fz}$ . By using this method all the exponential parts of the temperature log are taken into account while calculating slope of  $T_{fz}$ .

After this step, fluid entry temperature and the corresponding geothermal temperature are read from the temperature log, and then these values are applied in Eq. 4. The temperature response of the flowing fluid is plotted and A value is arranged to fit it with the measured temperature curve. Finally, the asymptote can be calculated by adding  $gGA$  to the geothermal temperature. When asymptote is plotted, calculated fluid temperature is approaching and converging with asymptote. Now using Eq. 2, with the producing time and thermal diffusivity of earth  $0.96 \text{ ft}^2/\text{day}$  and external casing radius, value of  $f(t)$  is be found. To find flow rate, Eq. 3 is used with the value of  $cf$  and  $pf$  and total flow rate can be calculated.

#### Calculation of flow rate from the temperature response

In this section one field producing oil and water together is analysed using analytical approach. The parameters used in analysis are listed in Table 1. These temperature responses illustrate the production through liner below the casing. Hence, the analysis is done by simplified form of equation due to production through casing. However, for complex production strings the heat transfer mechanism must be modified. Also, during the analysis the production problem flow behind casing or liner will be represented and explained below.

#### Oil and Water Production Well

In the first example, an oil production well is analysed. However, in this section the vertical well produces water and oil together with the reported rates  $q_w=700 \text{ bbl/day}$  and  $q_o=1400 \text{ bbl/day}$  and no free gas at bottom hole conditions. As indicated earlier, estimating geothermal gradient is essential for a consistent analysis. The geothermal gradient is extrapolated from the lowest non-production zone to surface linearly. The reported and calculated parameters for calculation of flow rate are presented in Table 2. Fluid entries can be seen on temperature logs by changing temperature response and following the exponential behaviour. At the lowest producing zone there is an abrupt increase in temperature response and since it is analysed that response corresponds to a small portion of entry, this can happen in low permeability producing zones due to the friction. Also, density measurements were taken in the wellbore and it is possible to see the type of flowing fluid in the wellbore. The measurement shows that at

the lowest part of the well density is around 350lb/bbl which indicates water accumulation down hole. The density of the flowing fluid starts decreasing from the lowest from production until 12350 ft after which it starts to increase. This zone believed to be associated with water production.

In this analysis, the values for A are calculated by considering different production zones, fitted with Eq. 4, and plotted with the temperature logs show a good match with each other. Since, the well reported with 20 days of production time and  $rci=0.209$  ft the value of  $f(t)$  from Eq. 1 becomes 3.450. Hence, total production rate calculated 2354 bbl/day which is doubtful compared to the reported total flow rate 2100 bbl/day. Also,  $f(t)$  value is uncertain because production time is less than 100 days. It is assumed 1400 bbl/day oil comes from lower zones, and 700 bbl/day water production comes from zone 1 which can be confirmed by density measurements because according to density measurements, the flowing fluid density increases above the depth of 12350ft. The flow rate is inversely proportional to dimensionless time function  $f(t)$  in Eq. 3. To calculate reported oil production rate 1400bbl/day from zone 2-3-4-5,  $f(t)$  value is arbitrarily change to  $f(t)=1.735$  to and this value of  $f(t)$  is assumed constant in every section of the production intervals. Although the production rates from lower zones are reasonable after  $f(t)$  correction, the total flow rate corresponds to the last exponential temperature response extremely high  $qt=4683$ bbl/day comparing to the reported total flow rate  $qt=2100$  bbl/day.

The high total flow rate calculated is because water comes through annulus from upper and cooler part of the formation and enters at zone 1, represented in Fig.1, which cools the flowing fluid temperature very fast and this phenomenon decreases the slope of the flowing fluid temperature. Due to the structure of Eq. 5, the calculated value of A becomes extremely high. It can be confirmed as density measurements show an increase at zone 1 representing water entry. In addition, zone 1 has a maximum porosity value of four percent; hence, producing 700bbl/day water from that zone seems impossible. Production logging tool shows an increase above these zone but not as much as 4683bbl/day. As a result, the total flow rate can be accepted as 2100bbl/day by adding 700bbl/day water production from zone 1. This well is completed with 200 perforations 12260ft to 14470ft however, most of the oil production comes from zones 2-3-4-5 that have just 34 perforations.

### Complex Well DTS Analysis by THERMA

Although the previous analytical model is fundamental of flow profiling using temperature data, it cannot handle complex well design and multiphase flow in the wellbore. Analysing complex data requires some complex algorithms for solution of energy, mass and momentum conservation which can be performed by thermal simulator. In this case, heat transfer in the well

bore is more complex than previous case and multiphase flow is observed. The temperature response of the flowing fluid is modelled by using thermal simulator which takes into account multiphase flow, JTE and deviation of the well trajectory. The 45o deviated well is producing from 51/2 inch tubing and these reservoir layers are separated from each other by using swell packers. This will provide isolation of any zones in the future as required. The fiber optic cable attached to tubing with 1/2 inch control line provides permanent temperature monitoring along the wellbore and supply real-time data during the life time of the well. Installing fiber optic cable in the wellbore with appropriate light source becomes a high resolution temperature sensor providing measurements every meter of the distance up to twelve kilometres (Ouyang, 2005). Regarding conventional dynamic temperature logs, provided high resolution with DTS provides much precise interpretation. However, the noise level in the data can be higher sometimes so that it must be smoothed before any analysis.

Flow from formation to well bore occurs due to the pressure difference. This pressure difference can cause a change on flowing fluid temperature because of JTE. Contrary to previous model, THERMA can model the near wellbore region and accounts for the JTE which is a function of fluid properties, pressure change and temperature change (Brown et al. 2007). The JTE can cause cooling while flowing fluid is gas and cause heating while flowing fluid oil and water. THERMA model analyses the data taking into account frictional, elevation and internal pressure changes, and enthalpy and entropy conservation during the process of heat transfer between fluid and surroundings with calculating flow contributions from Darcy's Law in Eq. 5 (Pinzon et al. 2010).

### Reservoir Description

The reservoir consists of the three main producing unconsolidated sandstone layers with inter-bedded shale layers existing in place between each reservoir layer so that they are analysed individually and their contribution to flow rate is calculated. Distribution zones into formation and reservoir parameters are represented in Table 3. There is no water production and no free gas at bottom-hole conditions, however, gas oil ratio (GOR) is reported 850 SCF/STB at surface conditions. Hence, the calculation in THERMA takes in to account multiphase flow.

### Analysis Process

After DTS was installed to well bore, measurement has been taken continuously throughout well bore and it is possible to observe any change in temperature response during production process. Fig. 2 shows the temperature distribution in the wellbore at different times. Also, in Fig. 3 temperature distribution of reservoir interval is presented. Pronounced temperature changes can be seen



at production intervals and at the locations where swell packers have been placed. Since there is an additional tool in production string, due to the heat exchange, temperature response can show rapid changes which can be used to check the depth of the equipment.

To begin temperature analysis the geothermal gradient is assumed 2.2 oC/100m. In the analysis, layer permeability is transformed from porosity logs to core permeability (Brown, et al. 2005). After, estimated layer permeability and pressures are input into the THERMA. Then THERMA models the temperature response of the flowing fluid. Since GR log imported in the graph approves the selected producing zones. The measured temperature with DTS and calculated temperature response nearly overlap each other in Fig.4 and as expected highest contribution of the flow comes from zone 6-7-8 which have higher kh values. Contributions of all zones are listed in the Table 5.

Since, the layers permeability is estimated from MWD porosity, these permeability values can be misleading and can change zone by zone. In Eq. 6 the flow rate is function of permeability, and the temperature is function of flow rate. Therefore, when permeability is changed, the temperature response will be changed. THERMA offers a fitting algorithm for calculated temperature to match with measured DTS data by changing selected parameters. Hence, permeability is chosen as a variable and an optimization is performed on permeability. After the optimization, calculated temperature profile shows a good match with DTS measurements except the place where swell packers are located in Fig. 5 however, this does not affect calculations. Finally, zonal flow contributions of each zone are calculated and listed in Table 4 after individual permeability of each zone optimized.

The correlation employs Eq. 6 (Darcy's Law) for vertical and deviated wells and the Joshi equation for horizontal wells. The flow rate is a function of the pressure difference between formation and wellbore, permeability, reservoir thickness and skin. Therefore, when permeability is changed, flow rate will be changed proportionally and as a result temperature response of the flowing fluid will be changed. In the optimization process, individual layer permeability is changed to match with the temperature response and each layer assigned with individual permeability in Table 4. After the optimization simulated temperature shows better match with the measured DTS temperature and represented in Fig. 11. As a result, contribution of each zone is optimized and contributions of each zone are slightly changed and listed in Table 4. The analysis of the temperature response shows that the highest 65% of the total flow rate is produced from the reservoir layer C, 2.5% from the reservoir layer B and 32.5% from reservoir layer C. Since the well bore pressure is high there is no free gas in the production zone. However, while pressure decreases in the upward

direction, solution gas come free through wellbore. Therefore, the displayed flow rates on the Fig. 4 and Fig. 5 are down-hole rates. When fluids reach to the surface the solution gas becomes free due to pressure difference and oil sink and flow rate decreases at wellbore. Down-hole and surface flow rates are calculated for gas and oil and listed in Table 4.

## DISCUSSION

1. The main uncertainty in the analytical approach is the transient conduction heat function  $f(t)$ . This function has a large uncertainty in early time of production, because the temperature response has not stabilized yet. A production time of more than 100 days is necessary to represent temperature response of the well and offer an accurate solution for flow rate calculations.
2. The first analytical approach works for a single phase fluid which is assumed to be incompressible, allowing the kinetic energy and flowing friction effects to be ignored; in some cases these can be important. In addition, the proposed model is valid only for production through casing in vertical wells. Since the heat transfer coefficient of casing is significantly higher than any other material in the system, Eq.7 can be simplified.
3. The first analytical approach suggests that the flowing fluid temperature should converge with the asymptote then flow fractions can be calculated. To implement this logic, at least one hundred feet is required between two layers to reach corresponding asymptote. Otherwise, the calculated fractions can be misleading.
4. Defining the correct geothermal temperature is extremely important to calculate heat transfer between flowing fluid and surroundings and flow rate. It can be assumed constant and extrapolated linearly from deepest non production zone of formation to surface; however, this can be misleading. To solve this uncertainty, a base temperature log must be taken before production or during the shut-in period.
5. The produced fluid flows into well bore due to pressure difference between wellbore and formation. This phenomenon employs Darcy's Law which is a function of permeability. Hence, the permeability of the produced zone affects the flow rate and subsequently affects the temperature response. Having the real permeability data helps for reasonable analysis in THERMA.
6. Reservoir pressure depletes by the time of production and hence updated pressure distribution of the wellbore and formation can help to understand production layer depletion. Moreover, this information can be used to prevent cross flow between the reservoir layers.

## CONCLUSIONS

Heat exchange, between the produced hot fluid and the surrounded cooler formation along the wellbore, is used to find an expression for flowing fluid temperature in the wellbore. Since the flowing fluid temperature is a function of mass flow rate, the mass flow rate is calculated from the temperature response of flowing fluid measured by the dynamic temperature logs or

DTS. The analytical model developed for single phase flow by Ramey (1962) was used to analyse the first field cases to investigate the individual layer contributions from changing temperature response. It was found that ~90% of the total flow was coming from ~15% of the perforated intervals. In addition, the contributions of non-significant producing layers and flow behind casing were detected by the temperature analysis. The results were found to be comparable with the production logging tool measurements.

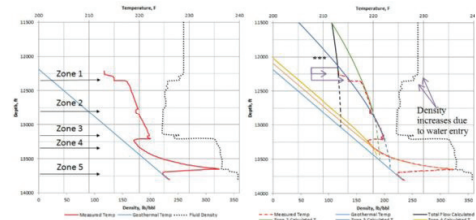
Modern wells are mostly deviated or horizontal and multiphase flow regime is very common. Ramey’s model is not able to calculate flow rate from the temperature response of the complex well scheme because of the multiphase flow and the deviation of the well. To calculate contribution of different reservoir layers in an example field study, the software THERMA was deployed. The software modifies the general energy equation by taking into account multiphase flow, deviation of the well and near wellbore effects. Therefore, more accurate results were obtained by using DTS data for 45o deviated modern well. As a result, the temperature analysis of the well shows that the reservoir layer C contributes 65% of total flow, reservoir layer B contribute 2.5% and layer A contributes 32.5% of total flow. If a shut-in survey is planned in future, the temperature response should be investigated by DTS. This process can confirm if there is a cross flow in the wellbore since temperature measurements are taken continuously.

**REFERENCES**

[1] Antonio, J. R., “A note on the theory of temperature logging”, SPE -2464. SPE Journal Vol.9, December 1969, 375-377.  
 [2] Brown, G. A., Greenaway, R., Carney, M., Meyer, J. H., Davies, E. J., Prizion, D.I. “Permanent monitoring: Taking it to reservoir”, Oilfield Review Spring, Vol.22, (2010) 34-41  
 [3] Brown, G.A., Field, D., Davies, J., Collins, P., Garayeva, N. “Production monitoring through openhole gravel-pack completions using permanently installed fiber-optic distributed temperature systems in BP-Operated Azeri Filed in Azerbaijan”, SPE-95419, proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, USA, October 2005.  
 [4] Curtis, M.R., Witterholt, E. J. “Use of temperature log for determining flow rates in producing wells”, SPE -4637-MS proceedings of the SPE 48th Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, October 1973.  
 [5] Hasan, A. R., Kabir, C. S. “Fluid and heat transfer in wellbores”. Texas: Society of Petroleum Engineers. 2002, 64-70.  
 [6] Hasan, A. R., Kabir, C. S., Wang, X. “A robust steady-state model for flowing fluid temperature in complex wells”. SPE -109765, proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, November 2007.  
 [7] Nowak, T. J. “Estimation of water injection profiles from temperature surveys”, SPE 953203, Journal of Petroleum Technology, Vol. 5, August 1953, 203-212.  
 [8] Ouyang, L. B. “Production and injection profiling- challenges and new opportunities” SPE-2005, proceedings of the 46th Annual Logging Symposium, New

Orleans, California, June 2005.  
 [9] Pinzon, I.D., Davies, J.E., Mammadkhan, F., Brown, G.A. “Monitoring production from gravel-packed sand-screen completions on BP’s Azeri Field using permanently installed distributed temperature sensors”. SPE-110064, proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, California, USA, November 2007.  
 [10] Ramey, H.J. “Wellbore Heat Transmission”, SPE-96 Journal of Petroleum Technology, April 1962, 427-435.  
 [11] Schlumberger, M., Doll, H. G., Perebinosoff, A. A., “Temperature measurements in oil wells”: Institute of Petroleum Technologists Journal, Vol.23, London, 1937, 1-25.

**Fig.1**



The calculated fluid temperature and measured fluid temperature match except for zone 1. The phenomenon of flow behind casing occurs at zone 1. Produced water comes from the point \*\*\*, upper and cooler part, through the casing behind and enter the nearest perforations of zone 1. The density measurement also confirms the water entry by increasing trend on the flowing fluid density. Because, there is a cold fluid entry at zone 1, the slope of the temperature response is so high which leads to calculation of a very high value of A. Therefore, the calculated total flow rates are (4683bbl/day) erroneously high. As a result of the analysis, it is assumed that all oil production (1400bbl/day) comes from zone 2-3-4-5 and all water production (700bbl/day) comes from zone 1.

**Table 1.**

	Oil and Water Producing Well
	Total Flow Rate Response
	Oilfield Units
Geothermal gradient, gG	0.016 F/ft
Fluid entry temperature, Tfz	213.05 oF
Entry point geothermal temperature, TGe	201.2 oF
Calculated value of A	10100 ft
Depth of fluid entry, z	12262.9 ft
Casing outside radius	0.208 ft
Production time, tp	20 days
Thermal diffusivity of earth, α	0.96 ft <sup>2</sup> /day
Fluid density, ρ	262.5 lb/bbl
Specific heat capacity of fluid, cf	1 btu/lb-oF

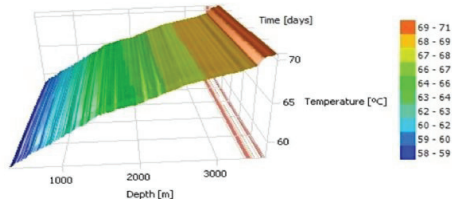
Reported and calculated parameters for the analysis of temperature distribution as a function of depth and A which is proportional to flow rate in oil producing well.

**Table 2.**

	Temperature Model	Temperature Model	Temperature Model	Temperature Model	Temperature Model	Temperature Model
Above Zone	A, ft	Zonal Contribution to Flow Rate, bbl/day $f(t)=3.45$	Total Flow Rate, bbl/day $f(t)=3.45$	Zonal Contribution to Flow Rate, bbl/day $f(t)=1.735$	Zonal Contribution to Flow Rate, bbl/day $f(t)=1.735$	Total Flow Rate, bbl/day $f(t)=1.735$
Zone 1	10100	1634	2355	3282	4583	-
Zone 2	2681	384	721	735	1400	52.5
Zone 3	1215	306	337	593	655	43
Zone 4	166	15	31	29	62	2.1
Zone 5	90	16	16	33	33	2.3

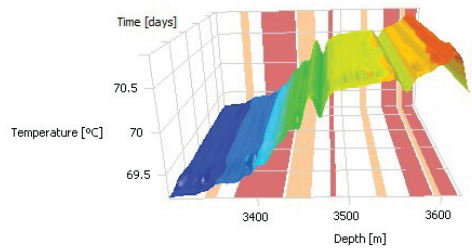
Table 2: Contribution of each zone both corrected value of  $f(t)$  and calculated  $f(t)$ .

**Fig. 2**



The flowing fluid temperature distribution measured by DTS in the well bore for complex well scheme

**Fig. 3**



Production zone temperature distribution measured by DTS in wellbore.

**Table 3.**

	Reservoir A	Reservoir A	Reservoir A	Reservoir B	Reservoir B	Reservoir C	Reservoir C	Reservoir C
	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 4	Zone 5	Zone 6	Zone 7	Zone 8
Thickness, m	9.41	39	20.2	4.68	7.9	17.94	4.8	12.9
Permeability, md	124	124	124	50	50	442	442	442
Pressure, psi	4801.5	4836.6	4868.2	4896.3	4935.8	4969.7	4981.5	4990.8

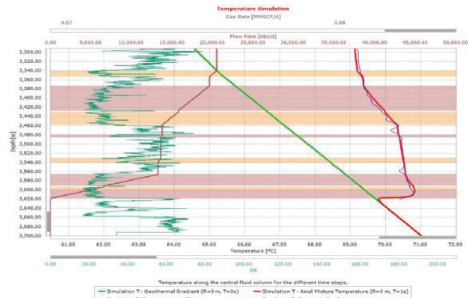
Measured reservoir parameters.

**Table 4.**

		Estimated Permeability	Estimated Permeability	Estimated Permeability	Calculated Best Fit Permeability	Calculated Best Fit Permeability	Calculated Best Fit Permeability	Calculated Best Fit Permeability
		Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface
Reservoir Layer	Zone No.	Oil Rate %	Oil Rate STB/day	Gas Rate MMSCF /day	k md	Oil Rate %	Oil Rate STB/d	Oil Rate STB/d
A	Zone 1	4.54	646.6	0.55	90	3.11	451.3	0.38
A	Zone 2	18.88	2689	2.29	100	14.37	2084.3	1.77
A	Zone 3	9.89	1408	1.20	200	15.04	2182.2	1.85
B	Zone 4	0.92	130.5	0.11	97	1.68	243.5	0.21
B	Zone 5	1.59	226.8	0.19	30	0.90	130.8	0.11
C	Zone 6	32.71	4658.5	3.96	380	26.55	3850.5	3.27
C	Zone 7	8.84	1258.9	1.07	470	8.88	1287.3	1.09
C	Zone 8	22.63	3222	2.74	610	29.47	4274.4	3.63

Zonal contributions of the producing zones before and after permeability optimization.

Fig. 4



Selected production zones shows consistency with GR measurements and calculated temperature shows reasonable match with measured DTS data except where swell packers are located. Also, zonal contribution of the producing layers can be seen on the flow profile. Therefore, the contribution of zone C is higher than zone B and A

Fig. 5



Flow rate is a function of permeability and temperature response is a function of flow rate. Therefore, individual layer permeability is optimised to match with DTS measured temperature. As a result, contribution of each layer is changed however, contribution of reservoir A, B and C still remained same

Equations

$$dq = -WcdT_r = 2\pi r_w U(T_r - T_{in}) dz = \frac{2\pi k(T_{in} - T_r) dz}{f(u)} \quad (1)$$

$$f(u) = -\ln\left(\frac{r_w}{2\sqrt{\alpha t}}\right) - 0.29 \quad (2)$$

$$q = \frac{A}{4.74 \times 10^{-3} \rho_r c_r f(u)} \quad (3)$$

$$T_r(x,t) = T_{in} - \varepsilon_r x + \varepsilon_r A + (T_{in} - T_{in} - \varepsilon_r A) e^{-x^2/4\alpha t} \quad (4)$$

$$A = \frac{T_r - T_{in}}{2\varepsilon_r x} \quad (5)$$

$$q_i = \frac{7.08 \times 10^{-3} kh(P_i - P_w)}{\mu_r B_r \left[ \ln\left(\frac{r_w}{r_e}\right) - 0.75 - S_i \right]} \quad (6)$$

$$A = \frac{Wc[k + r_w U_f(t)]}{2\pi r_w U} \quad (7)$$

Equations are used in the models to calculate the layer contribution into total flow by using flowing fluid temperature.

# Buhar Destekli Gravite Drenajı (SAGD) Metodu İçin Sinir Ağı Tabanlı Proxy Modellerin Geliştirilmesi



**Ayhan Sengel**

Türkiye Petrolleri, Batman, Türkiye

## ÖZ

Ağır petrol ve bitümen kurtarımı, ağır petrol ve bitümenin yüksek viskoziteye sahip olmasından dolayı büyük bir güçlütür. Buhar destekli gravite drenajı (SAGD) rezervuarın sıcaklığını artırarak viskoziteyi düşürme ve bunun sonucunda ağır petrol ve bitümenin kurtarımını geliştirme amaçlı olarak kullanılan bir yöntemdir.

Termal rezervuar simülasyonları SAGD performansını tahmin etmek için kullanılır. Ancak, SAGD nümerik simülasyonu oldukça karmaşık bir işler. Özellikle optimizasyon çalışması için değişken parametreler değerlendirildiğinde simülasyon çalışması çok fazla zaman aldığı için pratikte uygulanması imkansızlaşır. Bunun gibi yüksek karmaşık problemler ile çalışırken basit modeller belirli parametre aralıklarında rezervuar simülasyonlarının yerine kullanılmaktadır. Doğrusal olmayan ilişkilerin çözümü için sinir-ağı tabanlı proxy modellerinin kullanımı petrol ve gaz sektöründe son yıllarda giderek daha popüler olmuştur.

Bu çalışmanın amacı SAGD uygulamaları için anında ve makul ön tahminler sağlayabilir sinir ağı tabanlı proxy modelleri geliştirmektir. İki aşamalı bir yaklaşım kullanılmıştır. İlk aşamada spesifik bir rezervuar için proxy modelleri geliştirilmiştir. İkinci aşamada ise rezervuar ve akışkan özellikleri de değiştirilerek çalışma genişletilmiştir. İkinci aşama; biri ileri yönlü (forward) diğer ikisi ters yönlü (inverse) olmak üzere üç farklı sinir ağı tabanlı proxy modelden oluşmaktadır. Forward model (ileri yönlü), 10 yıllık kümülatif petrol üretimi, kümülatif buhar/oranı ve kümülatif su üretimi profillerini tahmin etmek için geliştirilmiştir. Inverse (ters yönlü) modellerden biri operasyonel parametreleri değeri ise rezervuar/akışkan parametrelerini tahmin etmek için oluşturulmuştur.

## GİRİŞ

Ağır petrol ve bitümen kaynakları dünya petrol rezervlerinin yaklaşık %70'ini oluşturmaktadır. Bu rezervler gelecekteki küresel petrol arzı için önemli rol oynamaktadır (1). Kanada ve Venezuela'daki bu tür rezervlerde yaklaşık 3,5-4 trilyon varil yerinde petrol bulunmaktadır (2). Kanada'daki toplam bitümen hacmi Orta Doğu'daki konvansiyonel rezervuarlardaki petrol hacmine neredeyse eşittir (3).

Döngüsel buhar enjeksiyonu (CSS) ve buhar destekli gravite drenajı (SAGD) gibi termal yöntemler ham petrolü ısıtarak yüksek viskoziteli doğasını azaltmak

için geliştirilmiştir. SAGD, Kanada ve Venezuela gibi ülkelerde bulunan ve çok fazla miktarda ağır petrol ve bitümen içeren kumtaşı rezervuarlarında çok yaygın şekilde kullanılan bir yöntemdir. Çünkü bu ankonsolide rezervuarlar yüksek dikey geçirgenliğe sahiptir (4). SAGD yönteminde birbirine paralel iki yatay kuyu kullanılmaktadır. Üst yatay kuyu rezervuara devamlı buhar enjeksiyonu amacıyla kullanılırken, alt yatay kuyu rezervuar akışkanlarını üretir. Enjekte edilen buhar formasyon içerisinde yükselir ve buhar haznesi oluşturur. Buhar haznesi rezervuarın en üst kısmına hızlı bir şekilde yükselir ve örtü katmanının altında yanlara doğru yayılmaya başlar. Buhar yoğunlaştıkça, ısınmış petrol ile birlikte gravitenin de etkisiyle üretim kuyusuna hareket eder (5).

Kümülatif buhar petrol oranı (cSOR) bir performans göstergesi olarak SAGD projelerinin optimizasyonunda önemli bir rol oynamaktadır. Yüksek cSOR, enjekte edilen buhar hacminin ve buhar üretmek için gerekli olan doğalgazın daha fazla olması dolayısıyla proses maliyetinin yüksek olması anlamına gelmektedir. Kuyu konfigürasyonu ve operasyonel parametreler kontrol edilebilir parametrelerdir ve bu parametreleri verimli bir şekilde tasarlayarak optimizasyon sağlanabilir. Projelerin temel amacı optimum dizaynı bulmaktır. Her projede ekonomik performansı etkileyen önemli parametreler bulunmaktadır. Enjeksiyon basıncı/debisi ve buhar kapan kontrolü, buhar yayılmasını kontrol etmeleri nedeniyle kümülatif buhar petrol oranını önemli ölçüde etkileyen parametreler olarak öne çıkmaktadır (6).

SAGD saha uygulamasının fizibilitesi operasyonel parametrelere ve rezervuar/akışkan özelliklerine bağlıdır. Bu parametreler nümerik simülasyonlar için girdi olarak kullanılır. SAGD nümerik simülasyonu kompozisyonel doğası ve transient sıcaklık davranışı nedeniyle oldukça karmaşık bir işler. Optimizasyon sürecinde çok sayıda parametrelerin de değişken olması da dikkate alınacak olduğunda uygulanması pratik olmayabilir.

Yapay sinir ağı, girdiler ve çıktılar arasındaki zorlu ve karışık doğrusal olmayan (lineer olmayan) ilişkileri modellemek için kullanılan bir öngörü aracıdır. Yapay sinir ağlarının fazla derecelerde serbestliği, doğrusal olmayan ilişkileri eşleştirme özelliği sunar (8). Doğrusal olmayan ilişkilerin çözümü için sinir ağı tabanlı proxy modellerinin kullanımı petrol ve doğalgaz alanında son yıllarda giderek daha popüler hale gelmiştir. Yapay sinir ağları, SAGD optimizasyonu (9) ve performans

tahmini (10) için proxy model olarak kullanılmıştır. Geri yayılım (back-propagation) en iyi bilinen denetimli (supervised) eğitim (training) algoritmasıdır. Petrol ve doğalgaz sektöründeki çoğu uygulamalar bu algoritmaya dayanır. Bu ileri beslemeli (feed-forward) yapay sinir ağı birbirine bağlı nöronlardan oluşmaktadır. Nöronlar bilgi-işlemin gerçekleştiği basit elemanlardır. Nöron, ağırlık ile adlandırılan bir değer ile çarpılır. Bu ağırlıklı değere eğilim (bias) ilave edilir ve daha sonra bu sinyallerin toplam sonucu bir transfer fonksiyonu ile ileri yönde aktarılır. Ağırlık ve eğilim sayısal parametrelerdir ve iterasyonlar ile güncellenir. Başlangıç ağırlık değerlerine rastgele sayılar atanabilir. Tasarımcı, ağı eğitilmesi süresince eğitim algoritması, nöron ve gizli katman sayısı ve transfer fonksiyonlarını deneme yanılma yoluyla belirler. Ağ eğitildikten sonra çok hızlı hesaplamalar yapılabilir.

Çok katmanlı algılayıcı (MLP), yapay sinir ağı yapısının en sık görülen tipidir. Bir giriş katmanı, bir çıkış katmanı ve giriş-çıkış katmanları arasında bir ya da birden fazla gizli katmanlardan oluşmaktadır. Sinir ağına tanımlan girdi ve çıktı verileri sırasıyla giriş ve çıkış katmanlarındaki nöron sayısını belirler. Gizli katman sayısı ve her bir gizli katmandaki nöron sayısının belirlenmesi ağı performansını için çok önemlidir. Gizli katmanların ve nöronların sayısının artırılması genellikle ağı tahmin kabiliyetini artırır. Fakat bu yaklaşım daha uzun bir eğitim süresi ve bir noktada ağı kendisine tanımlan verileri genelleme yerine ezberlemesi ile sonuçlanabilir (8). Bir problem için geliştirilen bir sinir ağı yapısı başka bir problem için çalışmayabilir. Bu çalışmada SAGD nümerik simülasyonları CMG STARS termal rezervuar simülasyonu kullanılarak işlenmiştir. Toplamda 5 adet sinir ağı tabanlı proxy modelleri geliştirilmiştir. Tepki yüzey yöntemi ve yapay sinir ağı yöntemi arasındaki performans karşılaştırılması yapılmıştır. Duyarlılık analizi ile SAGD performansını en çok etkileyen parametreler araştırılmıştır.

### SAGD NÜMERİK SİMÜLASYON MODELİ

Uygun bir grid sistemi seçmek için grid duyarlılık analizi yapılmıştır. Küçük boyutludan büyük boyutlu bir çok grid sistemi üzerinde çalışılmıştır. Kuyu yönünde (y) grid boyutunu değiştirmenin sonuçları belirgin bir halde değiştirmediği anlaşılmıştır. Diğer yandan, x-z düzleminde grid boyutunun etkisinin önemli olduğu sonucuna varılmıştır. Bu nedenle grid duyarlılık analizinden sonra 91x1x30 grid sistemi tüm simülasyonlar için uygun görülmüştür.

Çalışmada kullanılan simülasyon modeli dikkörtgensel kartezyen bir modeldir. Model iki boyutlu olmak üzere 2730 (91x1x30) grid hücrelerinden oluşmaktadır. Overburden ve underburden ısı kaybı hesaba katılmış ve rezervuar sınırının akışa izin vermediği varsayılmıştır. Modelde kılcal basınçlar hesaba katılmamıştır. Rezervuarda gaz kepi ya da akiferin olmadığı varsayılmıştır. Ön ısıtma periyodu tasarlanmamıştır. Kuyu çifti diğer kuyu çiftleri ile simetrik olacağı

varsayımından dolayı merkeze yerleştirilmiştir (Şekil-1). 0.28 ft sabit kuyu çapı kullanılmıştır. Simülasyon üç fazlı (petrol, su, buhar) model kullanılmaktadır. Ağır petrol içerisinde çözünmüş gaz bulunmamaktadır. Su bileşeninin gaz ve sulu fazın ikisinde de olmasına izin verilmiştir. Çalışmada kullanılan göreceli geçirgenlik eğrileri Şekil-2'de gösterilmiştir. Petrol viskozitesini sıcaklık ve API gravite değerlerinin fonksiyonu olarak tahmin eden yeni geliştirilmiş bir viskozite korelasyonu kullanılmıştır. Çeşitli akışkan veri bankalarında yapılan çalışmaya göre bu korelasyon geçmişte en iyi korelasyon olarak kabul edilen Bennison korelasyonuna göre %3 ile %50 arasında iyileştirme sağlamıştır (12).

$$\mu_{od} = 10(-0.71523API+22.13766) \times T^{(0.269024API-8.268047)}$$

### DATA TOPLAMA VE DEĞİŞKEN GİRDİ SEÇİMİ

Ağ doğruluğunu minimum sayıda simülasyon ile sağlamak etkin bir örnekleme algoritması gerektirir. Deneysel tasarım teknikleri örnek fazlalığını azaltmak amacıyla kullanılmaktadır. Bu çalışmada Latin hiperküp deneysel tasarım (LHD) uygulanmıştır. Bu örnekleme tasarımı değişken girdi değerlerinin etkin dağılımını oluşturmak için kullanılmaktadır.

Değişken rezervuar/akışkan özellikleri ve değişken operasyonel parametreler Tablo 1'de verilmiştir.

### AŞAMA 1: REZERVUAR SPESİFİK PROXY MODEL GELİŞTİRİLMESİ

Bu aşamanın amacı özellikle tek bir rezervuar için proxy modeller geliştirmektir. Tablo 1(b) değişken operasyonel parametrelerinin minimum ve maksimum limitlerini göstermektedir. Toplamda 904 adet örnek oluşturulmuştur. Bu örnekler CMG STARS termal rezervuar simülasyonu kullanılarak simüle edilmiştir.

### Tepki Yüzey Proxy Model

Tepki yüzeyi yöntemi belirtilen aralıklar için karmaşık nümerik rezervuar simülasyonlarının yerine kullanılmıştır. Bu yöntemle, model ve simülasyon sonuçlarının arasındaki hataların kareleri toplamı minimize edilerek katsayılar dayalı basit bir regresyon model üretilir. Lineer ve ikinci dereceden (kuadratik) regresyon modelleri oluşturmak için CMG CMOST kullanılmıştır. Yüksek determinasyon katsayısı (R2) nedeniyle, kuadratik regresyon model, lineer modele kıyasla verilerle daha iyi çıkışa sağlamaktadır. Tahmin edilen veriler gerçek verilerle uyumaktadır. Kümülatif petrol üretimi, kümülatif buhar-petrol oranı ve kümülatif su üretimini 10 yıllık bir dönemde hesaplamak için operasyonel parametrelere bağlı denklemler elde edilmiştir.

### Duyarlılık Analizi

Kümülatif petrol üretimi, kümülatif buhar petrol oranı ve kümülatif su üretimi üzerinde hangi parametrelerin en etkili olduğunu tanımlamak için tepki yüzey metodolojisi yardımı ile duyarlılık analizi yapılmıştır. Kuyu uzunluğunun kümülatif petrol ve su üretimi üzerinde en yüksek etkiye sahip olduğu tespit edilmiştir. Minimum ve maksimum değer aralığı arasında 10 yıllık süre sonunda kümülatif petrol üretimini 3.2906x106 STB değiştirmektedir. Buhar kalitesi ise en az etkiye sahip parametre olarak değerlendirilmiştir. Ancak aynı parametrelerin 10 yıl sonundaki kümülatif buhar petrol oranı üzerindeki etkisini gösteren duyarlılık analizinde buhar kalitesi en etkili parametre olarak öne çıkmaktadır. Diğer yandan kuyu uzunluğu ise en az etkili parametre olarak Şekil-3'te görülmektedir. Maksimum enjeksiyon basıncı, enjeksiyon kuyusu pozisyonu (dikey aralık) ve buhar kapan kontrolü (alt-soğutma sıcaklığı) cSOR üzerinde diğer etkili operasyonel parametreler olarak belirlenmiştir.

### İleri Yönlü (Forward) Problem İçin Sınır Ağı Tabanlı Proxy Model

Veriler ayrıca MATLAB üzerindeki sınır ağı aracına tanıtılmıştır. Veriler eğitim, doğrulama ve test olarak üç kategoriye ayrılmış ve etiketlenmiştir. Eğitim verileri ağı eğitilmesi işleminde kullanılmıştır. Doğrulama verileri üzerindeki ağ performansı, eğitim verilerinin ağ tarafından ezberlenmesini önleme amacıyla kontrol edilmiştir. Test verileri için mutlak hata yüzdesi (APE) aşağıdaki formüle göre hesaplanmıştır. Gerçek değer termal rezervuar simülâtöründen elde edilen değeri, tahmin değeri ise yapay sinir ağından elde edilen değeri temsil etmektedir. 10 yıllık süre zarfında yıllık kümülatif petrol üretimi, kümülatif buhar petrol oranı ve kümülatif su üretimi profilleri için ortalama mutlak hata yüzdesi 1.40%, 0.90% ve 0.97% olarak hesaplanmıştır. Test verileri için hazırlanmış regresyon grafikleri, korelasyon katsayılarının 0.99 ve 1 arasında olduğunu göstermekte ve bu da modelin yüksek doğruluğa sahip olduğu anlamına gelmektedir.

$$APE (\%) = \frac{|x(\text{Gerçek}) - x(\text{Tahmin})|}{x(\text{Gerçek})} * 100$$

Belirlenen aralıkların ötesinde kalan birkaç örnek CMG STARS kullanılarak yapay sinir ağının tahmin yeteneğini ölçmek amacıyla simüle edilmiştir. Yapay sinir ağı bu örnekleri doğru bir şekilde tahmin edememiştir.

Sınır ağı tabanlı proxy model ve tepki yüzey proxy model; performans göstergelerini proje zamanı ilerledikçe daha iyi tahmin edebilmektedir. Modellerin tahmin yetenekleri istatistik yoluyla değerlendirilmiştir. 1 değerine yakın R2, regresyon çizgisinin gerçek verilere uygun olduğunu göstermektedir. Korelasyon katsayıları karşılaştırması, sınır ağı tabanlı proxy modelin tepki yüzey proxy modeline kıyasla daha doğru sonuçlar verdiğini ortaya koymaktadır (Şekil-4).

### Ters Yönlü (Inverse) Problem İçin Sınır Ağı Tabanlı Proxy Model

Ters yönlü problemde, verilen bir etki için sebep tahmin edilmektedir. Ters yönlü problemlerin çözümü oldukça zordur. Çünkü istenilen sonucu elde edebilmek için tek bir çözüm yoktur (13). Bu modelde, 10 yıllık süre içindeki kümülatif petrol üretimi ve kümülatif buhar su oranı profilleri girdi olarak kullanılarak operasyonel parametreler tahmin edilmiştir. Yapay sinir ağı sırasıyla tanjant hiperbolik, tanjant hiperbolik ve logistic transfer fonksiyonları kullanan üç gizli katmandan oluşmaktadır. Ayrıca çıkış katmanında lineer transfer fonksiyonu kullanılmıştır. Yapay sinir ağı; alt-soğutma sıcaklığı (sub-cooling temperature) ve üretim kuyusundaki minimum kuyu dibi basıncını yüksek doğrulukta tahmin edememektedir. Bunun başlıca nedeni üretim kuyusunun her iki parametreyi de kullanmasıdır. Başlangıçta birinci kısıtlama minimum kuyu dibi basıncı olmaktadır. Buhar üretim kuyusuna ulaştıktan sonra buhar kapan kontrolü devreye girmekte ve buhar nüfuzunu (breakthrough) önlemek için üretim kuyusunun kuyu dibi basıncı alt-soğutma sıcaklığına göre ayarlanmaktadır. Buhar nüfuz zamanı, enjeksiyon basıncı ve dikey aralığa bağlıdır. Üretim kuyusu, buhar enjeksiyonunu hissettiğinde buhar kapan kontrolünü sağlamak için kuyu dibi basıncı değiştirilmektedir.

Yapay sinir ağı tarafından tahmin edilen operasyonel parametreler, simülâtörde girdi olarak kullanılarak simülasyonu yapılmış ve ortaya çıkan performans göstergeleri ile yapay sinir ağında girdi olarak kullanılan performans göstergelerinin birbiriyle uyumlu olduğu görülmüştür.

### AŞAMA 2: EVRENSSEL PROXY MODEL GELİŞTİRİLMESİ

Rezervuar/aķışkan özelliklerinin de değışken olarak düşünülmesiyle ilk aşamadaki model genişletilmiştir. 1590 adet simülasyon üzerinde çalışılmıştır. Duyarlılık analizi yapılmıştır. Rezervuar kalınlığındaki artışın petrol üretimini önemli ölçüde arttırdığı görülmüştür. Petrol doygunluğu, porozite, petrolün API gravitesi, geçirgenlik ve dikey-yatay geçirgenlik oranı kümülatif petrol üretimini etkileyen diğer etkili parametreler olarak dikkat çekmektedir. 1590 adet örnek MATLAB sınır ağı aracına sunulmuştur. Girdi ve hedef değerleri üzerinde ağı basitleştirilmesi için -1 ve 1 arasında normalizasyon yapılmıştır. Ağ eğitim sürecinden önce verilerin aynı aralıkta normalizasyon ile düzenlenmiş olmasının modeli geliştirdiği görülmüştür. Farklı tiplerde back-propagation algoritmaları arasında hata karşılaştırılması yapılması sonucunda, tasarlanan yapay sinir ağlarının tümünde cascade-forward, Levenberg – Marquardt back-propagation kullanılmıştır. İleri Yönlü Problem İçin Sınır Ağı Tabanlı Proxy Model Çeşitli aralıklarda rezervuar özellikleri ve operasyonel parametreleri girdi olarak kullanılarak 10 yıllık bir süre içinde yıllık kümülatif petrol üretimi, kümülatif buhar su oranı ve kümülatif su üretimi profillerini tahmin etmek üzere bir yapay sinir ağı geliştirilmiştir. Duyarlılık

analizinde tespit edilen en tesirli girdi parametreleri arasında matematiksel ilişkiler oluşturularak ağ verimliliğini arttırmak amacıyla modele ilave edilmiştir.

Tüm tahminlerin ortalama mutlak hata yüzdesi 5.24% olarak bulunmuştur. Geliştirilen yapay sinir ağı başarılı bir araç olarak kabul edilmiş, son ağırlık ve eğilim değerleri kaydedilmiştir.

#### **Ters Yönlü Problem (1) İçin Sinir Ağı Tabanlı Proxy Model**

Rezervuar özellikleri ve performans göstergeleri girdi olarak kullanılarak operasyonel parametrelerin tahmin edilmesi için geliştirilmiştir. Yapay sinir ağı sırasıyla logistic, tanjant hiperbolik ve tanjant hiperbolik transfer fonksiyonları kullanan üç gizli katmandan oluşturulmuştur (Şekil-5).

Yapay sinir ağı, üretim kuyusundaki iki kısıtlamayı yüksek doğrulukta tahmin edememektedir. Tahmin edilen operasyonel parametreler girdi olarak ileri yönlü problem için oluşturulmuş proxy modele tanıtılmıştır ve performans göstergeleri (kümülatif petrol üretimi, kümülatif buhar su oranı) elde edilmiştir. Profiller gerçekteki profiller ile karşılaştırıldığında ortalama mutlak hata yüzdesi 12% olarak bulunmuştur. Sonuç olarak performans göstergeleri gerçek performans göstergeleri ile uyusmaktadır.

#### **Ters Yönlü Problem (2) İçin Sinir Ağı Tabanlı Proxy Model**

Bu yapay sinir ağının amacı sahadaki üretim verilerini ve uygulanan operasyonel parametreleri kullanarak rezervuar/akışkan özelliklerini tahmin etmektir. Sırasıyla logistic, tanjant hiperbolik ve tanjant hiperbolik transfer fonksiyonları içeren üç gizli katmanı bulunmaktadır (Şekil-5). Eğitim sürecinden önce girdi ve çıktı verilerine logaritmik dönüşüm uygulanmıştır. Porozite, rezervuar kalınlığı ve petrol doymuşluğu gibi rezervuar özellikleri doğru bir şekilde tahmin edilmiştir (Şekil-7).

#### **GRAFİKSEL KULLANICI ARAYÜZÜ**

Sinir ağı tabanlı proxy modelleri MATLAB kullanılarak oluşturulan bir grafiksel kullanıcı ara yüzüne (GUI) entegre edilmiştir. Bu kullanıcı dostu ara yüz kullanıcıya basit bir şekilde SAGD tahminleri elde etme imkânı sağlamaktadır.

#### **SONUÇLAR**

1. Bu çalışma, ağır petrol rezervlerinde SAGD operasyonları için proxy modellerin geliştirilmesine yönelik bir kılavuz niteliği taşımaktadır. Spesifik bir rezervuar üzerinde oluşturulan model değişken sayısı daha az olduğu için çok daha doğru tahminlerin yapılmasına imkân tanımaktadır. Güvenilir

olmayan bazı rezervuar özellikleri, değişken olarak modele eklenerek uygulanması durumunda bu rezervuar özellikleri üzerindeki şüphe kaldırılabilir. 2. Proxy yöntemi, SAGD rezervuar simülasyonlarının yerine uygulanabilecek pratik bir yöntemdir. Ayrıca farklı örneklerin performansları karşılaştırılarak bir optimizasyon aracı olarak da kullanılabilir. Optimum parametreler üzerinde fikir vermektedir. 3. Korelasyon katsayısı karşılaştırmasına dayanarak, inşa edilen sinir ağı tabanlı proxy modelin tepki yüzey proxy modelden daha doğru sonuçlar verdiği görülmektedir. 4. İleri yönlü proxy modele rezervuar özellikleri ve operasyonel parametreler girildiğinde 10 yıllık bir süreç için üretim tahminleri vermektedir. Ters yönlü problem (1) için geliştirilmiş yapay sinir ağı kullanarak arzu edilen SAGD performansı için uygun SAGD tasarımı yapılabilmektedir. Sahanın üretim verilerini ve tasarlanmış operasyon parametrelerini kullanarak ters yönlü problem (2) için geliştirilmiş yapay sinir ağı yardımıyla bilinen rezervuar özellikleri tekrar değerlendirilip düzeltilebilmektedir. 5. İlk 5 yıl için daha sık zaman aralıkları kullanılarak daha iyi tahminler geliştirilebilir. Bu sayede yapay sinir ağı buharın üretim kuyusunda etkisini gösterdiği zamanı daha net kavrayabilecektir. Üretim kuyusunun maruz kaldığı minimum kuyu dibi basıncı sabitlenerek (değişken olmaması) ters yönlü yapay sinir ağının tecrübe ettiği karışıklık ortadan kaldırılabilir.

#### **TEŞEKKÜR**

Pensilvanya Eyalet Üniversitesi'nde yüksek lisans eğitimi süresince bana mali destek sağladığı için Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'na teşekkür ederim.

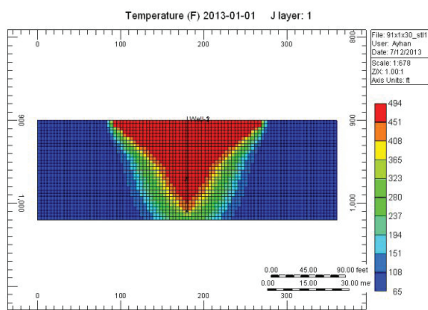
#### **KAYNAKÇA**

1. Gossuin, J., Bailey, W., Couet B., and Naccache, P., 2010, Steam-assisted Gravity Drainage Optimization for Extra Heavy Oil
2. Dusseault, M., 2001, Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands, PRISM Production Technologies Inc., Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Canada
3. Butler, R., 1994, Steam-assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance And Future, Petroleum Society of Canada, Journal of Canadian Petroleum Technology
4. Albahlani, A., and Babadagli, T., 2008, A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are We and What Is Next?, SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting, Bakersfield, California, USA
5. Butler, R., 1991, Thermal Recovery of Oil and Bitumen, Prentice Hall, New Jersey
6. Bao, X., Chen, Z., Wei, Y., Dong, C., Sun, J., Deng, H., and Yu, S., 2010, Numerical Simulation and Optimization of SAGD Process in Surmont Oil Sands Lease, Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE
7. Jahanbakhshi, R. and Keshavarzi, R., 2012, Intelligent Prediction of Wellbore Stability in Oil and Gas Wells: An Artificial Neural Network Approach, 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, Chicago, IL, USA

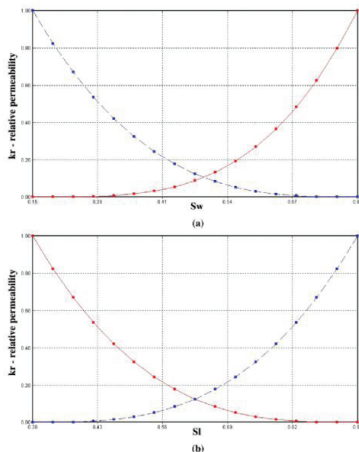


8. Sadiq, T., and Nashawi, S., 2000, Using Neural Networks for Prediction of Formation Fracture Gradient, SPE/PS-CIM International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canada
9. Queipo, N., Goicochea, P., and Pintos, S., 2001, Surrogate Modeling-Based Optimization of SAGD Processes, SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Margarita Island, Venezuela
10. Amirian, E., Leung, Y., Zanon, S., and Dzurman, P., 2013, Data-Driven Modeling Approach for Recovery Performance Prediction in SAGD Operations, SPE Heavy Oil Conference, Calgary, Canada
11. Nazzal, J., Emary I., Najim, S., 2008, Multilayer Perceptron Neural Network (MLPs) for Analyzing the Properties of Jordan Oil Shale, World Applied Sciences Journal
12. Hossain, M., Sarica, C., Zhang, H., Rhyne, L., and Greenhill, K., 2005, Assessment and Development of Heavy Oil Viscosity Correlations, SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Canada
13. Dadvand, P., Lopez, R., and Onate, E., 2006, Artificial Neural Networks for the Solution of Inverse Problems, International Center for Numerical Methods in Engineering (CIMNE)

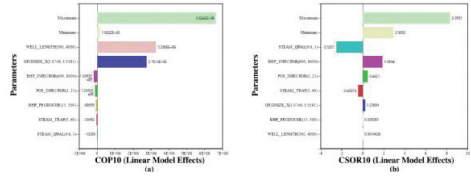
**Şekil-1: Bir Simülasyon Modelinin Kesit Görünümü ve Buhar Haznesi Sıcaklık Profili (1 yıl)**



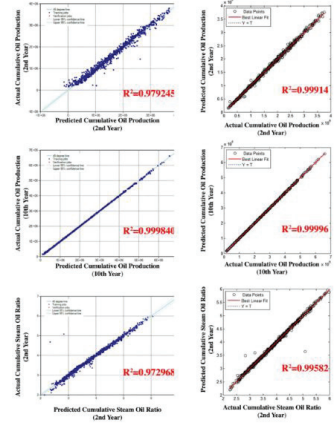
**Şekil-2: a) Su-Petrol ve b) Sıvı-Gaz Göreceli Geçirgenlik Eğrileri**



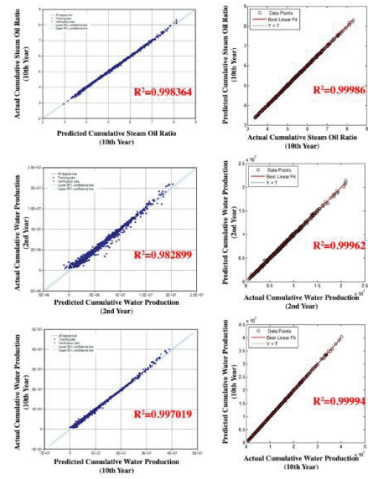
**Şekil-3: (a) Kümülatif petrol üretimi (10.yıl) üzerinde duyarlılık analizi – (b) Kümülatif buhar petrol oranı (10.yıl) üzerinde duyarlılık analizi**



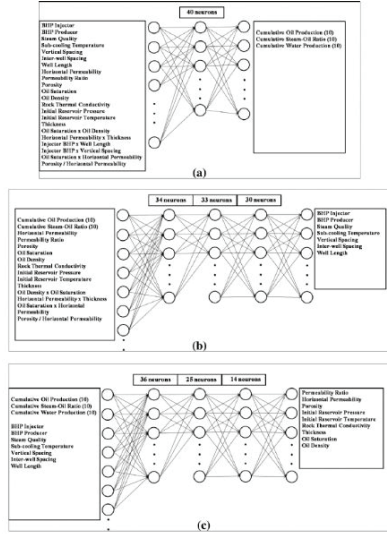
**Şekil-4: (a) Tepki Yüzey Metodu Doğrulama – (b) Yapay Sinir Ağı Doğrulama Grafikleri**



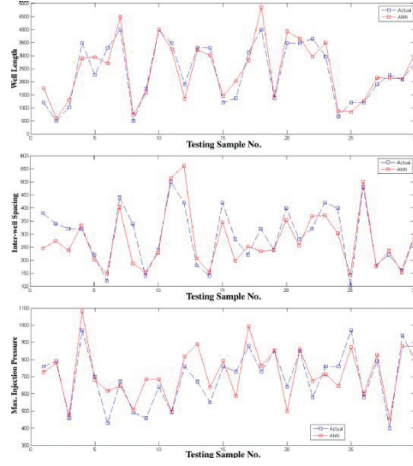
**Şekil-4: (a) Tepki Yüzey Metodu Doğrulama – (b) Yapay Sinir Ağı Doğrulama Grafikleri**



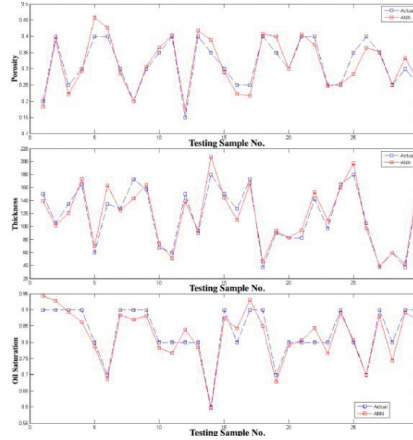
**Şekil-5: Aşama 2 Yapay Sinir Ağı Yapıları - a) İleri Yönlü b) Ters Yönlü (1) c) Ters Yönlü (2) Problem**



**Şekil-6: Ters Yönlü Problem(1) Gerçek ve Tahmin Değerleri Karşılaştırması**



**Şekil-7: Ters Yönlü Problem(2) Gerçek ve Tahmin Değerleri Karşılaştırması**



**Tablo-1: Rezervuar/Akışkan Özellikleri - Operasyonel Parametreler**

Rezervuar/Akışkan Özellikleri	MIN	MAX	Operasyonel Parametreler	MIN	MAX
Geçirgenlik Oranı (kz/kx)	0.1	1	Enjeksiyon Kuyudibi Basıncı (psia)	400	1000
Yatay Geçirgenlik (kx=ky) (md)	500	3000	Buhar Kalitesi	0.6	1
Porozite	0.15	0.4	Alt-soğutma Sıcaklığı (°F)	2	42
Orjinal Rezervuar Basıncı (psia)	100	800	Kuyu Uzunluğu (ft)	500	4000
Orjinal Rezervuar Sıcaklığı (°F)	50	100	Üretim Kuyusu Kuyudibi Basıncı (psia)	15	315
Kayaç Termal İletkenliği (Btu/(ft*day*F))	24	124	Üretim Kuyusu-Rezervuar Taban Aralığı (ft)	0.5	33
Petrol Doymuşluğu	0.4	0.9	Kuyu Patern Aralığı (ft)	100	500
Rezervuar Kahlınlığı (ft)	30	180	Kuyular Arası Dikey Aralık (ft)	5	174
Petrol API Gravite	10	20			

# A Modification to Sawyer-Brown Method To Track the Damage and Non-Darcy Effects on Bottom Hole Pressure and Rate Behavior



Ersen Alp<sup>1</sup>, Serhat Akın<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Fernas Construction Co. Inc.

<sup>2</sup>Middle East Technical University

Tracking the damage induced by production including non-Darcy effects in addition to mechanical skin and total skin is possible using Sawyer Brown (SB) Method (K.G. Brown and W.K. Sawyer (2002) [1]) or Minute Rise De-convolution (MRD) Method. SB Method has been developed on the basis of pseudo steady state radial gas flow whereas MRD Method uses real gas law to estimate the flow rate. The main motivations of both methods are to find out the path of damage development over time, which might provide considerable insight to the source of the damage. The advantages of these two methods are such that there is no requirement of service companies or down-hole equipment, and the wells can be tested at more frequent intervals than conventional testing methods.

SB Method requires a priori knowledge of gas viscosity and compressibility and that these parameters are constants although they are function of pressure, temperature, density and molecular weight. In this study, these properties have been taken as variables that are calculated using field data, combining earlier approaches and correlations. The major objective and new contribution of this modification is to investigate non-Darcy effect by considering gas viscosity and gas compressibility as dependent variable of pressure and gas density, and by considering turbulence effect as a variable of pressure, gas viscosity and flow rate. To achieve it, Jossi, Stiel and Thodos Correlation (JST Correlation) (1962) [2], implicit model of Londono-Archer-Blasingame [3] approach, Lee-Gonzalez-Eakin (LGE Correlation) [4] approach and P.M. Dranchuk and J.H. Abou-Kasem known as DOK-EOS Method (1975) [5] have been introduced to Sawyer-Brown Method [1] in addition to “gas viscosity versus pressure” and “gas compressibility versus pressure” correlations developed on the basis of field data.

In gas reservoirs, due to production as gas comes closer to the well bore, the cross sectional flow area becomes smaller and smaller, and consequently gas flow velocity gradually increases. As a result, pressure sharply drops down in the bottom-hole region. Due to this pressure change the effects of viscous forces on fluid flow in isothermal reservoirs will be investigated by considering gas viscosity and compressibility as function of pressure and density while gas density as function of pressure and molecular weight.

## Sawyer-Brown Method

The theoretical base of SB Method is pseudo steady state radial gas flow as:

$$Pr_2 - Pwf_2 = Aq(bo + sm + Dq) \text{ Eq.1.}$$

where Pr is reservoir pressure (psi), Pwf is flowing well pressure (psi), q is flow rate (MMscf/D), sm is mechanical skin (dimensionless), D is turbulence coefficient (1/MMscf). In Eq.1. “A” and “bo” are constants and given by following equations:

$$A = (1.422 \times 106 \mu g z T) / (kgh) \text{ Eq.2.}$$

where  $\mu g$  is gas viscosity(cP), z is gas compressibility factor, T is reservoir temperature (OR), kg is gas permeability (mD), h is average reservoir thickness (ft), and:

$$bo = \ln(re/rw) - \frac{3}{4} \text{ Eq.3.}$$

where re is drainage radius (ft) and rw is well radius (ft). Eq.1 has been expressed in quadratic form as the Jones Equation (1976) [6]:

$$Pr_2 - Pwf_2 = aq^2 + bq \text{ Eq.4.}$$

where “a” and “b” are coefficients of Jones Equation as:

$$a = AD \text{ Eq.5.}$$

and

$$b = A(bo+sm) \text{ Eq.6.}$$

By implementing Eq.5. into Eq.1. and solving it for sm:

$$sm = (1/A) (\Delta P_2/q) - Dq - bo \text{ Eq.7.}$$

Thus, total skin (sT) will be as:

$$sT = sm + Dq \text{ Eq.8.}$$

or through Eq.7.:

$$sT = [\Delta P_2/(Aq)] - bo \text{ Eq.9.}$$

In SB Method, “A” value in Eq.2. has been taken as constant although it is a function of gas viscosity ( $\mu g$ ) and gas compressibility (z) which are pressure (Pr and Pwf), temperature (T), density ( $\rho$ ) and molecular weight (Mw) dependent variables.

Al Hussainy-Ramey Approach by Pseudo Pressure: On flow of real gases through porous media, Al Hussainy and Ramey (1966) [7] have proposed a linearization approach by using pseudo pressure.

$$m(p) = 2 \text{ pm} \int_p (p/\mu z) dp \text{ Eq.10.}$$

Here,  $m(p)$  is real gas pseudo pressure,  $\mu$  (real gas viscosity) and  $z$  (real gas compressibility factor) are function of pressure at boundary conditions of  $p_m$  and  $p$ . In solving Eq.10., authors have applied Eilerts et al (1965) [8] and reached at following equation:

$$[m(p_r) - m(p_{bh})] = [(q_{sc} p_{sc} T) / \pi k h T_{sc}] [\ln(r/r_w) + s + D_{qsc}] \text{ Eq.11.}$$

Here  $m(p_r)$  and  $m(p_{bh})$  are real gas pseudo pressure at reservoir and bottom hole consequently.

**Viscosity Correlations**

Regarding hydrocarbon gas mixtures viscosity and density behavior as pressure dependent variables, Londono F.E. and et al. (2002) [3] had reported simplified correlations to optimize existing models by using extensive number of measured gas mixture viscosities and densities, to create large scale database of mentioned properties including their pseudo reduced properties over a wide range of composition, pressure and temperature. They have refitted Jossi, Stiel and Thodos Correlation (JST Correlation) (1962) [2]. In original JST Correlation, proposed for gas viscosity is as:

$$[(\mu_g - \mu^*) \xi + 10^{-4}]^{1/4} = f(p_r) \text{ Eq.12.}$$

where  $\mu_g$  is gas viscosity (cP),  $\mu^*$  is gas viscosity at low pressure (cP), and reduced density function  $f(p_r)$  is:

$$f(p_r) = 0.1023 + 0.023364 p_r + 0.058533 p_r^2 - 0.040758 p_r^3 + 0.0093324 p_r^4 \text{ Eq.13}$$

Reduced density  $p_r$  (dimensionless) is:

$$p_r = p/p_c \text{ Eq.14.}$$

$\rho$  is hydrocarbon gas mixture density (g/cc) and  $\rho_c$  is density at critical point (g/cc).

In Eq.10.  $\xi$  is:

$$\xi = T_c^{1/6} / (M_w^{1/2} P_c^{2/3}) \text{ Eq.15.}$$

where  $T_c$  is critical temperature (OK),  $M_w$  is molecular weight (lb/lb-mol) and  $P_c$  is critical pressure (atm). JST Correlation coefficients in Eq.13. and Eq.15. have been refitted with optimized coefficient by Londono F.E. and et al. (2002) [3] as:

$$f(p_r) = 0.10367 + 0.131243 p_r + 0.0171893 p_r^2 - 0.0312987 p_r^3 + 0.00884909 p_r^4 \text{ Eq.16.}$$

$$\xi = T_c - 0.121699 / (M_w 0.391956 P_c - 0.150857) \text{ Eq.17.}$$

The data base used in obtaining coefficients of Eq.13. and Eq.15. had an upper limit of 2 for reduced density. But data base used in obtaining optimized coefficients of Eq.16. and Eq.17. had reduced densities greater than 2.

Another considered correlation in estimating hydrocarbon gas viscosity is Lee, Gonzales, and Eakin Correlation (LGE Correlation) (1966) [4]:

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp(X \rho Y) \text{ Eq.18.}$$

where:

$$K = [(9.379 + 0.01607 M_w) T^{1.5}] / (209.2 + 19.26 M_w + T) \text{ Eq.19.}$$

$$X = 3.448 + (986.4 / T) + 0.01009 M_w \text{ Eq.20.}$$

$$Y = 2.447 - 0.2224 X \text{ Eq.21.}$$

Here  $\mu_g$  is hydrocarbon gas mixture viscosity,  $\rho$  is density (g/cc),  $M_w$  is molecular weight of (lb/lb-mole) and  $T$  is temperature (OR).

Londono F.E. and et al. (2002) [3] had optimized LGE Correlation coefficients given in Eq.19., Eq.20., and Eq.21. as:

$$K = [(16.7175 + 0.0419188 M_w) T^{1.40256}] / (212.209 + 18.1349 M_w + T) \text{ Eq.22.}$$

$$X = 2.12574 + (2063.71 / T) + 0.0119260 M_w \text{ Eq.23.}$$

$$Y = 1.09809 - 0.0392851 X \text{ Eq.24.}$$

Following implicit model developed by Londono F.E. and et al. (2002) [3] to estimate hydrocarbon gas mixture viscosity as function of gas viscosity at 1 atm, gas density and temperature can be estimated as follows:  $\mu_g = \mu_{1 \text{ atm}} + f(p)$  Eq.25.

where

$$\mu_{1 \text{ atm}} = [-6.39821 - 0.6045922 \ln(\gamma_g) + 0.749768 \ln(T) + 0.1261051 \ln(\gamma_g) \ln(T)] / [1 + 0.0697180 \ln(\gamma_g) - 0.1013889 \ln(T) - 0.021594 \ln(\gamma_g) \ln(T)] \text{ Eq.26.}$$

here  $\gamma_g$  is gas specific gravity and  $T$  is temperature (OR).  $f(p) = (a + b p + c p^2 + d p^3) / (e + f p + g p^2 + h p^3)$  Eq.27.

where  $\rho$  is gas density (g/cc), and:

$$a = 0.953363 - 1.07384 T + 0.00131729 T^2 \text{ Eq.28.}$$

$$b = -0.971028 + 11.2077 T + 0.0901300 T^2 \text{ Eq.29.}$$

$$c = 1.01803 + 4.98986 T + 0.302737 T^2 \text{ Eq.30.}$$

$$d = -0.990531 + 4.17585 T - 0.636620 T^2 \text{ Eq.31.}$$

$$e = 1.00000 - 3.19646 T + 3.90961 T^2 \text{ Eq.32.}$$

$$f = -1.00364 - 0.181633 T - 7.79089 T^2 \text{ Eq.33.}$$

$$g = 9.98080 - 1.62108 T + 0.000634836 T^2 \text{ Eq.34.}$$

$$h = -1.00103 + 0.676875 T + 4.62481 T^2 \text{ Eq.35.}$$

Average absolute error for above described Implicit Model to estimate viscosity is 3.05 percent.

**Density Correlations**

Equation of State (EOS) for real gases is:

$$\rho = (1 / 62.37)(P / z)(Mw / RT) \text{ Eq.36.}$$

where 62.37 is conversion factor (1 g/cc = 62.37 lb/ft<sup>3</sup>), ρ is gas density (g/cc), P is pressure (psia), Mw is molecular weight (lb/lb-mole) z is gas compressibility factor (dimensionless), T is temperature (OR) and R is universal gas constant 10.732 (psia ft<sup>3</sup> / lb-mole OR). M.B. Standing and D.L. Katz (1942) [9] had presented gas compressibility factor estimation by explicit function of pseudo-reduced pressure and temperature. P.M. Dranchuk and J.H. Abou-Kasem (1975) [5] had presented following equation known as DAK-EOS to calculate z-factor:

$$z = 1 + [0.3265 + (-1.0700/Tr) + (-0.5339/Tr^3) + (0.01569/Tr^4) + (-0.05165/Tr^5)]pr + [0.5475 + (-0.7361/ Tr) + (0.1844/ Tr)]pr^2 - 0.1056[(-0.7361/ Tr) + (0.1844/ Tr^2)]pr^5 + 0.6134(1 + 0.7210pr^2)( pr^2/Tr^3)exp(-0.7210 pr^2) \text{ Eq.37.}$$

where z is gas compressibility factor (dimensionless), Tr is reduced temperature (dimensionless), pr is reduced density (p/pc dimensionless), ρ is density (g/cc), and pc is:

$$pc = zc(P_r / zTr) \text{ here } zc = 0.27 \text{ Eq.38.}$$

Londono F.E. and et al. (2002) [3] had resolved DAK-EOS by using H.F. Poettmann and P.G. Carpenter (1952) [10], and modified Eq.35 with new coefficients as:

$$z = 1 + [0.3024696 + (-1.046964/Tr) + (-0.1078916/Tr^3) + (-0.7694186/Tr^4) + (0.1965439/Tr^5)]pr + [0.6527819 + (-1.118884/ Tr) + (0.3951957/ Tr)]pr^2 - 0.09313593[(-1.118884/ Tr) + (0.3951957/ Tr^2)]pr^5 + 0.8483081(1 + 0.7880011pr^2)( pr^2/Tr^3)exp(-0.7880011pr^2) \text{ Eq.39.}$$

Then, they had optimized DAK-EOS for z-factor coupled with:

$$Ppc = 725.89 - 70.27\gamma_g - 9.05\gamma_g^2 \text{ Eq.40.}$$

$$Tpc = 40.39 + 549.47\gamma_g - 94.01\gamma_g^2 \text{ Eq.41.}$$

where Ppc is pseudo-critical pressure (psia), Tpc is pseudo-critical temperature (OR), and γg is gas specific gravity (air=1.0).

This optimized model provides average absolute error is 3.06 percent for estimating z-factor by DAK-EOS method.

**Rs Factor Correlation**

Although the reservoir studied in this dissertation is a gas reservoir with no oil, in case of gas condensation, Rs factor (solution gas oil ratio) values are calculated by Al-Marhoun Correlation [11]. According to Al-Marhoun correlation:

$$Rs = \{x / [(\gamma_g - 1.87909)(\gamma_c - 3.04659)(T_1 - 302347)]\} (1/0.722569) \text{ Eq.42.}$$

where

$$X = [-b + \text{Sqrt}(b^2 - 4ac)] / 2a \text{ Eq.43. and}$$

$$a = -2.278475 \times 10^{-9} \text{ Eq.44.}$$

$$b = 7.02362 \times 10^{-3} \text{ Eq.45.}$$

$$c = -64.13891 - P \text{ Eq.46.}$$

here γg is gas specific gravity, γc condensate specific gravity, and T is temperature (OR).

**Numerical Modeling**

For radial fluid flow through porous medium, a single and vertical well has been assumed and modeled in CMG IMEX numerical simulator. Assumed parameters and modeling have been done according to applicability of chosen field case characteristics. Reservoir zone has been divided to 30 parallel layers.

The effect of turbulence and viscous forces have been focused on and modeled by CMG IMEX Simulator. Their individual, mutual and collective effects on hydrocarbon flow behavior in porous media quantitatively have been investigated and finally predicted by using the field data of a well, which satisfies radial pseudo steady state gas flow assumption.

Additionally, isothermal gas flow through porous media has also been assumed by considering three supporting factors:

a. Gas viscosity and gas deviation factor calculated from the field data and implemented to the numerical simulator.

b. Permeability values calculated by using the porosities from Density Log for perforated producing layers and implemented to the simulator against corresponding depth intervals.

c. Obtained Reynold Numbers in flow through reservoir section of the well is below 0.2 even at the highest production rates of this well's production history. Thus, there is no turbulence effect in reservoir flow of this well. Pressure drop at the bottom of well is not high as to cause Joule-Thompson effect, [12] which is mainly result of changes in gas deviation factor as a function of pressure, and results in temperature drop in the bottom of the well due to high pressure drop. In solving pseudo steady state radial gas flow equation

(Eq.1.), gas viscosity, density and gas compressibility factor have been taken as pressure dependent variables, and Jossi, Stiel and Thodos Correlation (JST Correlation) (1962) [2], Lee, Gonzales, and Eakin Correlation (LGE Correlation) (1966) [4], implicit model of Londono F.E. and et al. (2002) [3], P.M. Dranchuk and J.H. Abou-Kasem (1975) [5] (DOK-EOS Method) have been used in combined.

In applying Geertsma Correlation (1975) [14], following constants have been implemented to the simulator:

$$\alpha = 48511.34 \text{ N1g} = 0.5 \text{ N2g} = 5.5$$

In applying Frederick and Graves First Correlation (1994) [13], following constants have been input to the simulator:

$$\alpha = 7.89\text{E}10 \text{ N1g} = 1.6 \text{ N2g} = 0.404$$

In applying Frederick and Graves Second Correlation (1994) [13], following constants have been implemented to the simulator:

$$\alpha = 2.11\text{E}10 \text{ N1g} = 1.55 \text{ N2g} = 1.0$$

The results have been extracted as excel table after each run of the simulator. Then, Jossi, Stiel and Thodos Correlation (JST Correlation) [2], Lee, Gonzales, and Eakin Correlation (LGE Correlation) [4], implicit model of Londono F.E. and et al. [3], P.M. Dranchuk and J.H. Abou-Kasem [5] (DOK-EOS Method) have been used in combined on the basis of "Sawyer Brown Method" [1] by using the extracted data. Bottom hole pressures obtained from simulation runs were matched with actual well bottom hole pressures and corresponding rates obtained from well test data [15]. Average petrophysical characteristics, initial conditions and PVT data are obtained from field case reports [15, 16]. Indigenous reservoir gas composition and injected gas composition are obtained from the well data. Critical values have been taken from R.C. Weast (1976-1977). Rs (solution gas oil ratio) values are calculated by Al-Marhoun Correlation [11] by Eq.5.40.

## RESULTS AND DISCUSSIONS

Rock and fluid properties, and production history data have been implemented to the model prepared in CMG IMEX and it has been run through for separate scenarios by considering different skin assumptions. Two cases were considered: Darcian flow case, and non-Darcian flow case. Regarding non-Darcian flow case, Frederick and Grave First and Second Correlations (FG1 and FG2) (1994) [13], and Geertsma Correlation (1975) [14] have been applied. Pressure drop graphs extracted for the investigated gas well as a result of production history from the simulated model under Geertsma correlation [14], Frederick and Graves First and Second Correlations [13] as seen in Figure 1. at Skin: 0 and at Skin: 33.3. in Fig. 2. There also, it can clearly be

seen that the pressure drops at the bottom hole is not considerable for Joule-Thompson effect.

Figure 1: Pressure drop (Pr-Pbh) behavior at Skin 0.

Figure 2: Pressure drop (Pr-Pbh) behavior at Skin 33.3. Bottom-hole pressure behaviors as rate dependent by time for each assumed skin value and for each flow case are graphed and given from Figure 3. to Figure 10.

Figure 3: Wellbore bottom-hole pressure behavior for Darcy flow at Skin 0.

Figure 4: Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by FG1 Correlation at Skin 0.

Figure 5: Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by FG2 Correlation at Skin 0.

Figure 6: Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by Geertsma Correlation at Skin 0.

Figure 7: Wellbore bottom-hole pressure behavior for Darcy flow at Skin 33.3.

Figure 8: Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by FG1 Correlation at Skin 33.3.

Figure 9: Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by FG2 Correlation at Skin 33.3.

Figure 10: Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by Geertsma Correlation at Skin 33.3.

## REFERENCES

- 1.K.G. Brown and W.K. Sawyer. (2002). "Novel Surveillance Helps Operators Track Damage". SPE 75713.
- 2.J.A. Jossi, L.I. Stiel and G. Thodos. (March 1962). "The viscosity of pure substances in Dense Gaseous and Liquid Phases". AIChE Journal. Vol 8, No1. pp 59-62.
- 3.F.E. Londono, R.A. Archer and T.A. Blasingame. (2002). "Simplified Correlations for Hydrocarbon Gas Viscosity and Gas Density - Validation and Correlation of Behavior Using a Large-Scale Database". SPE 75721
- 4.A.L. Lee, M.H. Gonzales and B.E. Eakin. (August 1966). "The Viscosity of Natural Gases". JPT. pp 997-1000.
- 5.P.M. Dranchuk and J.H. Abou-Kasem. (1975). "Calculation of z-Factors for Natural Gases Using Equation of State". Journal of Canadian Petroleum. 14. pp 34-36.
- 6.L.G. Jones, E.M. Blount, and O.H. Glaze. (1976). "Use of Short Term Multiple Rate Flow Test to Predict Performance of Wells Having Turbulence". SPE 6133.
- 7.R. Al-Hussainy, H.J. Ramey and P.B. Crawford. (18 May 1966). "The Flow of Real Gases Through Porous Media" JPT.
- 8.C.K. Eilerts, E.F. Sumner and N.L. Potts (1965). "Integration of Partial Differential Equation for Transient Radial Flow of Gas-Condensate Fluids in Porous Structures". Soc. Of Pet. Eng. Jour. June 1965, p. 141.
9. M.B. Standing and D.L. Katz. (1942). "Density of Natural Gases". Trans. AIME 146, p 140.
- 10.H.F. Poettmann and P.G. Carpenter. (1952). "The Multiphase Flow of Gas, Oil, and Water through Vertical Flow String with Application to the Design of Gas Lift Installations". Drilling and Production Practice. pp 257-317.
11. Al-Marhoun. (1985). "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Saudi Crude Oils". SPE 13718.
12. I. Maric. (2005). "The Joule-Thompson Effect in Natural

Gas Flow Rate Measurements”. Flow Measurements and Instrumentation, Dec 205. 387-395.

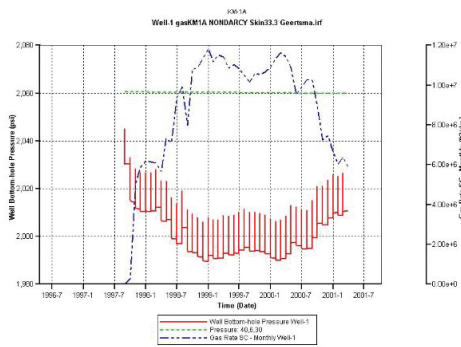
13. D.C. Frederick Jr., and R.M. Graves. (1994). “New Correlations to Predict Non-Darcy Flow Coefficients at Immobile and Mobile Water Saturation”. Paper SPE 28451 presented at the 1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Sept., 25-28.

14. J. Geertsma. (October 1975). “Estimation the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow through Porous Media”. SPEJ. 445-450.

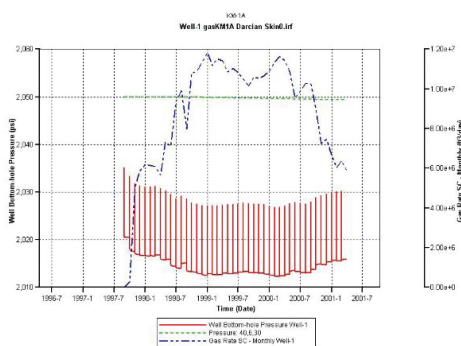
15. Şahin, S., Abravci, S. “Design and Status of the only Underground Gas Storage Project in Turkey after Three Years of Operation”, SPE 158074, SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October, Moscow, Russia, 2012.

16. Türeyen Ö.İ., Karaloğlu, H., Satman, A. “Effect of Wellbore Conditions on the Performance of Underground-Storage Reservoirs” SPE 59737, 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium, Calgary, Canada, 3-5 April, 2000.

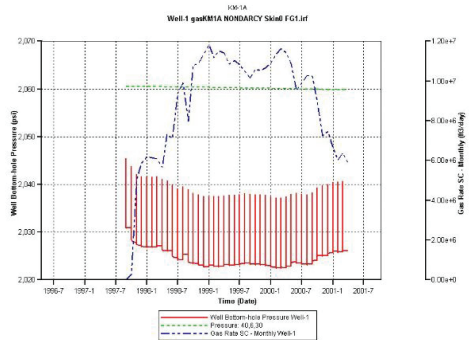
**Figure 10 Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by Geertsma Correlation at Skin 33.3.**



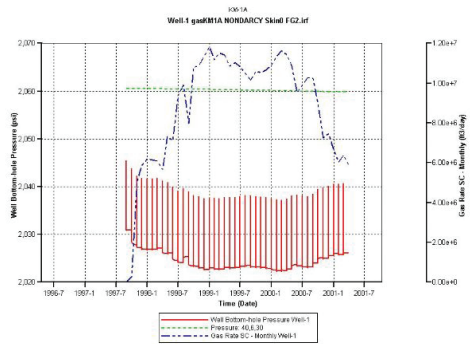
**Figure 3 Wellbore bottom-hole pressure behavior for Darcy flow at Skin 0.**



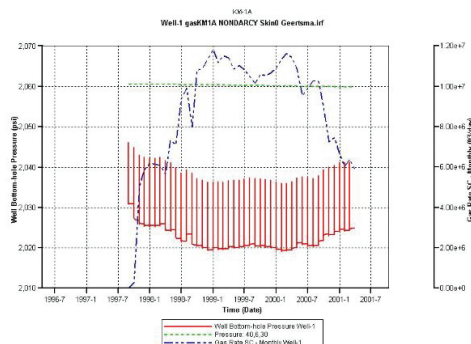
**Figure 4 Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by FG1 Correlation at Skin 0.**



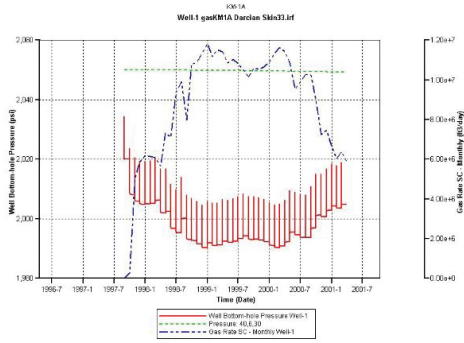
**Figure 5 Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by FG2 Correlation at Skin 0.**



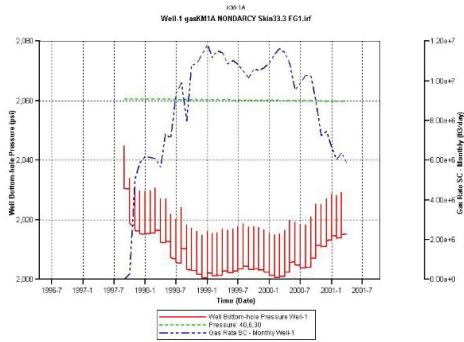
**Figure 6 Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by Geertsma Correlation at Skin 0.**



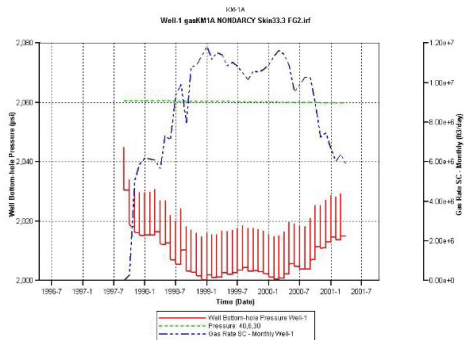
**Figure 7 Wellbore bottom-hole pressure behavior for Darcy flow at Skin 33.3.**



**Figure 8 Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by FG1 Correlation at Skin 33.3.**



**Figure 9 Wellbore bottom-hole pressure behavior for non-Darcy flow by FG2 Correlation at Skin 33.3.**





# Doğal Çatlaklı Rezervuarlarda Ölü-Uçlu Gözenek İzleyici Taşınımını Modelinin (Coats Ve Smith Modeli) İteratif Laplace Dönüşümü İle Çözümü Ve İzleyici Dönüş Eğrilerinin Yorumlanması



**İbrahim Kocabaş<sup>1</sup>, Mahmut Bülbül<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>İzmir Katip Çelebi Üniversitesi

<sup>2</sup>Batman Üniversitesi

Bu çalışmada petrol rezervuarlarında Coats ve Smith (Coats ve Smith 1964) tarafından geliştirilen ölü- uçlu gözenek izleyici taşınım modelinin iteratif Laplace dönüşümü ile analitik gerçek uzay çözümünün hesaplamaları yapılmıştır.

Coats and Smith modelinin matematik denklemleri gözenekli ortamın iki ayrı kısma bölündüğünü varsayar. Bu kısımlar akışın gerçekleştiği “akış bölümü” ile akışın olmadığı “durağan bölüm”dür.

Matematik modelin varsayımları şu şekilde sıralanabilir: i. Akışın olduğu bölümde tek fazlı çıkıştırlamaz bir sıvının kararlı akışı gerçekleşmektedir. Durakan bölüm de ise yine tez fazlı bir sıvı yeralmakta nacak akış bulunmamaktadır. ii. Akış bölümünde yalın akış ve akış yönünde hidrolik ısı yayılımı ve akışa dik olarak durağan bölüme (sızıntı) difüzyon bir aktarım olmaktadır. Böylece durağan bölüm akış bölümünü besleyen her yerde düzenli bir şekilde dağıtılmış kaynak olarak işlev görmektedir. Akış bölümü ile durağan bölüm arasında ise yarı-kararlı bir aktarım varsayılır.

Yukarıdaki varsayımlara göre matematik denklemler iki doğrusal kısmı diferansiyel denklemin birbirine bağlanması ile oluşur. Bu denklemler boyutsuz olarak aşağıdaki şekilde verilirler (Correa et al 1987).

## Denklem Sayfa 1

$$\alpha \frac{\partial C}{\partial t} + (1-\alpha) \frac{\partial C_{in}}{\partial t} - \frac{\partial C}{\partial x} = 0 \quad (1)$$

$$(1-\alpha) \frac{\partial C_{in}}{\partial t} = \lambda (C_{in} - C_{in0}) \quad (2)$$

Değişken ve sınır koşulları ise aşağıdaki şekilde belirlenir:

$$C_D = C_{in0} = 0 \quad \text{at} \quad x_D = 0 \quad (3)$$

$$C_D = 1 \quad \text{at} \quad x_D = 1 \quad (4)$$

$$C_D = \alpha \quad \text{at} \quad x_D = \infty \quad (5)$$

Yukarıdaki geçen boyutsuz değişkenler aşağıdaki gibi tanımlanır:

$$C_D = \frac{C - C_{in0}}{C_{in0} - C_{in0}}, \quad C_{in0} = \frac{C_{in0} - C_{in0}}{C_{in0} - C_{in0}} \quad (6)$$

$$x_D = \frac{w x}{D}, \quad t_D = \frac{w^2 t}{D} \quad (7)$$

$$\lambda = \frac{E D}{w^2} \frac{N}{P w}, \quad P_D = \frac{w}{D}, \quad N_{Da} = \frac{K L}{w} \quad (8)$$

N<sub>Da</sub> Darcy sayısı, P<sub>D</sub> ve Pelet sayısı olarak adlandırılır.

1 ve 2 mli denklemlerin çözümü için Laplace dönüşüm metodu kullanılır ve bu metodu Laplace üyeyinde elde edilen çözüm uygulanır.

$$C_D = \frac{1}{s} \exp\left[-(1-\alpha)\sqrt{s} \frac{D}{w}\right] \frac{1}{s} \quad (9)$$

Yukarıdaki geçen f(s) fonksiyonu Denklem 10'da tanımlanmıştır.

$$f(s) = \frac{1}{s} \frac{1}{1 + \frac{N_{Da}}{s}} \quad (10)$$

Denklem 9'ün geçirdiği üyeyi çözümlenmesi için iteratif Laplace dönüşüm metodu (Correa ve 2011) ve boyutlu elde edilen çözüm Denklem 11'de 15 iterasyonda denklemlerde verilir.

$$C_D = C_{D1} + C_{D2} \quad (11)$$

$$C_{D1} = \frac{1}{2} \left[ \frac{\exp\left[-\frac{2D}{w} (1-\alpha)\right] \operatorname{erfc}\left[\frac{2D}{w} \sqrt{\frac{s}{D}} (1-\alpha)\right]}{\sqrt{s}} + \frac{\exp\left[-\frac{2D}{w} (1-\alpha)\right] \operatorname{erfc}\left[\frac{2D}{w} \sqrt{\frac{s}{D}} (1-\alpha)\right]}{\sqrt{s}} \right] \quad (12)$$

$$\theta = \sqrt{s} \frac{D}{w} \quad (13)$$

## Denklem Sayfa 2

$$C_{D2} = \frac{1}{2} \frac{D}{w} \int_0^{\infty} \frac{\exp\left[-\frac{2D}{w} (1-\alpha)\right] \operatorname{erfc}\left[\frac{2D}{w} \sqrt{\frac{s}{D}} (1-\alpha)\right]}{\sqrt{s}} ds \quad (14)$$

$$C_{D2} = \frac{1}{2} \frac{D}{w} \int_0^{\infty} \frac{\exp\left[-\frac{2D}{w} (1-\alpha)\right] \operatorname{erfc}\left[\frac{2D}{w} \sqrt{\frac{s}{D}} (1-\alpha)\right]}{\sqrt{s}} ds \quad (15)$$

Denklem 9'ün Coats ve Smith tarafından önerilen çözüm yöntemi de bu çalışmada kullanılmaktadır. Bu yöntem, iteratif Laplace dönüşüm metodu kullanılarak elde edilir. Bu yöntem, iteratif Laplace dönüşüm metodu kullanılarak elde edilir. Bu yöntem, iteratif Laplace dönüşüm metodu kullanılarak elde edilir.

$$t_D = \frac{w^2 t}{D}, \quad x_D = \frac{w x}{D}, \quad \lambda = \frac{E D}{w^2} \frac{N}{P w} \quad (16)$$

1. yarı-kararlı (durağan) bölüme hidrolik yayılım (diferansiyel) ve 2. ise ölü uçlu gözenek bölüme (Coats ve Smith 1964) tarafından geliştirilen ölü- uçlu gözenek izleyici taşınım modelinin iteratif Laplace dönüşümü ile analitik gerçek uzay çözümünün hesaplamaları yapılmıştır. Bu çalışmada Coats ve Smith (Coats ve Smith 1964) tarafından geliştirilen ölü- uçlu gözenek izleyici taşınım modelinin iteratif Laplace dönüşümü ile analitik gerçek uzay çözümünün hesaplamaları yapılmıştır.

$$t_D = \frac{w^2 t}{D}, \quad x_D = \frac{w x}{D}, \quad \lambda = \frac{E D}{w^2} \frac{N}{P w} \quad (16)$$

g<sub>0</sub>, kuyuyu geri beslem miktarını göstermektedir. Bu çalışmada g<sub>0</sub> = 0, 1 olarak alınmıştır. Bu çalışmada g<sub>0</sub> = 0, 1 olarak alınmıştır.

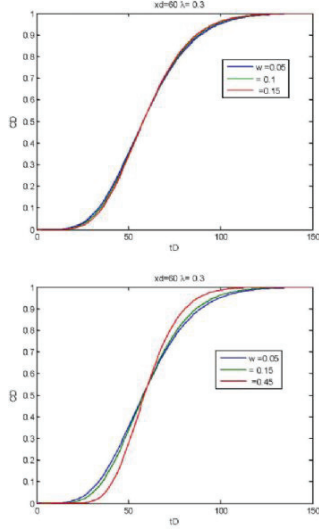
## Denklemler Sayfa 3

Denklemler 9 ile verilen Coats ve Smith modeli uzun yıllar yalnızca Laplace uzayında sanalabilmiş gerçek uzay değerleri ancak sayısal ters Laplace dönüşüm algoritması ile yapılabilmektedir (De Hoog et al. 1982). 2011 yılında Kocabaş iteratif Laplace ters dönüşüm metoduna kullanarak gerçek uzay analitik çözümlerini yayınlamış (Denklemler 11-15) ancak bu çözümlerin sayısal hesaplamaları ve regresyon uygulamaları o yayında yer almamıştır (Kocabaş 2011).

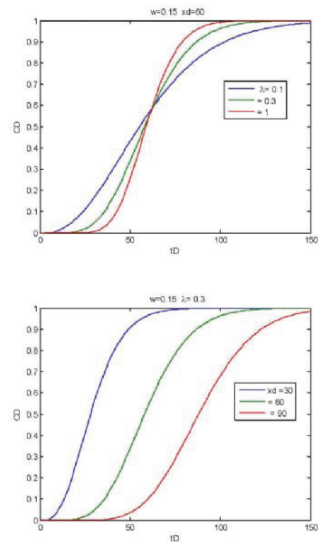
Bu çalışmada doğrusal aksiy geometrikleri için sunulan çözümlerin hesaplamaları yapılmış ve izleyici dönüş eğrileri çıkarılmıştır. Bu hesaplar aynı zamanda Laplace ters dönüşüm algoritmalarının doğrulanması için de kullanılmıştır.

Ayrıca bu modellerin parametre duyarlılık analizleri gerçekleştirilmiş ve regresyon analizi ile saha ve laboratuvar deneylerinin yorumlanması ve parametre kestirimleri için Matlab bir kodu geliştirilmiştir. Regresyon analizlerinde güven aralıkları hesaplamaları hem veriler için hemde kestirilen parametre değerleri için yapılmıştır.

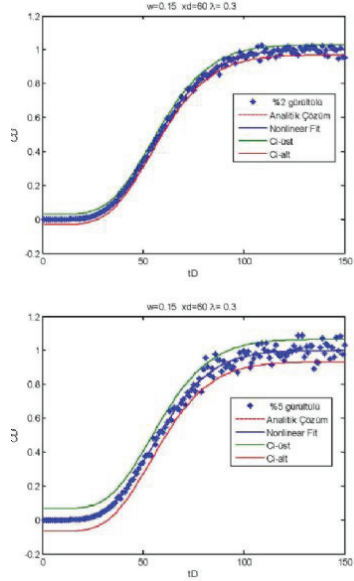
## Grafik Sayfa 1



## Grafik Sayfa 2



## Grafik Sayfa 3



## REFERANS

## Referanslar

1. Coats and Smith (1954) "Dead-End Pore Volume and Dispersion in Porous Media" Society of Petroleum Engineers Journal 01/1964; 4(1):73-84. DOI: 10.2118/647-PA
2. Correa, A. C., Pardo, K. K., Ramey, H. J. Jr. and Brigham, W. E. (1987) "Prediction and interpretation of miscible displacement using a transverse matrix dispersion model," SPE 16704, (Sep. 1987).
3. Dahlborg FR, Knight JH ve Stoklos AN, 1982. An improved method for numerical inversion of Laplace transforms, SIAM J Scient Statist Comput Vol. 3, No. 3, pp.357-66.
4. Kocabaş I., 2011, Application of iterated Laplace transformation to tracer transients in heterogeneous porous media, J. Franklin Institute, Volume 348, Issue 7, Sept., pp. 1339-1362

# Camurlu Field Lower Sinan Formation 3D Geological Modeling Study

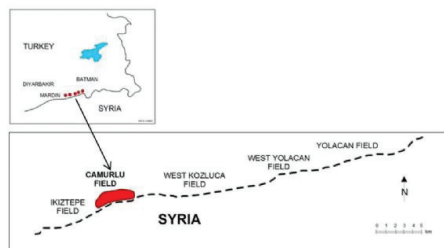


**Merve Dokur, Ceyda Çetinkaya Kayrın, Melike Özkaya Türkmen, Sertuğ Evin**  
Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

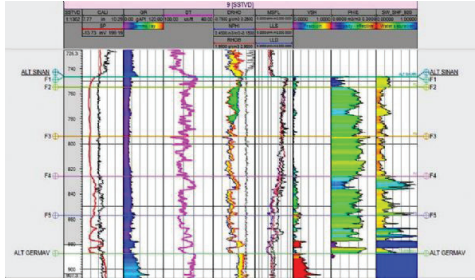
Camurlu Field which is located in southeastern part of Turkey (Figure-1) was discovered in 1976 and its development has been developed within different stages until today. Camurlu Field is one of the most remarkable oil field in Turkey famous for its original oil in place. However, the field indicates a very low production performance with a recovery rate of around 2 %. It is known that existence of heavy oil in the reservoir (average 12 oAPI) is the primary reason for its low production. To increase the recoverable reserves and production of Camurlu Field, enhanced oil recovery (EOR) techniques have become a current issue. As known, to apply EOR techniques in the most efficient and controlled way, building 3D geological models and running simulations are very important. For this purpose, the geological modeling study was carried out as the first step of this project. Reservoir characteristics of the Upper Cretaceous aged Lower Sinan Formation in the Camurlu Field were identified with a detailed reservoir characterization study. 3D geological modeling, which seems to be the most accurate way of representing structural and stratigraphic extension of this big reservoir, was generated by using stochastic methods. As a result of this study, both original oil and gas in place in the Camurlu Field was calculated. In this study, one of the problems faced by the project team was the lack of seismic data. Therefore, the seismic data was not used as the secondary data in modeling section at this stage and postponed for the future studies in case of new 3D seismic studies in the region. Another problem is the location of the field where Turkey-Syria country border crosses the field. The available data belongs just only to the wells drilled in the Turkey's side. Knowledge of continuity of the structure in Syria side is not clear but predicted; however, we do not have any numeric data. Data set of this study includes well logs and core data taken from available wells in the Camurlu Field. First of all, a core, chosen as a type section, was studied by TPAO Research Center Sedimentology Department together with and resulted in 5 different sub-facies (F1, F2, F3, F4, and F5) (Figure-2) in the Lower Sinan Formation. These facies were paired with electrofacies based on log pattern; extension of them in other wells was determined by well log correlation. Additionally, porosity and water saturation were calculated from well log interpretation. First of all, structural elements of the field were built during geological modeling study. Then, petrophysical features of reservoir were analyzed for each electrofacies separately and in a detailed manner. In other words, electrofacies probability maps were created for each electrofacies thereafter variogram analyses were done by using porosity values calculated from well logs. Porosity distribution model

of the field was created by using data analysis results with Gaussian Random Function Simulation method. Water saturation distribution model of the field was created after generation of porosity distribution model. To do this, oil-water contact was determined as -910 m by evaluation of dynamic data, well logs, and core data together. This oil-water contact was taken as a reference for recalculation of water saturation according to Saturation Height Modeling (SHM). Porosity and permeability values from special core analyses and capillary pressure curves as well as water saturation values from well logs were assessed based on Leverett J function during SHM. In order to build water saturation distribution model of the field, defined function as an output of these processes were used in 3D geological model with Kriging method and a trend varying with depth. After generation of porosity and water saturation distribution models, net to gross ratio of reservoir units was calculated by using determined cut-off values for each electrofacies. In order to do this, porosity versus permeability graphs was drawn separately for every electrofacies. The obtained overall petrophysical results were used for oil and gas in place calculation. According to the analyses, F2 and F3 facies show the best reservoir features therefore which make them high potential zones in term of productivity and storage. It is detected that average thickness of F2 is 50 m and F3 is 25 m which constitute most of the net pay zone. Porosity development of F2 facies varies between 20 % and 25 % as well as its high porous part mostly is observed in the southeastern part of the field. Porosity values are decreasing to the northwest field and further in this direction demonstrates F2 facies does not develop (Figure-3). Based on water saturation distribution map, water influx (aquifer) supports the reservoir from both southeast and west direction of the field (Figure-4). Finally, volumetric calculation results indicate that original oil in place is 300 million bbl and original gas in place is 761 million m<sup>3</sup>.

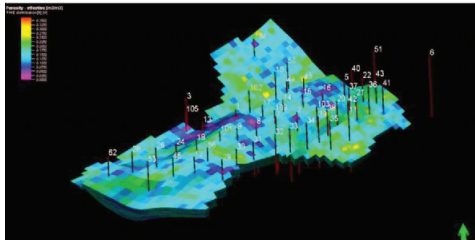
**Figure-1: Location map of the Camurlu Field.**



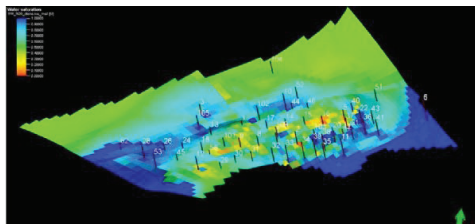
**Figure-2: Defined 5 different sub-electrofacies in the Lower Sinan Formation from the Camurlu-9 well (F1, F2, F3, F4 ve F5).**



**Figure-3: Porosity distribution map of the Lower Sinan Formation F2 electrofacies.**



**Figure-4: Water saturation distribution map of the Lower Sinan Formation F5 electrofacies.**



# Fracture Characterization of G.Kırtepe-Karacan Oil Field by DFN Modeling



**Ceyda Cetinkaya Kayrım<sup>1</sup>, Burcu Üstün<sup>2</sup>, Meral Bacanak<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Türkiye Petrolleri, Üretim Daire Başkanlığı

<sup>2</sup>Türkiye Petrolleri, Arama Daire Başkanlığı

<sup>3</sup>N.V. Turkse Perenco

## INTRODUCTION

Güney Kırtepe (GKT) and Karacan (KRC), located from 30 km northwest of Diyarbakır city in the southeast of Turkey, are in the same geological structure. Since there is a license border between the fields, wells have different names. Güney Kırtepe Field was discovered in 2006 and commenced production with 25.6 API gravity oil in the same year. Karacan Field oil started to be produced in 2009 by drilling of the second well. There are 15 wells on the Güney Kırtepe side and 9 wells on the Karacan side till now.

Between 2012 and 2014, a 3D geological modeling project has been operated to understand the reservoir characteristics regarding to petrophysical properties and fracture distribution. This paper aims to conduct only the fracture data analysis and 3D fracture modeling part of this extensive project.

## Reservoir Geology

The GKT-KRC Field is located on the northern extension of the Arabian Plate. The area is affected by tectonic events which caused many sedimentological breaks and unconformities.

The main study area consists of elongate thrust-bound, E-W extending anticlinal structure which is compartmentalized by some perpendicular extended strike slip faults. The main thrust is bounded by a backthrust. The main trend of the thrust is ENE-WSW which is the result of the NW-SE and also N-S compression in the area. The internal deformation within the GKT-KRC structure comprises both reverse faults and NNE-SSW trending strike slip faults (Figure-1).

The reservoir zones are found in Derdere (Cenomanian to Turonian) and Sabunsuyu (Albian to Cenomanian) Formations which are the members of Mardin Group. These two formations are quite thick whereas only 10 to 30 m zones are productive. The reservoir section displays “layer cake” geometry, typical of shallow platform but fractured carbonates. Derdere Formation itself consists of three distinct members. The lowermost part of the formation consisting of partly dolomitized wackestones to packstones deposited in a shallow marine setting. A major transgression followed and resulted in deposition of a sequence comprising mostly wackestones in an isolated basin – the so-called “Pelagic” section. Lastly, the upper part of the Derdere

Formation was deposited in a shallow marine setting deposited during a regressive phase caused by tectonic uplift and ending with an erosional surface, which locally appears as a disconformity.

## Fracture Characterization and 3D Modeling

The main objectives of the fracture analysis and characterization study are to identify the orientation of the structural elements (bedding, fracture, fault), to analyze the orientation of the present-day stress, to classify the fracture according to their type, orientation, formation and frequency, to interpret relationship between structural variations and fracture attitude and to determine fracture properties and their distribution for use in reservoir modeling.

In order to reach the main objectives, the study has been evaluated in two main parts. The first part includes Fracture Data Analysis. The second part is the Fracture Modeling which consists of fracture intensity distributions for each fracture set, generating the fracture properties (aperture, fracture porosity, fracture permeability and fracture length) and creating the Discrete Fracture Network & Implicit Fracture Model.

### *1. Fracture Data Analysis*

#### *i. Seismic Interpretation*

There are a number of problems associated with the seismic data which includes mainly a lack of resolution at the reservoir level, presence of multiples which affect both the imaging and the amplitudes. In general the seismic data quality is poor to moderate. Therefore, seismic data could not be used sufficiently in the fracture modeling part.

#### *ii. Stress Field Analysis*

Borehole breakouts and Drilling-Induced Fractures (DIFs) have been identified in images and confirmed by caliper logs. It has been noted that most of the wells showed breakouts and some showed DIFs. Borehole breakouts are consistently trending nearly E-W with some local variations due to local stress field. From this point of view the maximum horizontal compressive stress orientation in our study area is approximately North-South. Stress concentration around a vertical borehole is at a minimum in the Shmax direction and DIFs are always parallel to this orientation. The interpretation results show that the DIFs are oriented nearly N-S indicating the maximum horizontal

compressive stress oriented approximately N-S.

### iii. Fracture Interpretation

Thirteen wells having borehole image data have been used to characterize the fracture properties. GR and Caliper logs have been used as good indicators of the fractures and to ensure correct functioning of the logging tools and correct orientation of the images. Borehole images have been calibrated with core-scanner images to avoid the overestimation or underestimation of fracture intensity in discrete fracture modeling part (Figure-2).

Fractures have been initially picked using auto-pick and then corrected manually if required. However, auto-pick missed a great number of fractures, particularly those partially intersecting the borehole. Therefore, most of the fractures have been picked manually. Each fracture has been assigned dip and dip azimuth (calculated in software), as well as other properties. There is a large amount of scatter in terms of dips and dip azimuths. However, some clear clusters are visible – notably south-dipping and west-dipping.

Each fracture has been assigned in terms of type, confidence factor, lithology, flow units, relationship with reverse and strike-slip movement and mechanical types to expose and analyse the relative variations of fractures from different views. In addition to dip angle and azimuth, type of fractures and confidence factors are the most important variables to conduct the fracture modeling part. Fractures have been classified as conductive, partially open, resistive, faults due to flow capacity. Besides, each fracture has been considered either as shear and non-shear according to the capability of displacing other structural features. Although resistive fractures have been classified, they have not been used in the fracture modelling part because of the lack of flow capacity. And also, partially open fractures have been assumed as a part of matrix porosity and permeability. Interpreted fracture picks have been assigned a confidence factor of 0 (lowest), 0.3, 0.5, 0.7 or 1 (highest). Confidence factor reflects quality of the pick, i.e. length and consistency of the pick in the image. Terminated picks have been usually assigned lower confidence ranking. This factor has been used in cluster (fracture set) selection. For this purpose, the clusters have been selected with confidence higher than 0.7. Actual sets include all fractures. The factor has been also used as a weight (multiplier) in fracture intensity calculations. As a result, only open fractures and faults have been nominated to be modelled. The summary classification of the fracture sets is given in Table-1.

### iv. Mechanical Zones

Correspondence of geological model zonation with fracture intensity was examined in order to define mechanical zones. Greatest fracture intensities were noted in the uppermost part of the reservoir which

also corresponds to the amount of dolomitization and reservoir quality. Considering the sedimentological and lithological properties, the existing zones in the geological model can be said to represent reasonable mechanical zones. According to this, four mechanical zones have been described as Upper Derdere, Pelagic Section, Lower Derdere and Sabunsuyu.

### v. Fracture Relationship with Other Reservoir Properties

Besides fracture interpretation, dependence on bedding thickness, facies, matrix porosity, proximity to faults and curvature have been investigated to generate fracture property as an input or as a secondary data in the modeling process. For instance, distance from faults has a negative correlation with the fracture intensity which has been used with co-kriging method.

## II. 3D Modeling Process

### i. Intensity Distribution

After determining the fracture sets, intensity logs have been generated for each set. Modeling the fracture intensities affects the discrete fracture network as well as implicit fracture model. To find the spatial relationship of the fractures, intensity logs have been upscaled into the 3D grid. A sensitivity analysis has been done to test the window length and upscaling method. As a result, harmonic averaging gave the best result with 5 meter window length. In data analysis part, Beta distribution and spherical variogram functions have been fixed for each fracture set in each mechanical zone. Major directions have been chosen as strike of the particular fracture set. For instance, E-W is the major direction for N or S dipping sets. To find ranges in the horizontal variogram modeling of observed fault is very difficult due to lack of sufficient data. In order to distribute the intensities, Gaussian Random Function Simulation has been used with distance from faults property as a secondary data. That's why the intensity is expected to decrease with increasing distance; correlation coefficient has been accepted negative.

### ii. Fracture Properties

Fracture apertures can be calculated from the borehole image data by taking advantage of the resistivity contrasts between mud and formation (Luthi & Souhate, 1990). The calculated apertures have been distributed in basis of log normal function by using mean, standard deviation, minimum and maximum numbers.

$$\text{Aperture} = E * C * R_{\text{mud}} * R_{\text{xo}} (1-B)$$

Where:

$E$ =excess conductance

$C=0.0048$

$B=0.863$

$R_{mud}$ =mud resistivity (ohmm)

$R_{xo}$ =flushed zone resistivity (ohm)(from resistivity curve)

Calculated fracture porosities are a function of fracture intensity and aperture. This is often referred to as P33 and has units of volume of fracture per volume of host rock. Porosities thus derived are used in volume calculations. There is a fair spread of porosities, from 0.01% to 3% for individual fractures. The average fracture porosity is 0.34%. This is in-line with analogue fields in Northern Iraq, for which average fracture porosities of 0.05% to 0.5% have been reported. To calculate porosity the following formula has been used (Craine, 2006):

$$PHI_{frac} = 0.001 * W_f * D_f * K F 1$$

Where:

$PHI_{frac}$ =Porosity of fracture

$W_f$ =Fracture Aperture (millimeter)

$D_f$ =Fracture Frequency (fracture per meter)

$K F 1$ =number of main fracture directions

Fracture permeabilities have been distributed in basis of Cubic Law (Witherspoon et al., 1980).

$$Q = f * a^3 / 12$$

Where:

$Q$ = Flow

$f$ = total fracture length per unit cross section

$a$ =Fracture Aperture

Fracture orientations (dip angle and dip azimuth) have been distributed by using mean dip, mean azimuth and concentration values in the Fisher model. Fracture lengths have been analyzed by using power-law. Minimum length of discrete fractures has been assumed as 50 meter which is equal to grid block size in X and Y directions.

### iii. Combined Fracture Model (DFN & IFM)

By using intensity distributions and fracture properties for each fracture set, Discrete Fracture Network and Implicit Fracture Model have been combined in the logic of stochastic methods (Figure 3-4). Volumetric calculation has been run and STOIP has been calculated as 0.37 MMbbl for only open fracture system.

## CONCLUSIONS

In this study, the main objectives of the fracture modeling study have been realized. In this context, the present day stress direction has been determined, structural elements, such as bedding, fractures, faults, have been identified, these fractures have been classified according to their type, orientation, frequency etc., fracture attitude associated with structural variations have been realized. Similarity in orientation between open and closed/partially open fractures is notable and indicates that the direction of maximum horizontal stress did not change significantly over time. In reverse faulting (compressive) regime, shear fractures (in our case the main thrust faults) usually dip at an angle of less than 45 degrees in the major principal stress direction (maximum compressive horizontal stress). Traces of basal thrust faults identified in wells are trending approximately ENE-WSW, with a dip angle slightly less than 45°. In strike slip faulting, shear fractures (faults) make an angle of less than 45° with the maximum horizontal stress direction. Strike-slip faults identified in wells are trending NNE-SSW with an angle less than 45° to the N-S. Fracture properties have been determined by using valid literature in general and 3D fracture model has been generated honoring the observations as possible. This study will contribute to the development strategy plans of the field.

## ACKNOWLEDGEMENT

The authors would like to thank Turkish Petroleum Corporation (TPAO) and N.V.Turkse Perenco for authorizing the presentation of this work. They also thank to B. İcin, S. Evin and M.E. Gozel for reservoir consultation and sharing their experiences.

## References

- Crain, E. R. 2006. Crain's Petrophysical Pocket Pal. Ross, E. R.
- Luthi, S. M. and Souhate, P. 1990. Paper SEG 1990-0018 presented at the SEG Annual Meeting, San Francisco, 23-27 September
- Witherspoon, P.A., Wang, J.S.Y., Iwai, K. and Gale, J.E.: 1980, Validity of Cubic Law for Fluid Flow in a Deformable Rock Fracture., Water Resour. Res. 16, 1016-1024.

Figure-1. Structural Map of Derdere Formation

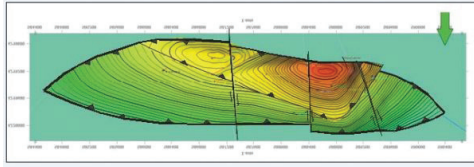


Figure-2. Correlation of Core and Image Log in Well GKT-1

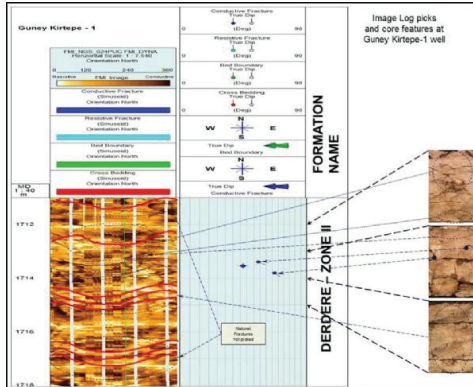


Figure-3. Dip Angle of the Discrete Joint Network Dipping East

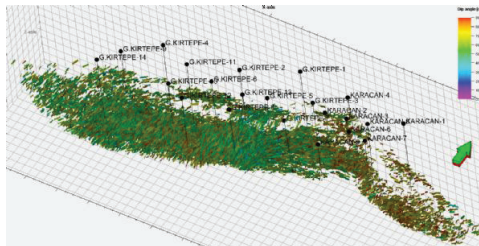


Figure-4. Histograms of the Fracture Attributes

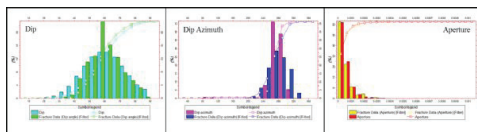


Table-1. The summary classification of the fracture sets

Fracture Type	Movement	Set Name	Dip Azimuth	Direction
Open Fractures	No Shear	Joints	45-120	East
Open Fractures	No Shear	Joints	121-225	South
Open Fractures	No Shear	Joints	226-315	West
Open Fractures	No Shear	Joints	316-44	North
Open Fractures & Faults	Shear	Faults	45-120	East
Open Fractures & Faults	Shear	Faults	121-225	South
Open Fractures & Faults	Shear	Faults	226-315	West
Open Fractures & Faults	Shear	Faults	316-44	North



**Melike Ozkaya Turkmen**

Turkish Petroleum

Despite the fact that it is typically ignored, geomechanics has a considerable impact on both well and overall field performance during the life-cycle of a hydrocarbon reservoir. As our understanding of the subsurface system becomes increasingly more sophisticated at the level of the behavior of its components (solid, liquid and gas), implementation of coupled models (e.g. mechanical-hydraulic, mechanical-thermal and hydraulic-thermal) gets essential for the understanding of an increasing number of phenomena and in predicting human impact on these, such as depletion/injection activities [1].

In geomechanical studies, information about rock strength, pore pressure, in situ stress and elastic properties are generated. Also mechanical stratigraphy has to be involved. Mechanical stratigraphy is among the most important controls on timing, style, and extent of rock deformation, including fracturing [2-15]. Finally, the potential effects of pre-existing geologic structures (i.e., sub-seismic faults, folded or tilting bedding) are considered because of the fact that most of the formations include sub-seismic- and seismic-scale jointing, faulting, and/or folding [16].

In this study, a concise overview and recent developments in application of geomechanics in oil industry is presented, in cases like wellbore stability, hydraulic fracturing, early water-breakthrough, surface subsidence, reservoir compaction, fault-reactivation or water-gas flooding [17-21].

In the unconsolidated formations, basic geomechanics related problems are sand production, wellbore stability, surface subsidence, reservoir compaction and decrease in reservoir permeability within time. All of these problems are highly related to geomechanical properties of the reservoir.

In wellbore stability assessments, prior objective is to estimate formation elastic properties which will lead to an accurate stress analysis and can prevent future financial losses. Drilling through the formation will cause stress alteration around the borehole and even in a radius into the formation, consequently these changes should be simulated prior to drilling [22].

In unconventional or self-sourced reservoirs, there is an immense necessity for geomechanics for understanding the effectiveness of multistage hydraulic fracturing programs and estimating the size and orientation of fractures induced by fluid injection. Although the

traditional approaches offer the advantage of rapid analysis, neglect of key features of the natural system (e.g., realistic mechanical stratigraphy, pre-existing natural faults and fractures, and heterogeneity of in situ stresses) may render results unrealistic for planning, executing, and interpreting multimillion-dollar hydraulic stimulation programs.

Numerical geomechanical modeling provides a means of including key aspects of natural complexity in simulations of hydraulic fracturing. A combination of long, horizontal wells (laterals) and aggressive stimulation (hydraulic fracturing to create new fractures and connect to existing fractures) are necessary for economic fluid recovery [15, 23-26].

By some accounts, more than half of the cost of a typical Eagle Ford well in south Texas goes toward the post-drilling (stimulation) activities [27]. Improvements in the planning and prestimulation prediction of hydraulic fracturing are an ever-increasing factor in the overall economics of most unconventional plays.

In naturally fractured reservoirs geomechanics has found applications in many areas, such as fault-reactivation, early water breakthrough, breaching in cap-rock integrity and changes in reservoir permeability. Most work on fractures/faults and fluid flow treats the fracture/fault network as a static system having a fixed transmissibility. Recently, however, it has been recognized that flow is greatly enhanced in critically stressed fractures/faults, usually identified on the basis of their orientation with respect to the in-situ stress field [28-29].

In the fields with water/gas flooding applications, reservoir depletion/injection causes changes in effective stress that may trigger formation deformations, such as propagation of existing fractures/faults and initiation of new fractures/faults [30].

Ensuring cap-rock integrity is critical in any subsurface injection process such as SAGD and CSS. Continuous steam injection triggers complex coupled thermal and hydraulic processes which alter the formation pressure and temperature leading to various changes within the reservoir as well as surrounding rock (e.g. change in in-situ stresses, rock properties, porosity and permeability). High temperature and injection pressures can reduce rock strength, induce new fractures or activate existing fractures posing continued risk of containment breach of

cap-rock or fault reactivation. This can ultimately lead to breach in well or reservoir integrity and providing pathways for bitumen or steam to flow to aquifers or surface, both of which pose significant risk to safety and the environment [31].

Accurate estimation of all of these dynamic changes in stresses and rock properties requires coupled numerical modeling between reservoir simulation (thermal fluid flow) and geomechanical model (changes in stress, strain and dilation). Development of a comprehensive geomechanical model of a reservoir (and overlaying formations) provides a basis for addressing a wide range of problems that are encountered during the production of a hydrocarbon reservoir [32].

To carry out a complete geomechanical study, as a first step, Mechanical Earth Models (MEMs) should be built. MEM is a numerical representation of reservoir properties in 1D, 2D or even 3D style [22]. MEM contains data related to the rock failure mechanisms, in-situ stresses, stratigraphy and geologic structure of the reservoir [33-36]. As aforementioned, MEM can and should be built any time in the production stage. It will be also upgraded with new information anytime when drilling is in progress and later during the production. Figure 1 depicts the flowchart for constructing a proper MEM.

Coupling the 3D MEMs to reservoir simulation incorporates time into the geomechanics modeling, transforming them to 4D [37-40]. Time-lapse seismic methods have proven successful in evaluating changes in reservoirs caused by production. Accurate modeling of compaction-related time shifts requires combining geomechanics with full-waveform simulation of seismic data [41].

Finally, in light of recent studies, we conclude the study with future perspectives and foreseen applications of geomechanics in reservoir characterization.

## REFERENCES

- Zhang, X and Sanderson, D. 2002. Numerical Modelling and Analysis of Fluid Flow and Deformation of Fractured Rock Masses, Pergamon, Oxford, UK.
- Weinberg, D. M., 1979, Experimental folding of rocks under confining pressure: Part VII, Partially scaled models of drape folds: *Tectonophysics*, v. 54, no. 1-2, p. 1-24.
- Teufel, L. W., and J. A. Clark, 1984, Hydraulic fracture propagation studies in layered rock: Experimental studies of fracture containment: *Society of Petroleum Engineers Journal*, v. 24, no. 1, p. 19-32, doi:10.2118/9878-PA.
- Corbett, K., M. Friedman, and J. Spang, 1987, Fracture development and mechanical stratigraphy of Austin Chalk, Texas: *AAPG Bulletin*, v. 71, no. 1, p. 17-28.
- Erickson, S. G., 1996, Influence of mechanical stratigraphy on folding vs. faulting: *Journal of Structural Geology*, v. 18, no. 4, p. 443-450, doi:10.1016/0191-8141(95)00064-K.
- Gross, M. R., G. Gutiérrez-Alonso, T. Bai, M. A. Wacker, K. B. Collinsworth, and R. J. Behl, 1997, Influence of mechanical stratigraphy and kinematics on fault scaling relations: *Journal of Structural Geology*, v. 19, p. 171-183. Laubach, S. E., J. E. Olson, and M. R. Gross, 2009, Mechanical and fracture stratigraphy: *AAPG Bulletin*, v. 93, no. 11, p. 1413-1426, doi:10.1306/07270909094.
- Couples, G. D., and H. Lewis, 2000, Effects of interlayer slip in model forced folds, in J. W. Cosgrove and M. S. Ameen, eds., *Forced folds and fractures: Geological Society, London, Special Publication*, 169, p. 129-144.
- Ferrill, D. A., D. W. Sims, D. J. Waiting, A. P. Morris, N. Franklin, and A. L. Schultz, 2004, Structural framework of the Edwards aquifer recharge zone in south-central Texas: *Geological Society of America Bulletin*, v. 116, no. 6, p. 407-418, doi:10.1130/B25174.1.
- Ferrill, D. A., A. P. Morris, R. N. McGinnis, K. J. Smart, and W. C. Ward, 2011, Fault zone deformation and displacement partitioning in mechanically layered carbonates: The Hidden Valley fault, central Texas: *AAPG Bulletin*, v. 95, no. 8, p. 1383-1397, doi:10.1306/12031010065.
- Ferrill, D. A., A. P. Morris, and R. N. McGinnis, 2012, Extensional fault-propagation folding in mechanically layered rocks: The case against the frictional drag mechanism: *Tectonophysics*, v. 576-577, p. 78-85, doi:10.1016/j.tecto.2012.05.023.
- Ferrill, D. A., R. N. McGinnis, A. P. Morris, K. J. Smart, Z. Sickmann, M. Bentz, D. Lehmann, and M. A. Evans, 2014, Control of mechanical stratigraphy on bed-restricted jointing and normal faulting: Eagle Ford Formation, southcentral Texas: *AAPG Bulletin*, v. 98, no. 11, p. 2477- 2506, doi:10.1306/08191414053.
- Cooke, M. L., J. A. Simo, C. A. Underwood, and P. Rijken, 2006, Mechanical stratigraphic controls on fracture patterns within carbonates and implications for groundwater flow: *Sedimentary Geology*, v. 184, no. 3-4, p. 225-239, doi:10.1016/j.sedgeo.2005.11.004.
- Smart, K. J., D. A. Ferrill, A. P. Morris, B. J. Bichon, D. S. Riha, and L. Huysse, 2010, Geomechanical modeling of an extensional fault-propagation fold: Big Brushy Canyon monocline, Sierra Del Carmen, Texas: *AAPG Bulletin*, v. 94, no. 2, p. 221-240, doi:10.1306/08050908169.
- Smart, K. J., D. A. Ferrill, A. P. Morris, and R. N. McGinnis, 2012, Geomechanical modeling of stress and strain evolution during contractional fault-related folding: *Tectonophysics*, v. 576-577, p. 171-196, doi:10.1016/j.tecto.2012.05.024.
- Gale, J. F. W., S. E. Laubach, J. E. Olson, P. Eichhubl, and A. Fall, 2014, Natural fractures in shale: A review and new observations: *AAPG Bulletin*, v. 98, no. 11, p. 2165-2216, doi:10.1306/08121413151.
- Smart, K. J., G.I. Ofoeghu, A. P. Morris, R. N. McGinnis, and D. A. Ferrill, 2014, Geomechanical modeling of hydraulic fracturing: Why mechanical stratigraphy, stress state, and pre-existing structure matter *AAPG Bulletin*, v. 98, no. 11 (November 2014), pp. 2237-2261
- Dusseault, M., B., Bruno, M. S., Barrera, J. 1998. Casing Shear: Causes, Cases, Cures. Paper SPE 48864 presented at Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Beijing, China 2-6 November 1998
- Gutierrez, M., and Lewis, R. W. 1998. The role of Geomechanics in Reservoir Simulation Paper SPE/ISRM 47392 presented at Offshore Europe 2003, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Aberdeen, UK 2-5 September 2003

19. Pattillo, P. D., Kristiansen, T. G., Sund, G. V., and Kjelstadli, R. M. 1998. Reservoir Compaction and Seafloor Subsidence at Valhall. Paper SPE/ISRM 47274 presented at Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Trondheim, Norway 8-10 July 1998.

20. Bruno, M. S. 2002. Geomechanical and Decision Analyses for Mitigating Compaction-Related Casing Damage. SPE Drilling & Completion 17: 179-188.

21. Barkved, O., Heavey, P., Kjelstadli, R. M., Kleppan, T., and Kristiansen, T. G. 2003. Valhall Field – Still on Plateau after 20 Years of Production. Paper SPE 83957 presented at Offshore Europe 2003, Society of Petroleum Engineers Annual Technical Conference and Exhibition, Aberdeen, UK 2-5 September 2003

22. Ostadhassan, M., Zeng, Z., Zamiran, S., Geomechanical Modeling of an Anisotropic Formation-Bakken Case Study, 2012, Paper ARMA 12-221 presented at US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, Chicago, USA 24-27 June 2012

23. Bodziak, R., K. Clemons, A. Stephens, and R. Meek, 2014, Therole of seismic attributes in understanding the hydraulically fracturable limits and reservoir performance in shale reservoirs:An example from the Eagle Ford Shale, south Texas: AAPG Bulletin, v. 98, no. 11, p. 2217–2235, doi:10.1306/07021413124.

24. Busetti, S., W. Jiao, and Z. Reches, 2014, Geomechanics of hydraulic fracturing microseismicity: Part 1: Shear, hybrid, and tensile events: AAPG Bulletin, v. 98, no. 11, p. 2439–2457, doi:10.1306/05141413123.

25. Busetti, S., and Z. Reches, 2014, Geomechanics of hydraulic fracturing microseismicity: Part 2: Stress state determination: AAPG Bulletin, v. 98, no. 11, p. 2459–2476, doi:10.1306/05141413124.

26. Imber, J., H. Armstrong, S. Clancy, S. Daniels, L. Herringshaw, K. McCaffrey, J. Rodrigues, J. Trabuco-Alexandre, and C. Warren, 2014, Natural fractures in a United Kingdom shale reservoir analogue, Cleveland Basin, northeast England: Part 1—regional and stratigraphic variability: AAPG Bulletin, v. 98, no. 11, p. 2411–2437, doi:10.1306/07141413144.

27. Cowan, T., 2011, Costs for drilling the Eagle Ford: Rigzone, accessed July 17, 2014, [http://www.rigzone.com/news/oil\\_gas/a/108179/Costs\\_for\\_Drilling\\_The\\_Eagle\\_Ford](http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/108179/Costs_for_Drilling_The_Eagle_Ford).

28. Barton, C., Zoback, M. and Moos, D. 1995. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rock. *Geology*: 23, 683-686

29. Zoback, M., Barton, C., Finkbeiner, T., and Dholakia, S. 1996. Evidence for Fluid Flow along Critically-stressed faults in Crystalline and Sedimentary Rock. In: Jones, G., Fisher, Q., and Knipe, R. (eds.) *Faulting, Faults Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs*, 47-48.

30. Zhang, X and Sanderson, D. 2002. *Numerical Modelling and Analysis of Fluid Flow and Deformation of Fractured Rock Masses*, Pergamon, Oxford, UK.

31. Khan, S., Han, H., Ansari, S., and Khosravi, N. 2011. Geomechanical Modeling to Assess Caprock Integrity in Oil Sands, presented at the Canadian Society of Petroleum Geologists, the Canadian Society of Exploration Geologists and the Canadian Well Logging Society Joint Annual Convention, Calgary, 9-12 May 2011.

32. Zoback, M. 2007. *Reservoir Geomechanics*, Cambridge University Press, Cambridge, UK

33. Sayers, C., C. Russel and M. Pelorosso, J. Adachi, J. Pastor, V. Singh, K. Tagbor and P. Hooyman, 2009. Determination of rock strength using advanced sonic log interpretation techniques. In Proceedings of the SPE ATCE, New Orleans, 4

– 7 October, SPE 124161.

34. Sayers, C., S. Kisra, K. Tagbor, A. D. Taleghani and J. Adachi, 2007. Calibrating the mechanical properties and in-situ stresses using acoustic radial profiles. In proceedings of the SPE ATCE, Anaheim, 11-14 November, SPE 110089.

35. Plumb, R. A., S. Edwards, G. Pidcock, D. Lee and B. Stace, 2000. The mechanical earth model and its application to high risk well construction projects. In Proceedings of IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, 23-25 February, IADC/SPE 59128.

36. Plumb, R.A., P. Hooyman, D. Vineengen, N. Dutta, G. Ritchie and K. Bennaceur, 2004. A new geomechanics process reduces operational risks from exploration to production. In proceedings of the NARMS, Houston, 5-9 June, ARMA/NARMS 04-616.

37. Bourgeois, F., Koutsabeloulis, N., 2007, Geomechanical Modeling of a Full Reservoir of the north Sea, SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, 2007.

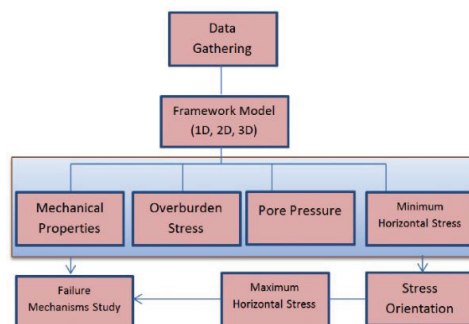
38. Dutta, D and Nair, C. V. G., Zhang, X., Khan, K., Mohamad-Hussein, A., Yaser, M., and Press, D. 2011. A 3D Coupled Reservoir Geomechanics Study for Pressure, Water Production, and Oil Production Simulation: Application in Umm-Gudair Field, West Kuwait, Paper SPE 147943 presented in SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, 9-11 October, Abu Dhabi, UAE

39. Hossam, I., P. Ashok, K. Rajive, J. Al-Kandari, M. Yaser, A. Mohamad-Hussein, K. Khaqan, D. Press, G. Xi, K. Lee, and C. Tan, 2012 Modeling and Validation of Fluid Flow-Geomechanics of Maudud Reservoir in Sabriya Field, AAPG International Convention and Exhibition, Singapore, 16-19 September 2012

40. Masoudi, R., Jalil, M. A. A., Press, D., Lee, K., Tan, C. P., Anis, L., Darman, N., and Othman, M., 2012, An integrated Reservoir Simulation-Geomechanical Study on Feasibility of CO2 Storage in M4 Carbonate Reservoir, Malaysia, Paper IPTC 15029 presented at the International Petroleum Technology Conference, Bangkok, Thailand 7-9 February 2012

41. Smith, S. and Tsvankin, I. 2012. Coupled geomechanical and seismic modeling of compaction-induced traveltime shifts for multicomponent data, Report 670 of Colorado School of Mines, Center for Wave Phenomena, Golden Colorado

**Mechanical Earth Model (MEM) flowchart (from Ostadhassan et. al., 2012 )**







**Sondaj**

**Drilling**

---



# Managed Pressure Drilling Uygulamaları



## Berkay Kocababuc

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Sondaj Daire Başkanlığı, Ankara

### ÖZET

Managed Pressure Drilling (MPD) endüstride giderek kullanımı yaygınlaşan, kuyudaki basınç profilinin çeşitli tekniklerle istenilen şekilde kontrol edilmesini sağlayan bir sondaj yöntemidir. Basınç kaynaklı problemlerin en aza indirilmesi, kazılması ekonomik olmayan kuyuların daha az maliyetle kazılabilmesine olanak sağlamaktadır. Çeşitli donanım ve tekniklerle proaktif olarak basınç profili kontrolünün yanı sıra dinamik basınç kontrolü ile karşılaşılan basınç değişimlerine hızlı müdahale imkânı sağlayan MPD'nin, anülüs basınç profili kontrolünün dikkatli yapılması gereken her yerde kullanımı avantajlıdır.

### SUMMARY

Managed Pressure Drilling (MPD) is a widely recognized drilling technique, where annular pressure profiles can be controlled with various methods. Vast benefits of MPD include minimizing pressure related problems and reducing costs of the wells where conventional drilling methods won't be economic. There are many advantages of using MPD where precise pressure control needed due to its' fast and efficient proactive pressure control along with dynamic control option with various equipment and methods.

### GİRİŞ

Ülkemizin artan enerji ihtiyacı karşısında artan sondaj faaliyetleri ile zamanla daha derin kuyuların kazılması, daha fazla arama kuyusunun kazılması, depleted rezervuarlar, sığ ve derin denizler gibi basınç profillerinin dar olduğu alanlarda sondaj yapılmasını zorunluluk haline getirmektedir. Bu zorunluluk artan sondaj problemlerini de beraberinde getirmektedir. Bu çalışmada Türkiye'de gerçekleştirilmiş bir depolama projesi kapsamında kazılan beş adet kuyunun zaman dağılımından yola çıkılarak burada karşılaşılan problemlere yönelik endüstride kullanımı giderek yaygınlaşan Managed Pressure Drilling uygulamaları açıklanmaya çalışılmıştır. Ayrıca geçtiğimiz yıl Akdeniz Türk kara sularında Türkiye'de ilk kez kullanılan sabit kuyudibi basıncı yönteminin detayları üzerinde durulmuştur.

### Managed Pressure Drilling (MPD) Tanımı

IADC'ye göre MPD, 'temel amacı formasyon basıncı ve çatlatma basıncı limitleri dahilinde kuyudaki hidrolik basınç profilinin etkin kontrol edilmesi' olarak tanımlanmaktadır.

• Çeşitli ekipman ve tekniklerle proaktif olarak basınç profilinin kontrolü

• Back pressure, çamur ağırlığı, çamur reolojisi, basınç kayıpları, kuyu geometrisi kontrolü

• Karşılaşılan basınç değişimlerine hızlı müdahale şansı ve dinamik basınç kontrolü

ile kazılması ekonomik olmayan kuyuların daha az maliyetle kazılabilmesine olanak sağlamaktadır.

### MPD Kullanım Alanları

MPD'nin genel olarak formasyon basıncı ve çatlatma basıncı aralığının dar olduğu kuyular, depleted rezervuarlar, gaz kuyuları, sığ gaz gelişlerinin yaşandığı kuyular, kaçak problemlerinin yaşandığı kuyular, kuyu stabilitesi problemlerinin yaşandığı kuyular ve H2S tehlikesinin olduğu kuyular gibi anülüs basınç profili kontrolünün dikkatli yapılması gereken her yerde kullanımı uygundur.

### MPD Kullanımının Avantajları

- Zaman tasarrufu
- Daha az maliyet
- Daha güvenli sondaj
- Minimum formasyon kirliliği
- Daha az casing dizisi kullanımı
- Kaçak ve kick problemlerinin azalması
- Takım sıkışmalarının önlenmesi
- Daha iyi kuyu stabilitesi
- Kazılamayan kuyuların kazılabilir hale gelmesi

### MPD Ekipmanları

Temel Ekipmanlar

- Rotating Control Device (RCD)
  - Choke manifold
  - Drill pipe non-return valf
  - Pressure relief valf
  - Seperatör
- Diğer Ekipmanlar
- Pressure While Drilling (PWD)
  - Otomatik kontrol sistemi
  - Backpressure pump
  - Flow metre

### MPD Kategorileri

MPD endüstrideki genel sınıflandırmaya göre Reactive ve Proactive olmak üzere iki kategoriden oluşmaktadır. Reactive MPD sondaj sırasında karşılaşılan problemlere

RCD ve choke kullanılarak anlık müdahale edilmesi durumu iken Proactive MPD önceden planlanarak sondaj programının öngörülen sorunlara göre hazırlanması durumudur.

### MPD Çeşitleri

#### HSE (Returns Flow Control)

Atmosfere açık veya kapalı iş ve çevre güvenliğini arttırmaya yönelik MPD sistemidir. Özellikle H2S beklentisi olan bölgelerde kuyudan gelişlerle veya gas cut mud ile karşılaşıldığı durumlarda masadaki personelin güvenliğini arttırmaya yönelik kullanılan en basit MPD yöntemidir.

#### PMCD (Pressurized Mud Cap Drilling)

Kaçakla mücadele için geliştirilen MPD sistemi. Bu yöntemin kullanımı sırasında kaçak zonuna girildiğinde su veya spud çamur ile kaçarak sondaj devam ederken anülüs ağır çamurla doldurularak ve gerekiyorsa backpressure uygulanarak kuyu dibi basıncının sabit tutulması sağlanır. Bu sayede kaçak kaynaklı kayıp zaman en aza indirilir. Ayrıca diğer kaçakla mücadele yöntemlerine göre daha düşük maliyetli bir çözüm olan PMCD sırasında LCM kullanılmadığı için rezervuara da daha az zarar verilmiş olur. Fakat bu yöntem sırasında yüzeye kesinti gelmemesi, yüksek hacimlerde su ihtiyacı ve manevralarda kaçığın engellenmesine henüz bir çözüm getirilememiş olması sistemin dezavantajlarındandır.

#### CCS (Continous Circulation System)

Sondaj sırasında pompalar ayrılmadan ilave yapılmasına olanak sağlayan continous circulation device'ın kullanıldığı MPD sistemi. Bu sistem sayesinde kuyunun herhangi bir noktadaki ECD sürekli olarak aynı kalırken ilavelerde pompanın ayrılıp verilmesi ile geçen süreyi kaldırarak daha hızlı manevra yapılmasına olanak sağlar. Ayrıca kesintilerin çökelmesinin takım sıkışmasına daha çok sebep olduğu yüksek açılı kuyularda bu sorunu ortadan kaldırmaya yardımcı olur.

#### Dual Density

Farklı yoğunluklu akışkan kolonlarının kullanıldığı sistemlerdir. Genellikle derin deniz kuyularında kullanılan bir MPD yöntemidir. Farklı yoğunluklardaki akışkanların oluşturduğu hidrostatik basınç yardımı ile basınç profili düzenlenir. Bu sayede yüzeye yakın zayıf zonlarda kaçak önlenirken alt seviyelerde overbalance oluşturulmuş olur.

#### CBHP (Constant Bottomhole Pressure)

Formasyon basıncı ve çatlatma basıncı aralığının dar olduğu, eş zamanlı kaçak ve kick ile karşılaşılan yüksek ECD ve stabilite problemlerinin fazla olduğu kuyular için tasarlanan MPD sistemi. CBHP metodunun temel amacı kuyu dibi basıncının sabit tutulması ile formasyondan herhangi bir girişin veya kaçığın

önlenmesidir. Bu yöntemde dinamik koşullarda karşılaşılan ECD nin çatlatma gradyanından daha yüksek olmasını engellemek için çamur ağırlığı düşürülürken back pressure yardımı ile sürekli olarak formasyon basıncının üzerinde kalması sağlanır. Statik koşullarda uygulanan back pressure dinamik koşullarda anülüste gerçekleşen basınç kayıpları ile eşit olmalıdır.

#### MPD Kullanımı

Geleneksel sondaj uygulamalarında formasyon tarafından farklı derinliklerde hissedilen basınçlar statik durumda çamur ağırlığı ile doğru orantılı iken dinamik durumda buna o noktadan itibaren anülüste oluşan basınç kayıpları da eklenmektedir. Dinamik koşullarda formasyona etkileyen bu basıncın çamur ağırlığı cinsinden ifade edilmesi için eş çamur ağırlığı (ECD) kullanılmaktadır. MPD uygulamalarında sistemin temelini ECD'nin kontrolü oluşturmaktadır. ECD dinamik durumda; çamur ağırlığı, debi, kuyu geometrisi ve back pressure ile doğrudan ilişkili olup bunların bir veya birkaçının değiştirilmesi ile değişebilmektedir. Bu sayede belirtilen değişkenler kullanılarak MPD uygulamalarında ECD istenilen sınırlarda kontrol altında tutulmaktadır. En yaygın kullanım şekli çamur ağırlığının düşürülerek ECD'nin düşürülmesi ile çatlatma limitlerinin altında kalınması ve statik durumda düşen çamur ağırlığı ile azalan statik basıncın yüzeyden back pressure uygulanarak kompanse edilmesidir.

#### Sonuçlar ve Düşünceler

MPD basınç kaynaklı problemlerin sebep olduğu zaman kayıplarının yüksek seviyelere ulaştığı hatta bu problemler sonucunda sun derinliğe ulaşamayan kuyuların kazılmasında alternatif bir yöntem olarak göz önünde bulundurulmalıdır. Teknik anlamda kuyunun zorluk derecesi, öngörülen problemlerin çeşitleri ve risk analizi doğrultusunda uygun MPD yöntem ve ekipmanları seçilerek kuyuların en az sorunla daha kısa zamanda, daha güvenli ve rezervuara daha az zarar vererek tamamlanması olanağı değerlendirilmelidir. Fakat kayıp zamanı azaltması avantajına rağmen yüksek ekipman kiralari sebebi ile günlük kirasi düşük kara kuyularında ekonomik olmaktan çıkabilir. Ayrıca, MPD hizmeti sağlayan firmaların bulunulan lokasyona göre yeterli lojistik destek sağlayamaması diğer bir dezavantaj. Yinede ekonomik olmasa bile kazılması imkânsız olan kuyuların kazılabilmesini sağlaması bir avantaj olarak kalmaktadır.

#### Terimler

ABK Anülüs basınç kayıpları

IADC International Association of Drilling Contractors

BHP Bottom Hole Pressure

MPD Managed Pressure Drilling

CBHP Constant Bottom Hole Pressure

NPT Non Productive Time

CCS Continuous Circulation System

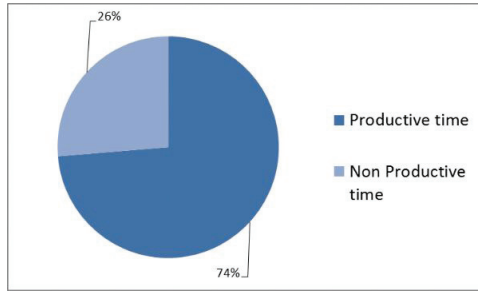


PMCD Pressurized Mud Cap Drilling  
 RCD Rotating Control Device  
 RFC Return Flow Control  
 ECD Equivalent Circulating Density  
 HSE Health Safety Environment

**REFERANSLAR**

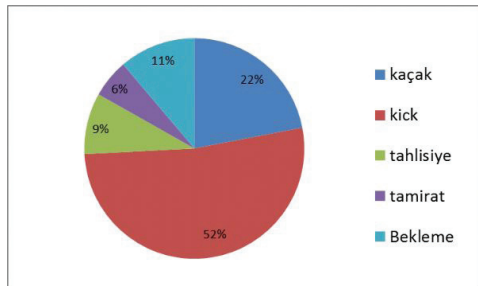
1. Hannegan D.M.: "Variations of Managed Pressure Drilling Currently Practiced: Offshore Case Studies" OTC 17885, Offshore Technology Conference, Houston/Texas, 2006.
2. Fredericks, P. ve Reitsma, D.: "MPD automation addresses drilling challenges in conventional, unconventional resources", IADC International Well Control Conference, Abu Dhabi/UAE, 2006
3. Ken Muir (VP Engineering), "MPD Systems and Applications" Sunumu
4. Grayson, B., 2009 "Increased Operational Safety and Efficiency with Managed Pressure Drilling", IADC/SPE 120982, SPE Americas E&P Environmental Safety Conference, San Antonio, Texas, USA, 23-25 March 2009.

**Şekil - 1 Zaman Analizi - Örnek Depolama Projesi**



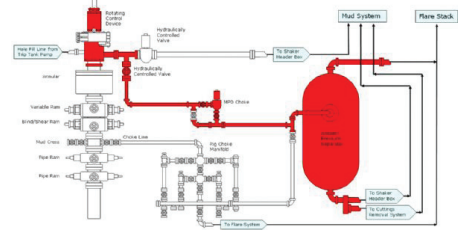
(Sadet kıyu)

**Şekil - 2 Karşılaşılan Problem Detayları- Örnek Depolama Projesi**



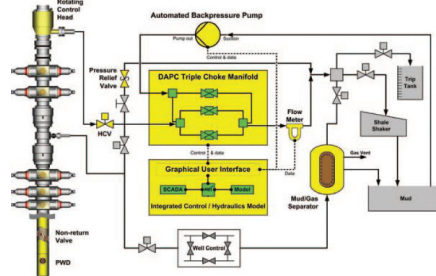
(Sadet kıyu)

**Şekil - 3 Temel MPD sistemi [3]**



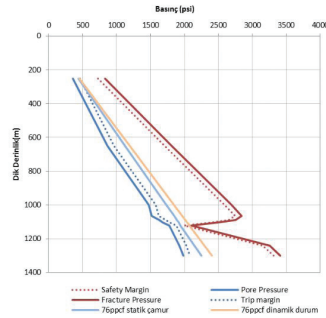
Referans [3]

**Şekil - 4 Otomatik MPD sistemi [2]**

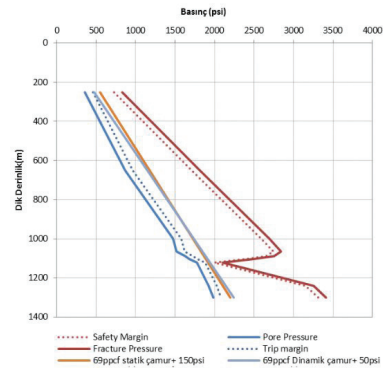


Referans [2]

**Şekil - 5 Örnek Uygulama (Conventional Drilling)**



**Şekil - 6 Örnek Uygulama (CBHP Metod)**



# Destek Vektör Makinesi Yöntemi ile Sondaj İlerleme Hızı Optimizasyonu



**Korhan Kor<sup>1</sup>, Gürşat Altun<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Türkiye Petrolleri

<sup>2</sup>İstanbul Teknik Üniversitesi

## ÖZ

Günümüzde enerji kaynaklarına olan talep artışı nedeniyle petrol, gaz ve jeotermal kaynak arayışları önemini daha da arttırarak korumaktadır. Bu talep artışını karşılamak amacıyla daha önce araştırma yapılmamış yeraltı derinliklerinde ve su derinliğinin 3000 metreyi bulduğu açık denizlerde yeni kaynak araştırmaları devam etmektedir. Bu araştırma giderlerinin büyük bir çoğunluğunu sondaj operasyonları oluşturmaktadır. Doğası gereği, sondaj esnasında kulinin ve sondaj dizisinin en çok aşınmaya uğrayan, sıkça değiştirilmesine ihtiyaç duyulan elemanı matkapdır. Sondajın maliyetini düşürmek için bir matkabin hem uzun süre çalışması, hem de iyi performans göstermesi istenir. Matkap çalıştıkça aşınacağı için ilerleme hızı azalır ve sondaj maliyeti artmaya başlar.

Sondaj esnasındaki ilerleme hızı birçok parametreye bağlıdır. Bu sebeple, ilerleme hızını tahmin veya optimize etmek oldukça zor bir mühendislik problemidir. Ancak yaygın optimizasyon yöntemleri kullanılarak, oyma dişli matkaplar için en iyi parametre kombinasyonlarının seçilmesiyle en düşük maliyeti oluşturan matematiksel modeller türetilmiştir. Bu matematiksel modellerden en kapsamlı ve en yaygın olanı Bourgoyne ve Young (BvY) yöntemidir. Sekiz parametre içeren BvY yönteminde en iyi ilerleme hızını tahmin edebilmek için matematiksel olarak en az 30 girdi veri setine ihtiyaç vardır. Bu 30 veri seti, ya bir sahadaki çok sayıda kuyudan ayrı ayrı ya da bir kuyuda 30 farklı derinlikteki şeyl zonlarından elde edilmiş olmalıdır.

Herhangi bir sebeple elde yeterli veri olmadığı durumlarda BvY yönteminin doğruluğu azalmakta ve önemli hatalara yol açmaktadır. Bu nedenle, verinin yetersiz olduğu durumlarda alternatif yöntemler kullanılması zorunludur. Bu alternatif yöntemlerden birisi, yapay öğrenme yöntemlerinin en etkililerinden olan Destek Vektör Regresyonu (DVR)'dur. DVR'nin ilerleme hızı tahmini problemine uygulanabilirliği literatürde ilk kez bu çalışma ile gösterilmektedir.

## GİRİŞ

Sondaj esnasında derinlere inildikçe matkap aşınır ve ilerleme hızı azalır, Adams (1985). Bu sebepten dolayı, matkabin aşınma durumunun dikkatle takip edilmesi gerekmektedir. Eğer matkap zamanından önce kuyudan çıkarılırsa, başka kuyularda tekrar kullanılma özelliğini çoğunlukla kaybeder. Eğer matkap fazla aşınır ve bu durum fark edilmezse, bazı kısımları parçalanarak

kuyunun içinde kalır. Bu kalan parçalar çıkarılıp kuyu temizlenmeden sondaja devam edilemeyeceği için tahlisiye olarak adlandırılan kurtarma operasyonlarının yapılmasını zorunlu kılar, Bourgoyne Jr. v.d. (1991). Bu durum, zaman ve para kaybına yol açtığı gibi tahlisiye operasyonunun yüzde yüz başarı ile gerçekleşeceğinin garantisi de yoktur.

Uygun matkap çekme zamanının belirlenmesi ve buna bağlı olarak sondaj ilerleme hızının (ROP) optimizasyonu uzun yıllardan beri araştırmacıların üzerinde yoğun olarak çalıştığı ana konulardan birisidir. Birçok farklı yöntem önerilmiş olmasına rağmen, sondaj endüstrisi tarafından üzerinde uzlaşmış bir yöntem yoktur. Diğer taraftan, bilgisayar teknolojisindeki gelişmelere bağlı olarak yapay öğrenme (makine öğrenmesi) olarak adlandırılan yöntemler geniş bir uygulama alanı bulmaktadır. Yaygın olarak kullanılan bu yöntemlerin bazıları yapay sinir ağları, genetik algoritmalar, bulanık mantık, kNN (k-nearest neighborhood) olarak verilebilir. Bununla birlikte, teorik olarak tanımlanmasına rağmen matematiksel olarak kanıtlanması doksanlı yılların sonunda Vapnik (1998) tarafından yapılan Destek Vektör Makinası "DVM" (Support Vector Machine, SVM) yöntemi hemen her alanda optimizasyon problemlerinin çözümünde etkin bir şekilde kullanılmaktadır. Diğerlerine göre DVM'in en önemli avantajı daha az sayıda girdi verisi kullanarak daha iyi bir kestirimde bulunmasıdır, Tolun (2008). Bu nedenle, daha az girdi verisi kullanarak ROP optimizasyonunun DVM yöntemiyle yapılabilirliği bu çalışmanın ana amacıdır.

## MATERYAL VE YÖNTEMLER

İlerleme hızı probleminde bir bağımlı parametreyi tek bir bağımsız parametre ile bağdaştırmak mümkün değildir. İlerleme hızı birden fazla parametreye bağlı olduğu gibi, bu parametreler aynı zamanda birbirlerini de etkilemektedir. Geçmiş yıllarda sondaj parametreleri arasındaki ilişkileri çeşitli modellerle belirleyen yöntemler ortaya konulmuştur. Bunlardan bazıları, sabit matkap yükü ve dönüş hızı arasındaki ilişkiyi belirleyen bir yöntem (Galle ve Woods, 1963), değişen matkap yükü ve dönüş hızı arasındaki ilişkiyi Monte Carlo Yöntemi ile belirleyen bir yöntem (Reed, 1972) ve parametre sayısını 8'e çıkararak aralarındaki ilişkiyi modelleyen bir yöntemdir (Bourgoyne Jr. ve Young Jr., 1974). Bu yöntemlere benzeyen, farklı parametre ve parametre sayısı içeren birçok yöntem literatürde bulunmaktadır. Literatürde bulunan yöntemler arasında en dikkat çekici olan ve sondaj endüstrisi tarafından en yaygın olarak kullanılanı ise BvY yöntemidir. Diğer

tarafтан, literatürde tanımlanmış yöntemlerin büyük bir bölümünün doğrulama çalışması BvY modeli ve bu çalışmada verilen veriler kullanılarak yapılmaktadır. Bu nedenle, çalışmanın ana konusu olan DVM ile ROP optimizasyonunda kullanılan veriler BvY çalışmasından alınmış ve doğrulaması bu verilere göre yapılarak aşağıdaki bölümlerde verilmektedir.

### Bourgoyne ve Young Yöntemi

Bourgoyne ve Young (BvY) yöntemi temel olarak istatistiksel bir yaklaşım olup, çoklu regresyon analizi uygulamasıdır. Birden çok parametrenin bulunduğu durumlarda tekli regresyon analizi yapmak mümkün olmamaktadır. Çoklu regresyon analizi, parametrelerin birbirleri ile olan ilişkilerini çeşitli yöntemlerle belirleyip, her bir parametre için korelasyon katsayısı hesaplar. Daha sonra bu korelasyon katsayıları sayesinde tahmin modeli oluşturulur. Tahmin modeli oluşturulduktan sonra belirlilik katsayısı adı verilen  $R^2$  değeri hesaplanır. Bu sayede katsayıların geçerliliği ve modelin uygunluğu gözlemlenir.  $R^2$  değeri 1'e ne kadar yakınsa oluşturulan model o kadar geçerlidir. BvY çalışmasında irdelenmiş olan ilerleme hızı (ROP) probleminde birbiriyle ilişkili 8 parametre bulunmaktadır. Bu 8 parametre, 8 adet ayrı fonksiyonel ilişki ile tanımlanmakta ve ilerleme hızı da bu 8 fonksiyonun alacağı değerlerin çarpımı sonucu hesaplanmaktadır. Matematiksel olarak sekiz parametrelili çoklu regresyon analizinden doğru sonuç alınabilmesi için en az 30 adet veri seti kullanılmalıdır (Bourgoyne Jr. ve Young Jr., 1974). Bu parametreler (1) formasyonun delinebilirliği (drillability), (2) derinlik, (3) çamur yoğunluğu, (4) formasyon basıncı, (5) matkap yükü, (6) dizi döndürme hızı, (7) diş aşınımı ve (8) hidrolik kuvvet olarak tanımlanmaktadır, Bourgoyne Jr. vd. (1991).

Her bir veri seti yukarıda belirtilen sekiz adet parametrenin sondaj sırasında gözlenen değerlerini içermektedir. Daha sonra, bu 30 veri setinin en küçük kareler yöntemi kullanılarak çoklu regresyon analizi yapılır ve 8 adet korelasyon katsayısı 8 adet parametre için bulunur. Bu korelasyon katsayılarının kullanılmasıyla, her bir parametre için tanımlı fonksiyonlar kullanılarak, fonksiyonların değerleri hesaplanır. Tanım gereği, bu sekiz fonksiyonun almış olduğu değerlerin çarpımı doğrudan ilerleme hızı (ROP) değerine eşittir. Yöntemin en önemli unsuru korelasyon katsayılarının veri setinden belirlenmesidir. Her bir parametreye ait bu korelasyon katsayıları kullanılarak, parametrelerin alabileceği herhangi bir gözlemlenmemiş durum için fonksiyonlar hesaplanabilecek ve buna bağlı olarak ROP kestirimi veya tahmini yapılabilecektir. Tablo 1'de çoklu regresyon analizi yapmak üzere kullanılan veri seti verilmektedir.

### Destek Vektör Regresyonu

Güçlü bir yapay öğrenme yöntemi olan Destek Vektör Makinesi (DVM) regresyon analizi yapmak amacıyla da

kullanılan bir modeldir. Büyük miktarlardaki verilerin elle işlenmesi ve analizinin yapılması mümkün değildir. Bu tür problemlere çözüm olması amacıyla yapay öğrenme (makine öğrenmesi) yöntemleri geliştirilmiştir. Bu yöntemler, eldeki (geçmiş) verileri kullanarak, bu verilere en uygun modeli bulmaya çalışırlar. Bu işleme öğrenme işlemi adı verilir. Model oluşturulduktan sonra yeni gelen (gelecek) veriler, bu modele göre analiz edilip sonuç üretilir. Bununla birlikte, DVM'in sınırlı sayıda ve/veya verilerin gürlütlü olması durumunda hedef fonksiyonun alacağı değeri tahmin etmek için kullanılabileceği literatürde belirtilmektedir, Heinz ve Al-Baiyat (2012).

Yapay öğrenme yöntemleri farklı uygulamalara, analizlere ve beklentilere göre gruplara ayrılır. Bu gruplardan en yaygın olanları sınıflandırma (classification), kümeleme (clustering) ve regresyondur. DVM, sınıflandırma konusunda kullanılan oldukça etkili ve basit yöntemlerden birisidir. DVM'de sınıflandırma işlemi için aynı düzlemde bulunan iki grup, aralarına bir sınır çekilerek birbirinden ayrılır. Sınırın çekileceği yer ise iki grubun da elemanlarına en uzak olan yer olması gerekmektedir. Bu işlem, iki gruba da yakın ve birbirine paralel iki sınır çizgisi çekilerek yapılır. Daha sonra bu sınır çizgileri birbirlerine yaklaştırılarak ortak sınır çizgisi üretilir. DVM'de sınıflandırma işlemi iki grup arasında yapılabileceği gibi ikiden çok grup arasında da yapılabilir.

DVM'de regresyon ile sınıflandırma arasında matematiksel olarak çok fark bulunmamaktadır. İki yöntem de yapısal risk minimizasyonu ve istatistiksel öğrenme teorisi ile çalışır. Çıktı olarak sınıflandırma bir çeşit etiket (label) verirken, regresyon bir sayı verir. Bu çalışmada, tahmin edilmesi istenen değer ilerleme hızı, yani sayısal bir değer olduğu için DVM'nin regresyon modeli kullanılmıştır. Yöntem, kullanılmak istenen verisetinin öğrenme (train) ve test olmak üzere iki alt veri setlerine bölünmesi ile uygulanır. Öğrenme veri seti kullanılarak, ilgili parametreler ve gözlemler (observations) arasındaki ilişki belirlenerek bir regresyon modeli oluşturulur. Daha sonra test veri seti, oluşturulan bu model üzerine uygulanarak hedef değer tahmin edilir.

Bu çalışmada DVR'nin yaygın modellerinden biri olan Epsilon-duyarsız kayıp fonksiyonu ve lineer çekirdek (kernel) modeli kullanılmıştır. Bu modelde, öğrenme veri setindeki her bir gözlem değerinden en fazla Epsilon kadar sapma yapacak ve mümkün olduğunca düz olacak şekilde bir fonksiyon bulunur. Diğer bir deyişle, Epsilon'dan küçük olan hatalar göz ardı edilir; fakat, Epsilon'dan büyük sapmalar kabul edilmez (Smola ve Schölkopf, 1998). Belirlenen epsilon bandı civarında da gevşek değerlerin (ksi) tolere edilebilirliğini belirleyen bir penaltı parametresi (C) belirlenir (Üstün v.d., 2005). Şekil 1'de bu değerlerin örnek bir görseli bulunmaktadır.

## SONDAJ İLERLEME HIZININ DVR YÖNTEMİYLE TAHMİN UYGULAMASI

Bu çalışmada DVR yöntemi kullanılarak ROP tahminleri Tablo 1’de verilen 30 veri seti kullanımıyla gerçekleştirilecektir. Veriler 8 parametre için tanımlandığı için genel bir yaklaşım olarak parametre sayısının iki katı olan 16 veri seti minimum girdi verisi olarak kullanılmıştır. Veri seçimi rastgele olabildiği için çok sayıda analiz kombinasyonu ortaya çıkmaktadır. Veri seçiminde tercih edilen yaklaşıma bağlı olarak DVR yönteminin uygulanması farklı durumlar için aşağıda verilmektedir. Öncelikle, Tablo 1’de verilen veri seti, parametre sayısının iki katından, yani 16’dan başlayıp ikiye artarak şekilde öğrenme verisi içeren alt gruplara bölünmüştür. Test edilecek veri seti ise mevcut öğrenme setindeki en derin noktanın iki sıra sonrası olacak şekilde seçilmiştir. İkinci öğrenme veri seti, ilkinin aksine son 16 veri setinden başlayarak her adımda öğrenme veri seti sayısı iki artırılarak oluşturulmuştur. Bu durumda test edilecek olan veri seti öğrenme setindeki en sığ derinlikli veri setinin iki veri seti öncesidir. Son analiz veri seti olarak da, öğrenme seti sayısının ve sırasının sonuçlar üzerindeki etkisinin görülmesi amacıyla 15’ten başlayıp ikiye artarak şekilde öğrenme veri setleri oluşturulmuştur. Bu durumda test veri setleri yine ikinci durumdaki ölçütlere göre seçilmiştir. Öğrenme ve test veri seti gruplarının seçimleri Tablo 2’de ilk sütunda üç farklı grup olarak listelenmiştir.

İlk aşamada, oluşturulan öğrenme veri setlerine çoklu regresyon analizi uygulanarak 8 adet korelasyon katsayısı bulunmuştur. Daha sonra bu katsayılar kullanılarak parametre fonksiyonları oluşturulmuştur. Son olarak test veri seti bu fonksiyonlara girilerek ilerleme hızı tahmin edilmiştir. Ancak, Bourgoyne v.d. (1991) tarafından tanımlanan fonksiyonlardaki 10 tabanlı logaritma ve doğal logaritma dönüşümlerine dikkat edilmesi gerekmektedir. İkinci aşamada, oluşturulan öğrenme veri setlerine Epsilon-DVR modeli uygulanmıştır. Epsilon-DVR hesaplamaları “R Programlama Dili” içinde e1071 (libSVM) paketi kullanılarak yapılmıştır. Öncelikle, öğrenme işlemi esasında minimum hatayı verecek şekilde bir penaltı parametresi (C) hesaplanır. Penaltı parametresinin hesaplanması için 10-katlı çapraz doğrulama (10-fold cross validation) yöntemi kullanılmıştır. Şekil 2’de penaltı parametresinin hesaplanmasının grafiksel görseli bulunmaktadır. Her bir öğrenme veri setine ait penaltı fonksiyonu Şekil 2’deki gibi belirlendikten sonra, bu penaltı parametresi kullanılarak bir öğrenme modeli oluşturulur. Son olarak, test veri setindeki parametreler bu modele girilerek ilerleme hızı tahmin edilir. Sonuçları karşılaştırma kriteri olarak ilerleme hızının tahmin edilen ve gözlenen değerleri arasındaki fark, yani artık (residual) göz önüne alınmıştır. Tablo 2’de 3 farklı öğrenme veri seti kombinasyonlarının çoklu regresyon (BvY yöntemi) ve Epsilon-DVR sonuçları görülmektedir. İlk kombinasyonda öğrenme seti düşük derinlikli noktalardan oluşturulmuş ve daha derindeki noktalar tahmin edilmeye çalışılmıştır. Şekil 3’te bu kombinasyonda

ve iki farklı yöntemle ait öğrenme veri setine karşılık gelen artık değerlerin grafiği görülmektedir. İkinci kombinasyonda ise öğrenme seti derin noktalardan oluşturulmuş ve daha sığ derinlikteki noktalar tahmin edilmeye çalışılmıştır. Şekil 4’te bu kombinasyona ve iki farklı yöntemle ait öğrenme veri setine karşılık gelen artık değerlerin grafiği görülmektedir. Üçüncü kombinasyon, ikinci ile benzer konseptte oluşturulmuş; fakat, veri sayısının ve seçilen veri setinin niteliğinin tahmin sonuçları üzerindeki etkisi araştırılmıştır. Şekil 5’te son kombinasyonun sonuçları görülmektedir.

## BULGULAR VE TARTIŞMALAR

Çalışmada kullanılan veri seti üzerine gürültü analizi yapılmadan kullanılmıştır. Şekil 3,4 ve 5’ten görüldüğü üzere öğrenme veri seti sayısı arttıkça hata oranı beklendiği gibi azalmaktadır. Ayrıca, iki yöntemin de tahmin sonuçları benzer davranışlar göstermektedir. Diğer taraftan, Şekil 3 ve 4’te sığ derinliklerden oluşturulan veri setlerini öğrenerek daha derin noktalara ROP tahminleri ile daha derinlerden oluşturulan veri setlerini öğrenerek sığ noktaların ROP tahminleri arasında bir tutarsızlığın olduğu görülmektedir. Ek olarak, Şekil 4 ve 5’ten öğrenme veri seti sayısının ve seçiminin tahmin sonuçları üzerinde önemli bir etkisinin olduğu da anlaşılmaktadır. Bu durumlar hem çoklu regresyon, hem de Epsilon-DVR yöntemleri için geçerlidir. Özellikle artan girdi sayısına bağlı olarak tahmin kestiriminde bir iyileşmenin dolayısıyla hata oranında bir azalma eğilimi görülmesine karşılık, bazı durumlarda artan girdi veri sayısından elde edilen hata daha az girdi verisinden elde edilen hatadan daha yüksektir. Örneğin Şekil 5’te girdi veri sayısı (öğrenme veri sayısı) 23, 25 ve 27’den elde edilen hata değerleri 21 girdi veri sayısının kullanıldığı durumda elde edilen hata değerinden daha yüksektir. Bu durum, girdi verilerinin sağlıklı bir şekilde belirlenemediğinin veya ölçülemediğinin bir göstergesi olarak düşünülebilir. Diğer bir deyişle, istatistikî yöntemlere dayanan optimizasyon modelleri öğrenme amacıyla kullanılan girdi veri kalitesine oldukça duyarlıdır.

Mantıksal olarak sondaj ilerledikçe elde edilen veriler kullanılarak sondaj yapılacak zonlarda karşılaşılabilecek ROP değerlerinin tahmini daha önemlidir. Bu durum, yukarıda analizi yapılan üç farklı durumun birincisine karşılık gelmektedir ve elde edilen sonuçlar Şekil 3’te gösterilmektedir. Bir an için öğrenme verilerinin üzerinde olan gürültü ihmal edilirse, şekilden de görüleceği gibi özellikle daha az sayıda girdi verisi (16 veri seti) kullanılması durumunda DVR yönteminden çok daha iyi ROP tahmininin yapıldığı anlaşılmaktadır ve tahmin sonuçları Tablo 2’de verilmiştir.

## SONUÇLAR

Yukarıda belirtilen durumlar ışığında sondaj ilerleme hızını tahmin etmek için kullanılan DVR yönteminin ilk kez bu çalışmada kullanılmasıyla aşağıdaki sonuçlara

varılmıştır.

- Öğrenme veri setinin sayısının ve seçilen veri setlerinin tahmin sonuçları üzerinde büyük etkisi vardır.
- Analiz için kullanılan veri seti kendi içinde tutarsız ve gürültü içermektedir.
- Öğrenme veri setleri oluşturulmadan önce mevcut veri setine istatistiksel analiz uygulanmalı ve problemlili olduğu görülen veri setleri öğrenme veri setine dahil edilmemelidir. Bu durum başka bir çalışmanın konusudur.
- Bu çalışmada Epsilon-DVR yöntemi BvY'nin çalışmasında kullanılan veri setine uygulanmış olup, ilerleme hızı optimizasyonu için genelleştirilmiş bir çözüm değildir.
- Epsilon-DVR yönteminin güncel bir zamanda elde edilmiş sağlıklı gerçek saha verileriyle (gürültü etkisinin olmadığı) test edilmesi ve optimizasyonun bu verilerle yapılması gerekmektedir.

## REFERANSLAR

- Adams, N.J. (1985). Drilling Engineering: A Complete Well Planning Approach. PennWell Publishing Company, Tulsa, OK.
- Bourgoyne Jr., A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., Young Jr., F.S. (1991). Applied Drilling Engineering, 2. Baskı. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX.
- Bourgoyne Jr., A.T., Young, F.S. (1974). A multiple regression approach to optimal drilling and abnormal pressure detection. Society of Petroleum Engineers Journal, 371-384 doi:10.2118/4238-PA.
- Galle, E.M., Woods, H.B. (1963). Best constant weight and rotary speed for rotary rock bits. American Petroleum Institute, 48-73.
- Heinze, L., ve Al-Baiyat, I.A. (2012). Implementing artificial neural networks and support vector machines in stuck pipe prediction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/163370-MS.
- Reed, R.L. (1972). A monte carlo approach to optimal drilling. Society of Petroleum Engineers Journal, 423-438 doi:10.2118/3513-PA.
- Smola, A.J., Schölkopf, B. (1998). A tutorial on support vector regression, NeuroCOLT2 Technical Report Series, NC2-TR-1998-030, Berlin, Almanya.
- Tolun, S. (2008). Destek Vektör Makineleri: Banka Başarısızlığının Tahmini Üzerine Bir Uygulama. İktisadi Araştırmalar Vakfı, İstanbul.
- Üstün, B., Melsen, W.J., Oudenhuijzen, M., Buydens, L.M.C. (2005). Determination of optimal support vector regression parameters by genetic algorithms and simplex optimization. Analytica Chimica Acta, 544, 292-305.
- Vapnik, V.N. (1998). Statistical Learning Theory. John Wiley & Sons, Inc., New York, NY.

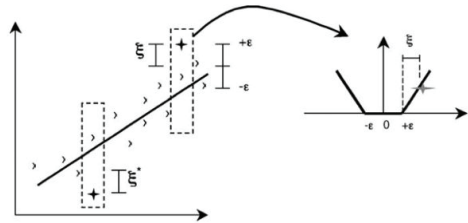
**Çizelge 1: Regresyon için kullanılan veri seti, (Bourgoyne Jr. ve Young Jr., 1974).**

Veri No	Derinlik [ft]	Baskın Hız [ft/s]	Makine Vitesi [1000 ft/s]	Dünya Hızı [dev/dk]	Diğer Anlam	Yerel Hızın Sıfır Noktası	İstihbarat Sıfır Noktası [ft/gal]	Görülen Gerilim [psi]
1	9333	21.0	238	113	0.71	0.064	9.5	9.0
2	9404	21.0	135	126	0.36	0.064	9.5	9.0
3	10130	14.0	0.81	129	0.74	0.827	9.6	9.0
4	10200	10.0	0.05	87	0.15	0.076	9.7	9.0
5	10200	10.0	1.02	78	0.24	0.084	9.7	9.0
6	10200	15.0	1.69	81	0.61	0.084	9.7	9.1
7	10475	13.0	1.56	81	0.73	0.084	9.7	9.2
8	10400	16.6	1.62	67	0.38	0.052	9.8	9.5
9	10600	15.9	1.83	65	0.57	0.078	9.8	9.4
10	11000	15.7	2.00	69	0.72	0.078	9.8	9.5
11	11475	14.0	1.69	77	0.26	0.087	10.3	9.5
12	11775	15.5	2.21	56	0.12	0.052	11.8	10.1
13	11800	6.2	2.26	67	0.2	0.076	15.3	12.4
14	12070	9.6	2.07	84	0.08	0.095	15.7	13.0
15	12315	15.5	3.11	69	0.40	1.185	16.3	11.8
16	12300	14.1	2.82	85	0.42	1.159	16.7	15.0
17	12375	42.7	3.48	77	0.17	1.221	16.7	16.1
18	12305	36.6	3.29	75	0.28	1.161	16.8	16.2
19	12300	43.4	2.82	76	0.43	1.101	16.8	16.2
20	12705	12.4	1.60	81	0.46	0.272	16.8	16.2
21	14010	21.1	1.04	75	0.46	0.201	16.8	16.2
22	14015	19.0	1.76	64	0.16	0.546	16.9	16.2
23	14095	18.7	2.00	76	0.27	0.019	17.1	16.2
24	14095	20.2	2.33	76	0.31	0.019	17.2	16.4
25	13300	27.1	2.12	85	0.31	1.29	17.0	16.5
26	13700	14.6	2.35	78	0.01	0.002	17.1	16.5
27	16155	12.6	2.47	80	0.12	0.070	17.9	16.5
28	16125	14.9	3.76	81	0.46	0.052	17.5	16.6
29	17000	13.8	3.76	65	0.91	0.708	17.6	16.6
30	20267	9.0	3.41	60	0.01	0.152	17.7	16.6

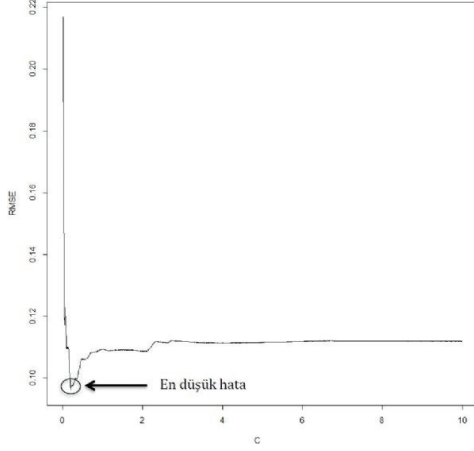
**Çizelge 2: Gerçek ROP ve iki modelin önceden belirlenmiş öğrenme verileri kullanılarak tahmin ettiği ROP ile artık değerleri.**

Öğrenme Verisi #	Test No	Gerçek ROP	Çoklu Regresyon		e-DVR "Lineer"	
			Tahmin	Artık	Tahmin	Artık
1-16	18	38.6	38.5	0.1	37.3	1.3
1-18	20	12.5	29.3	16.8	5.9	6.6
1-20	22	19.0	22.2	3.2	23.2	4.2
1-22	24	20.2	21.3	1.1	16.5	3.7
1-24	26	14.8	16.3	1.5	16.9	2.1
1-26	28	14.9	18.9	4.0	18.9	4.0
1-28	30	9.0	7.6	1.4	7.1	1.9
15-30	13	6.2	6.6	0.4	8.5	2.3
13-30	11	14.0	11.5	2.5	19.8	5.8
11-30	9	15.9	18.8	2.9	21.5	5.6
9-30	7	13.0	14.1	1.1	14.4	1.4
7-30	5	16.0	14.3	1.7	13.6	2.4
5-30	3	14.0	11.1	2.9	10.9	3.1
3-30	1	23.0	22.1	0.9	24.5	1.5
16-30	14	9.6	8.0	1.6	24.8	15.2
14-30	12	13.5	12.1	1.4	13.8	0.3
12-30	10	15.7	24.1	8.4	26.4	10.7
10-30	8	16.6	17.5	0.9	16.6	0.0
8-30	6	19.0	14.5	4.5	16.0	3.0
6-30	4	10.0	15.5	5.5	15.1	5.1
4-30	2	22.0	14.2	7.8	16.9	5.1

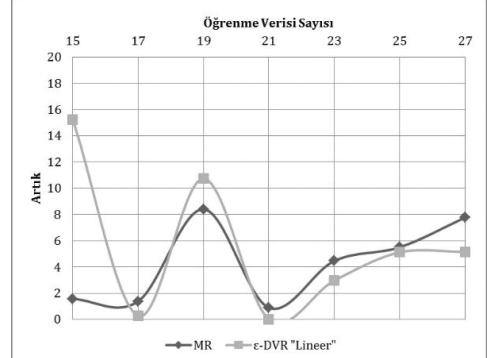
**Şekil 1: Epsilon-Duyarsız DVR, gevşek değerler (ksi) ve penaltı fonksiyonu (C) ile belirlenen eğim (Üstün v.d., 2005).**



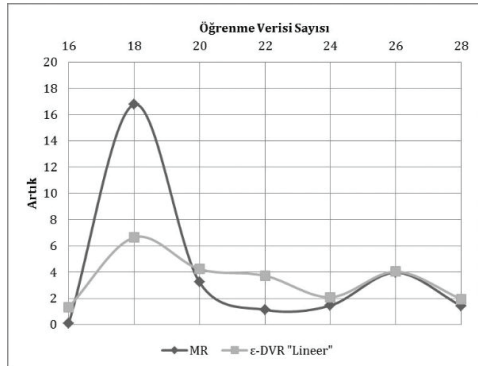
**Şekil 2: Minimum hata ile penaltı fonksiyonu (C) hesaplama grafiği örneği.**



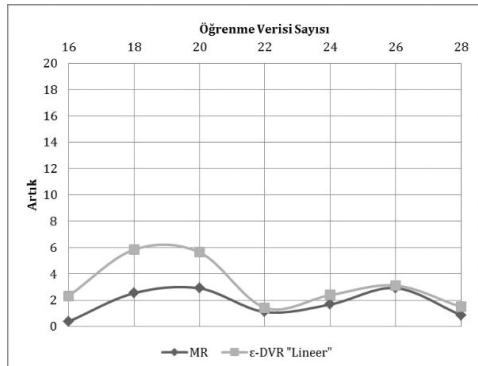
**Şekil 5: 16-30 ile 4-30 arası öğrenme veri seti kullanılarak hesaplanan artık değerleri.**



**Şekil 3: 1-16 ile 1-28 arası öğrenme veri seti kullanılarak hesaplanan artık değerleri.**



**Şekil 4: 15-30 ile 3-30 arası öğrenme veri seti kullanılarak hesaplanan artık değerleri.**



# Şeyl içeren Formasyonlarda Kuyu Stabilitesi: Yaygın Saha Uygulamaları ve Varsayımların Literatür ile Karşılaştırılması



**Doğuhan Yılmaz**

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Adıyaman Bölge Müdürlüğü, Adıyaman

Shaley formations comprise 70% of all the formations drilled around the world and almost 75% percent of all borehole problems are related to shale instability. In southeast Turkey, long intervals of shaley formations are needed to be drilled before reaching production zones. Borehole problems such as tight holes, caving of borehole wall and stuck pipe incidents cause great cost and rig time in this region. Besides chemical instability of water-sensitive shales, horizontal stresses arise from tectonic activity also contributes to the occurrence of wellbore stability problems. Non-inhibitive water-based bentonite muds are widely used due to their low costs and familiarity. Although field-born practices like wiper trips, excessive mud weighting as a response to instantly occurring borehole problems, and high-vis pills are used consistently in order to deal with stability issues, problems are still encountered frequently. In this study, a literature review on the chemical and mechanical stability of shales has been conducted. Field-born practices such as wiper trips, excessive mud weighting over pore pressure gradient are analyzed according to their compliance to the present literature on wellbore stability. The shale-water interaction mechanisms, hydration and osmotic swelling, are investigated and misleading assumptions based on swelling of shales and practices based on these assumptions are discussed. The effects of the field-born practices on the mechanical stability are also investigated through literature review. In conclusion, it is suggested that the field practices are based on wrong assumptions and those applications can hardly improve stability condition. Besides that most of the time they are the source of stability problems. Guidelines are also given in order to maintain wellbore stability in drilling operations.

## GİRİŞ

Dünya genelinde yapılan sondajlarda şeyl içeren formasyonlar kesilen bütün formasyonların %75'ini oluşturmaktadır. Bununla birlikte, sondaj sırasında görülen problemlerin %70'inden fazlası da şeyl stabilitesi ile bağlantılıdır. Ülkemizde özellikle Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde üretim zonlarına ulaşılmadan önce aktif şeyllerin olduğu kalın formasyonlar kesilmektedir. Kuyu stabilitesine bağlı tight hole, kuyu duvarının yıkılması, takım sıkışması gibi problemler bu formasyonların sondajında maddi kayıplara sebep olmaktadır. Bu bölgede suya hassas aktif şeyllerin kimyasal kararsızlığının yanında tektonik yapılarından kaynaklanan yanıl stresler de sondaj sırasında kuyu stabilitesi problemlerinin ortaya çıkmasına sebep olabilmektedir. Söz konusu formasyonlarda sondaj için çoğunlukla düşük maliyeti ve bilinirliği sebebiyle su bazlı, inhibitive olmayan

bentonit-lignosülfanat çamurları kullanılmaktadır. Bununla birlikte stabilite problemlerinin önlenmesi için saha alışkanlıklarına dayanan, sık aralıklarla uygulanan short trip'ler, gözenek basıncı ve in-situ stresleri dikkate almadan ve önceden planlanmamış çamur ağırlaştırma gibi yöntemler kullanılmaktadır. Bu yöntemlerin uzun süreden beri kullanılmakta olmasıyla beraber stabilite problemleri sıklıkla görülmeye devam etmektedir.

Bu çalışmada şeyllerin kimyasal ve mekanik stabilitesi ile ilgili literatür çalışması yapılmıştır. Sonrasında ise stabilite problemlerini önlemek için uygulanan sık aralıklı short trip'ler ve korumasız çamur kullanarak gözenek basıncı gradyanının çok üzerinde çamur ağırlaştırma gibi saha pratiklerinin literatür bilgisi ile uyumu incelenmiştir. Şeyllerin hidrasyon ve ozmotik şişme olmak üzere suyla etkileşim mekanizmaları ortaya konmuş, killerin şişmesi ile ilgili yanlış varsayımlar ve bu varsayımlar üzerine kurulu saha pratiklerinin yaratacağı olumsuz sonuçlar da bu bağlamda tartışılmıştır. Kimyasal stabilitenin yanında saha uygulamalarının mekanik stabiliteye etkisi de literatür çalışması ile incelenmiştir. Çalışma sonucunda saha uygulamalarının yanlış varsayımlar üzerine kurulduğu, bu uygulamaların kuyu stabilitesinin sağlanmasına katkısı olamayacağına yanında bir çok stabilite probleminin de kaynağı olabileceği öngörülmüştür. Ayrıca sondaj uygulamalarında stabilite problemlerinin önlenmesi ile ilgili dikkat edilmesi gereken noktalar da çalışmada yer almıştır.

## Kimyasal Stabilite

Şeyl, kil taneciklerinin yanında kuartz ve kalsit gibi diğer minerallerden oluşan, silt boyutunda klastik bir sedimental kayalık olarak tanımlanır. Şeyller 1 santimetreyi geçmeyen paralel lamineler şeklinde bulunur. (Merriman et al., 2003). Şeylleri oluşturan minerallerden kil, genelde hidratlaşmış alüminyum silikat olarak tanımlanır. Silika tetrahedral ve alümina oktahedral yapıların farklı sıralamalarla birbirine bağlanmasıyla levha birim oluşturulur. Yaygın olarak görülen smektit grubu kil mineralleri 2:1 olarak tanımlanan iki tetrahedral yaprak arasına bir oktahedral yaprak gelecek şekilde sıralanır. Oktahedral yapılarıdaki alüminyumun (+3), demir (+2) veya magnezyum (+2) ile değiştirilmesi sonucu tabaka yüzeyleri negatif olarak yüklenmektedir. Bu negatif yük, sodyum, kalsiyum, magnezyum gibi katyonların yüzeylerde absorbe olmasına sebep olmaktadır (TPAO, 2007).

Bir şeyl sistemine etki eden mekanik kuvvetler düşey (Vertical Overburden) stres, yatay (Horizontal) stres ve tanecikler arası temas noktalarındaki çimento bağlarına etki eden tanecikler arası stresler olarak sıralanabilir. Tanecikler arası temas noktalarına etki eden kuvvetler van der Waals çekim, Born itme ve kil yüzeylerinin ve laminelerin arasındaki iyonların hidratlaşma ve çözünmesine bağlı kısa mesafeli itme kuvvetleri şeklindedir. Van der Waals ve Born kuvvetleri Van Olphen tarafından DLVO teorisinde birleştirilmiş ve bu teori bentonit çamuru gibi koloidal kil süspansiyonlarını açıklamada başarılı olmuştur. Bununla birlikte kil plakaları arasındaki mesafenin oldukça düşük olduğu ( $< 20 \text{ \AA}$ ), iyi konsolide olmuş şeyllerde bu teori yetersiz kalmakta, bu durumda hidratlaşmaya bağlı kısa mesafe kuvvetleri etkisiz kalmaktadır (Oort, 2003). Yüzeyle ve koloidal süspansiyonlarda kil minerallerinin su ile etkileşimi iyi biçimde elektrostatik itme kavramı ile anlaşılmasıyla beraber derinlerde çeşitli kuvvetlerin etkisinde bulunan şeyllerin suyla etkileşimlerinde tabakalar arasındaki elektrosititik itme kuvvetleri neredeyse göz ardı edilebilecek kadar küçüktür.

Rezervuar mühendisliğinde uygulamada yok sayılsa dahi şeyllerin çok düşük oranlarda gözeneklilikleri ve geçirgenlikleri mevcuttur. Negatif yüklü kil levhaları (Platelet) arasında su bulunan boşluklar (Platelet Space) mevcuttur. Bu suyun aktivitesi negatif yüklü levha yüzeylerinin tuttuğu katyonlar sebebiyle oldukça düşüktür. Bu boşluklar kil gözeneklerini birbirlerine bağlayarak kil geçirgenliğini oluştururlar. Yüzeyle şartlarında killer su ile temas ettiklerinde katyonlar aktivitesi yüksek suya doğru difüze olur. Katyonların uzaklaşması sonrası negatif yüklü kil levhalarının birbirlerini itmeye başlamasıyla genişleme başlar. Formasyonda bulunan şeyl levhaları ise yük altında bulduklarından genişleme imkanı yoktur. Levhalar arası yeterince genişleme olmadığında tutulan katyonlar negatif yüklerden kurtularak kuyudaki serbest suya doğru hareket edemez. Bu durumda kuyuyla bağlantılı levha boşlukları birer ozmotik membran gibi davranır (Wang, 2010). Su bazlı çamurda düşük tuzluluktaki su, katyon konsantrasyonu sebebiyle levhalar arasındaki boşluklara akacak, fakat katyonlar levhaların birbirlerini iterek yeterli boşluk oluşturamaması sonucu katyonlar yerlerinde kalacaktır. Şekil-1'de verilen bu mekanizma sonucu tek taraflı akışa bağlı olarak gözenek basıncı artacaktır.

Sahada kabul gören anlayışa göre kuyu yüzeyindeki killer şişer, hacimce artar ve kuyuyu daraltarak sondaj dizisinin ağırlık almasına (Tight Spot) sebep olur. Gerçekte ise şeyllerle ilgili temel problem su bazlı çamurdaki suyun kil plakaları arasında formasyona doğru akarak gözenek basıncını artırması ve bunun sonucu azalan efektif stresle birlikte taneler arası çimento bağlarını zayıflatarak malzemenin mukavemetini azaltmasıdır. Şeyilli formasyon ve kuyu arasında görülebilecek iki tür akıştan birincisi kimyasal gradyana bağlı olan ozmotik akış, ikincisi ise hidrolik gradyana bağlı Darcy akışıdır. (Oort, 2003). Bu iki mekanizma

birbirlerinden bağımsız olarak çalışmaktadır.

Efektif stres bir kayaçtaki toplam stresin gözenek matriksindeki bileşeni olup şeyller için toplam in-situ stresten gözenek basıncı ve şişme basıncının çıkarılması ile bulunur. Efektif stres tanecikleri bir arada tutan kuvvettir. Gözenek basıncının artmasıyla efektif stres düşer ve stres durumu failure envelope'a doğru hareket eder (Şekil-2). Efektif stres yeterince düştüğünde belirli bir yönde parçalanma (Failure) gözlenir (Şekil-2). Bu durumda uygulanabilecek tek çözüm çamur ağırlığının artırılarak stres state'in değiştirilmesi ve failure envelope'dan uzaklaştırılmasıdır (Şekil-2b). Bunun yanında çamur ağırlığının artırılması kuyu-formasyon arasındaki basınç gradyanını artıracığından yine akış sonucu gözenek basıncı yükselecek ve efektif stres zamanla yine düşecektir. Çamur ağırlığının aşamalı olarak artırılması sonucu çatılma marjinine ulaşılması ile formasyonun minimum asal stres yönünde shear modunda çatlaması gerçekleşecektir (Oort, 2003).

Yan ve Yu tarafından yapılan deneylerde kuyudan formasyona doğru gelişen filtrasyonun derinliğinin sınırlı olduğunu göstermiştir (2013). Şekil 3-a'da görüldüğü gibi açılan kuyu yüzeyinin suya maruz kalma süresiyle şeylin içerisindeki su oranı artmış olsa da, kuyu duvarından uzaklaştıkça artış hızı azalmakta, kuyudan 20 cm uzakta ise herhangi artış görülmemektedir. Şekil-3-b'de ise kuyu basıncının gözenek basıncından farkı arttıkça en son gözenek basıncının da arttığı gözlenmiştir. Yine belirli bir zaman sonra gözenek basıncındaki artış oranı azalmaktadır.

Şeyllerdeki killerin suyla etkileşimi sonucu ortaya çıkan sonuç yaygın kanaatin aksine kuyu duvarının şişerek kuyuyu kapatması değil, şeyller içerisindeki gözenek basıncının artarak efektif stresi düşürmesi sonucu malzemenin zayıflamasıdır. Bu durumda kimyasal stabilite problemi tek başına etkin olmaktan çok mekanik stabilite probleminin gelişmesine katkıda bulunmaktadır. Mekanik stabilite problemini ortaya çıkaracak in-situ streslerdeki dengesizliğin bulunmadığı durumlarda ise filtrasyon derinliğinin sığ olmasına bağlı olarak sadece sondaja bağlı kuvvetlerden doğacak yıkılma ve genişleme problemleri görülecek, bunların sonuçları da son derece sınırlı olacaktır. Kimyasal gradyana bağlı olarak formasyona su akışını engelleyebilmek için çamur tuzluluğunun formasyona göre ayarlanabilmesi ve bununla su aktivitesinin düşürülmesi gereklidir. Su bazlı bentonit çamurunda tuzluluğu arttırmak flokülasyona sebep olacağından bu durum engellenemez. KCl ile hazırlanan çamurlarda bu seçenek mevcut olup bu ve benzeri çamurlar inhibitif çamurlar olarak adlandırılmaktadır. İnhibisyon mekanizmaları bu çalışmanın içeriğine alınmamıştır. Bununla beraber inhibitif çamur kullanılsa dahi gözenek basıncının üzerinde çamur ağırlığı kullanıldığında hidrolik gradyana bağlı akış da kimyasal gradyandan bağımsız olarak gerçekleşebilir. Bu durumda levha boşluklarını tıkayan kimyasallar kullanılabilir.



### Mekanik Stabilité

Kuyunun mekanik stabilitesi büyük oranda formasyondaki in situ stres sistemine bağıdır. Kuyu açılması sebebiyle formasyondaki stres konsantrasyonu büyük ölçüde modifiye edilmiş olur. Sondaj sonrası kuyunun bulunduğu yerdeki malzemenin taşıdığı yükü bu sefer kuyunun etrafındaki malzeme taşıyacaktır. Değişen yük dağılımı sonrası kuyu etrafında ortaya çıkan stres konsantrasyonları ise kompresif ve gerilime bağı (Tensile) modlarda kırılmalara sebep olacaktır. Kuyunun çökmesinin önüne geçebilmek için çamur ağırlığı doğru şekilde belirlenmelidir. (Asuelimen ve Oluwaseun, 2014). Çamur ağırlığının, daha önce alınan loglar ve sismik verileri ile in situ streslerin tahmin edilerek belirlenmesi gerekirken ülkemizde yapılan sondaj uygulamalarının büyük çoğunluğunda sondaj öncesi bu doğrultuda herhangi bir çalışma yapılmamaktadır. Genellikle kuyunun bütün kısımlarına çamur ağırlaştırılmadan veya rastgele bir çamur ağırlığıyla başlanmakta olup manevralarda karşılaşılan ağırlık alma (Tight spot) veya yüzeye yıkıntı gelişini durumuna göre çamur ağırlığı değiştirilmektedir. Neredeyse karşılaşılan bütün stabilize problemlerine verilen tepki çamuru ağırlaştırma şeklindedir.

Formasyondaki in-situ asal stresler overburden (S1 veya Sv), maksimum yatay stres (S2 veya SH) ve minimum yatay stres (S3 veya Sh) olarak sıralanabilir. Bu streslerin dikey bir kuyu etrafında radyal koordinatlara göre transforme edilmiş elastisite çözümleri Kirsh denklemleri olarak adlandırılmakta olup şekil-4 de verilmiştir (Cheatham, 1984). Denklem-1 hoop stresi ifade etmekte olup  $\theta$  açısı minimum yatay stresin azimutundan ölçülmektedir. Bu stres minimum asal stres (Sh) yönündeki kompresif kırılmanın sebebi olduğu bilinmektedir. Denklem-2 ise radyal stresi ifade etmekte olup bu stres, maksimum asal stres (SH) yönündeki gerilime bağı (Tensile) çatlakların oluşmasından sorumludur. Bu denklemlerde  $\Delta P$  çamur hidrostatik basıncı ile formasyon gözenek basıncı arasındaki farktır. Normal basınçlı formasyonlarda gözenek basıncı yer yer farklılık göstermekle beraber kabaca hidrostatik deniz suyu gradyanına eşdeğer olarak (1 psi/ft) olarak alınmaktadır. Normal basınçlı formasyonlarda en büyük asal stres olan Sv overburden'dır. Diğer yatay stresler Shmax ve Shmin ise genellikle overburden stresin yarısı ile üçte biri değerinde olup birbirlerine eşittirler (Cheatham, 1984).

Hoop Stres:  $\sigma_{\theta} = Sh + SH - 2(SH - Sh) \cos 2\theta - 2P_p - \Delta P - \sigma^{\Delta T} (1)$

Radyal Stres:  $\sigma_r = \Delta P (2)$

Hoop stres minimum asal stres doğrultusunda son derece kompresif olarak kuyu duvarına yakın noktada maksimum değerdedir. Hoop stres maksimum asal stres doğrultusuna gelindiğinde ise minimumdur. Ayrıca hoop stres kuyu duvarından uzaklaştıkça

sönümlenmektedir. Minimum asal stres doğrultusundaki stres konsantrasyonunun malzeme mukavemetini aşması durumunda bu doğrultuda bir kırılma alanı (Breakout Zone) meydana getirmektedir. Zoback et al. tarafından yapılan sonlu elemanlar simülasyonunda anlatılan durum özetlenmektedir (Şekil-5). Minimum ve maksimum asal streslerin farkından ortaya çıkan kompresif hoop stres çamur hidrostatik basıncı gözenek basıncına eşit olduğu halde bir kırılma alanı ortaya çıkarmıştır. (Zoback et al., 2003). Bütün bu veriler ışığında çamur ağırlığının belirlenmesi için yalnızca gözenek basıncının tahmin edilmesi yeterli olmamaktadır. Özellikle tektonik aktiviteye marız kalmış formasyonlarda veya fayların yakınında delinecek kuyularda yanar stresler hakkında da bilgi sahibi olunduktan sonra çamur doğru çamur ağırlığı Mohr-Coulomb veya sonlu elemanlar gibi yöntemlerle hesaplanabilir.

Yukarıda bahsedilen hoop stres ve radyal stres denklemlerine göre çamur ağırlığı artırıldığında kuyu ve formasyon arasındaki basınç diferansiyeli artacak, buna bağı olarak da hoop stres azalacak ve radyal stres artacaktır. Sonuç olarak çamur hidrostatik basıncını minimum asal stresin altında kalacak şekilde artırmanın kırılma alanını azaltarak kuyuyu stabilize edebileceği söylenebilir. Bunun yanında artan radyal stres de maksimum asal stres yönünde gerilime bağı (Tensile) çatlakları artıracaktır (Zoback et al., 2003). Hoop strese bağı kompresif kırılmanın sonunda kuyu şekli artık dairesel olmayacağından kuyu etrafındaki stres konsantrasyonu tekrar değişecektir. Bu genişleme sonucu artan stres konsantrasyonu kırılmanın devamına sebep olacağından bütün diğer değişkenler sabit kaldığında genişleme zamana bağı bir fonksiyon olarak artacaktır. (Zoback et al., 1985). Bu durum en iyi stres konsantrasyon faktörleri incelendiğinde anlaşılabilir. Mutlak olmasa da kompresif kırılma sonrası kuyu şeklinin elipse yakınsadığı varsayılabilir. Stres konsantrasyon faktörü cisim üzerindeki maksimum stresin nominal strese oranı olup bu problemde nominal stres formasyondaki maksimum asal stres SH olarak alınmıştır. Minimum stres azimutunda oluşacak ve kompresif modda kırılmaya sebep olacak stres konsantrasyonu A noktası, maksimum stres azimutunda oluşacak ve gerilimsel çatlama sebep olacak stres konsantrasyonu B noktası olarak belirlenmiştir. Burada a elipsin uzun çapı, b ise kısa çapıdır (Pilkey ve Pilkey, 2008).

Minimum Stres Azimutu:  $KtA = \sigma_A / SH = 1 + 2a/b - Sh / SH (3)$

Maksimum Stres Azimutu:  $KtB = \sigma_B / SH = Sh / SH (1 + 2/(ab)) - 1 (4)$

Kompresif kırılma (Breakout) sonrası kuyu şeklinin daha da eliptik hale yakınsayacağı, bir başka deyişle uzun çapın kısa çapa oranının artacağı öngörülebilir. 3 numaralı denklemden anlaşılacağı üzere a/b oranı

artıkça stres konsantrasyonu katsayısı da artmaktadır. Bu durum yıkılmanın neden zamana bağlı olarak devam edeceği konusunu da açıklamaktadır. Bir başka sonuç ise SH/sh oranı arttıkça stres konsantrasyon katsayısının artacağıdır. Bu denklemden çıkarılacak en önemli bulgu ise yatay streslerin ve çapların eşit olduğu durumda stres konsantrasyon katsayısının sabite dönüştüğüdür. Bu durumda kuyu çapında genişleme olsa dahi stres konsantrasyonunda artış olmayacaktır.

Radyal strese bağlı (Tensile) çatlamanın oluşmaması için ise hoop stres hiçbir zaman azalarak kompresif moddan gerilimsel (Tensile) moda geçmemelidir (Lal, 1999).  $\Delta P$  yüksek olduğunda ve maksimum asal stres düşük olduğunda gerilime bağlı çatlaklar daha kolay oluşacaktır. Gerilime bağlı çatlakların göreceli olarak daha sığ oldukları ve yavaş ilerledikleri için kuyu stabilitesi açısından sakıncalı olmadıkları Zoback et al. tarafından belirtilmiştir (2003). Bununla birlikte çalışmada incelenen kayaçlar görece yüksek mukavemete sahip olmakla birlikte kil de içermemektedir. Şeyllerde ise bu çatlaklar filtrasyon alanını ve derinliğini arttıracaktır. Bu çatlakların gelişmesi için gözenek basıncından yüksek çamur ağırlığı da gerektiği göz önüne alınırsa çatlayan bu bölgelerde hem çatlaklara bağlı olarak, hem de kil şişme basıncına bağlı olarak mukavemetin azalacağı söylenebilir. Sirkülasyon sırasındaki hidrolik shear, swap/surge basınçları ve ilaveler sırasında pompaların ayrılmasına bağlı eşdeğer sirkülasyon basınç farkı gibi sebeplerle kopmaların olarak yüzeye bir miktar yıkıntı gelebileceği beklenmelidir. Ülkemizdeki saha uygulamalarının çoğunda yüzeye yıkıntı gelişi neredeyse her zaman çamur ağırlığının yetersizliği olarak yorumlanmaktadır. Bu tür bir yıkılma gerçekleşirken çamur ağırlığının artırılması hem bu çatlakların daha fazla ilerlemesine sebep olacak, hem de daha önce anlatıldığı gibi efektif stresin azalarak mukavemetin düşmesine sebep olacaktır. Minimum asal stres yönündeki kompresif kırılma ve maksimum asal stres yönündeki gerilime bağlı çatlaklar dışında çamur ağırlığı çatlama gradyanının üzerine çıkarıldığında hidrolik çatlama gerçekleşecektir. Kuyudaki çamur hidrostatik basıncı ile gözenek basıncı arasındaki fark minimum asal stres yönündeki kompresif stresi yendiğinde formasyon çatlaması gerçekleşir. Kayaç mukavemeti genellikle çok küçük olduğundan ihmal edilebilir (Cheatam, 1984). Bu durum sirkülasyon kaybı ile sonuçlanacaktır.

Kuyu etrafındaki stres konsantrasyonunun anlaşılmasına yardımcı olacak diğer bir kavram da stres iletim hatlarıdır (Stress Transmission Lines). Stres iletim hatları gerçek bir fiziksel kavram olmamakla birlikte stres alanlarındaki şekillerin stres konsantrasyonlarının niteliksel değerlendirilmesinde kullanılmaktadır. Buna göre bir stres alanında doğrusal iletim hatları bulunmakta, bu alana açılacak bir şekil bu hatların sapmasına ve uzamasına sebep olmaktadır. Şekilin stres iletim hatlarında ne kadar uzamaya ve dolaşmaya sebep olursa o kadar fazla stres konsantrasyonuna sebep olması beklenir. Bazı şekillerin stres iletim

hatlarında oluşturduğu sapmalar şekil-6 de verilmiştir. Buna göre en az sapma dairede olduğu gibi, şekil daha kompleks ve köşe barındıran hale geldikçe sapma daha da artmaktadır. En fazla stres konsantrasyonunun çatlak geometrisinde olacağı beklenmelidir (Rensselaer Politechnic Institute,2014).

Kuyudaki kompresif kırılma ve buna bağlı ovalizasyonu tespit edebilmek için ultrasonik televiever gibi sofistike metodlar dışında diğer bir kolay metod kaliper loglarının incelenmesidir. 4 veya 6 kollu olan kaliper tool'ları üst kısımlarındaki centralizer ile merkezlenmektedir. 4 kollu bir kaliper karşılıklı kolların ölçtüğü yarıçapları toplayarak 2 adet çap bulmakta, 6 kollu kaliper ise aynı metodla 3 adet çap bulmaktadır. Kuyunun hacmi hesaplanırken bulunan bu çapların ortalamaları alınmaktadır. Ovalize olmuş bir kuyuda düzgün merkezlenmiş 6 kollu kaliper tool'un bulunduğu çaplardan 2'sinin çıkışırken diğerinin farklı olması beklenir. Ovalizasyon olmayan bir kuyuda ise geniş çap ölçülse dahi bütün kolların ölçtüğü ikili toplam çaplar aynı olacaktır.

#### Saha Uygulamalarının Tartışılması

Sahadaki genel kanı kuyu yüzeyindeki killerin hacmen şişerek kuyuyu daralttığı, bu sebeple manevralarda ağırlık alma (Tight Spot) görüldüğü şeklindedir. Bu varsayımına göre belirli periyotlarla short trip yapılarak şişen kısımlar temizlenmeli, daralan kısımlar açılmalıdır. Literatürdeki bulgulara bakıldığında ise durum tamamen farklıdır. Tight spot görülmesinin temel sebebi yanal streslerin etkisindeki kuyunun kompresif moddaki kırılması (Breakout) sonucu ovalize olması ve çökmesidir. Killerin su ile etkileşimi sonucu kuyudan formasyona akış olmakta, bu durum taneler arası çimento bağlarının zayıflayarak malzemenin mukavemetinin azalmasına sebep olmaktadır. Kimyasal stabilite problemi kompresif moddaki kırılmanın daha düşük stres konsantrasyonlarında gerçekleşmesine yol açmaktadır. Devamlı yapılan short trip'lerde tight spot'a rastlandığında back reaming veya dizinin aşağı-yukarı hareket ettirilmesi gibi mekanik uygulamalarla kuyu açılmaya ve rahatlatılmaya çalışılmaktadır. Bu durum yüz altında çöken kuyunun daha da tahrip olarak stabilitesinin daha da bozulmasına sebep olmaktadır. Bu uygulama sonucu kuyu şekli öngörülemeyecek şekilde bozulmakta, daha kompleks bir hal alan kuyu geometrisi daha yüksek stres konsantrasyonlarına sebep olmaktadır. Bunun yanında short trip'lerin çamura yüksek oranda katı maddenin ani olarak karışmasına sebep olması da muhtemeldir. Bu durumda hem çamur keki kalitesi bozulacak, hem de katı madde kirlenmesi sonucu çamurun yield point'i artarak hidrolik shear'ın artmasına sebep olunacaktır. Short trip gibi gereksiz manevraların sık tekrarlanması bir yana, kuyunun sağlam kalabilmesi için manevra sayısının minimize edilmesi gereklidir.

Maksimum ve minimum yanal streslerin birbirine eşit olduğu durumlarda stres konsantrasyonu oluşmayacağı

mekanik stabilite kısmında gösterilmiştir. Bu durumda kuyuda genişleme olsa dahi yatay asal stresler eşit olduğundan stres konsantrasyonu katsayısı sabit kalacak ve ovalizasyon olmayacaktır. Bu tür kuyular saha personeline “Rahat Kuyular” olarak adlandırılmakta olup, bu tür kuyularda su bızlı korumasız çamur kullanılmasında sakınca bulunmamaktadır. Aynı zamanda kuyu tahrip edilmedikçe stres konsantrasyonu artmayacağından çoğunlukla çamur ağırlaştırılmaya da gerek duyulmamaktadır. Bu tür bir kuyuya ait şeyl içeren formasyondaki kaliper logu Şekil-7-a da verilmiştir. Kuyuda genişleme olmasına rağmen 3 kaliper çapı da çakışmakta olup ovalizasyon görülmemektedir. Kuyuda stabilite problemi rapor edilmemiştir.

Şekil-8a da Güneydoğu Anadolu’da delinen bir kuyuda şeyl içeren formasyona ait kaliper logu görülmektedir. Bu sahada ilk defa bütün kısım boyunca shot trip yapılmamıştır. Aynı zamanda çamur da ağırlaştırılmamış olup ağırlık 9,4 ppg (70 ppcf) üzerine çıkmamıştır. Şekil-8b de ise aynı sahada 10,7 ppg (80 ppcf) çamur ağırlığı ile delinmiş ve short trip uygulanan kuyuya ait aynı formasyondaki kaliper logu görülmektedir. İlk şekilde ovalizasyon ve genişleme görülmemekle birlikte ikinci şekilde hem ovalizasyon, hem de genişleme görülmektedir. Bu durumda sahada yanıl streslerin eşit olduğu, kimyasal stabilite problemi ve yüksek çamur ağırlığının ikinci şekildeki genişleme ve ovalizasyona sebep olduğu yorumu yapılabilir. Tektonik aktivitenin görüldüğü stres altındaki formasyonlarda kompresif kırılmayı önleyebilmek için gözenek basıncı gradyanından yüksek çamur ağırlıkları gerekebilir. Bu durum aynı zamanda formasyon şişme basıncını artırarak malzemenin zayıflamasına sebep olacaktır. Birbirine zıt mekanizmalar işleyeceğinden çamur ağırlığı hızla çatlama gradyanına kadar artırılmak zorunda kalınabilir. Çatlama gradyanına ulaşıldıktan sonra da çamur ağırlığının artırılması anlamsız olacaktır. Minimum ve maksimum yatay streslerin birbirlerinden farklı oluğu yük altındaki formasyonlarda yüksek çamur ağırlığı kullanılabilmek için mutlaka inhibitif çamurlar kullanılmalıdır. Stabilite problemlerine bağlı yaşanacak sıkışma ve çökme problemleri göz önüne alındığında bu seçeneğin daha karlı olacağı düşünülebilir.

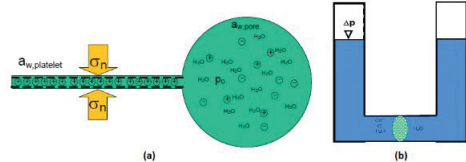
Tektonik streslerin bulunduğu bilinen ve bentonit çamuru kullanılarak açılan bir kuyudaki şeyl içeren intervale ait kaliper logu Şekil-7b de görülmektedir. Sol tarafta okunan 3 çaptan ikisi çakışmakta olup üçüncüsü diğerlerinden hayli yüksektir. Bu durum ovalizasyonu göstermekte olup kuyuda yoğun yıkılma ve ağırlık alma gibi stabilite problemleri rapor edilmiştir. Genel uygulama kuyunun her kısmına ağırlaştırılmamış çamur ile başlamak, bununla beraber yıkıntı veya tight hole gibi problemler ile karşılaşıldığında çamur ağırlığını arttırmak şeklindedir. Mekanik stabilite kısmında anlatıldığı üzere gerekenden düşük çamur çamur ağırlığı kullanıldığında formasyonda kompresif kırılma yaşanacak, bu kırılma kuyu etrafında daha yüksek stres konsantrasyonuna sebep olacaktır. Stres konsantrasyonu ise birbirini takip eden kırılmalar

sonucu zamanla artacaktır. Kırılma başladıktan sonra gerekecek çamur ağırlığı, kırılma başlamadan gereken çamur ağırlığının üzerinde olacağından sonuca doğru çamur ağırlığı ile başlamak gereklidir.

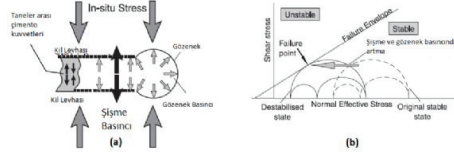
## REFERANSLAR

- 1) Asuelimen, L. O., Oluwaseun O. A., “Stability Analysis in Shale using the Mohr Coulomb Failure Criterion”, International Journal of Engineering and Technology Volume 4 No. 4, Nisan, 2014
- 2) Cheatham J.B, “Wellbore Stability”, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1984
- 3) Lal M., “Shale Stability: Drilling Fluid Interaction and Shale Strength”, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, Nisan 1999
- 4) Merriman R. J., Highley D. E., Cameron D. G., “Definition and Characteristics of Very-Fine Grained Sedimentary Rocks: Clay, Mudstone, Shale and Slate”, British Geological Survey, 2003
- 5) Oort E.V., “On the Physical and Chemical Stability of Shales”, Journal of Petroleum Science and Engineering 38, 2003
- 6) Pasic B., Medimurec N., Matanovic D., “Wellbore instability: Causes and Consequences”, Rudarsko-geološko-naftni zbornik vol 19, Zagreb, 2007
- 7) Pilkey W.D., Pilkey D. F., “Peterson’s Stress Concentration Factors”, John Wiley & Sons, 2008
- 8) Rensselaer Polytechnic Institute, Su2012 Ders Notları
- 9) TPAO, “Sondaj Akışkanları Teknolojisi”, Araştırma Daire Başkanlığı, Ankara, Eylül, 2007
- 10) Wang H., “Rethinking of Shale Swelling Based on Interesting Test Results”, 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th U.S.-Canada Rock Mechanics Symposium, Salt Lake City, UT, ABD, Haziran, 2010
- 11) Yan C., Deng J., Yu B., “Wellbore Stability in Oil and Gas Drilling with Chemical-Mechanical Coupling”, Hindawi Publishing Corporation The ScientificWorld Journal, 2013
- 12) Zoback M. D., Moos D., Mastin L. Anderson R. N., “Well Bore Breakouts and in Situ Stress”, Journal of Geophysical Research, vol. 90, Haziran, 1985
- 13) Zoback, M.D., Barton C.A., Brudy M., Castillo D.A., Finkbeiner T., Grollmund B.R., Moos D.B., Peska P., Ward C.D., Wiprut D.J., “Determination of Stress Orientation and Magnitude in Deep Wells”, International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences 40, 2003

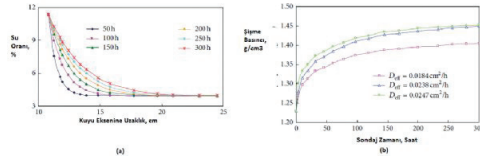
**Şekil 1 Formasyondaki asal streslerin etkisindeki levhalar arası boşluk ve gözenekten oluşan birim. Negatif yüklü plakalar in-situ stresleriyle uzaklaşmadığından katyonlar kaçmamaktadır. (b) Sadece suyun akışına izin veren ozmotik membran.**



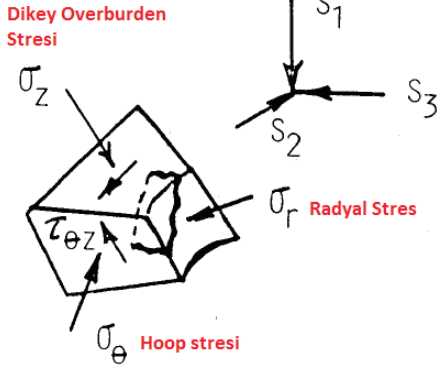
Şekil-2 a) Hidrolik ve/veya kimyasal gradyana bağlı şişme basıncı ve diğer kuvvetler. b) Şişme basıncına bağlı olarak efektif stresin düşmesi ile stres durumunun kırılma zarfına (Failure Envelope) yaklaşması (Oort, 2003).



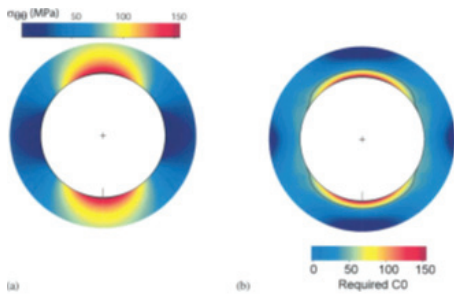
Şekil-3 a) Maruz kalma zamanına ve kuyu ekseninden uzaklığa göre şeyli formasyondaki su oranı. b) efektif basınca göre formasyondaki şişme basıncındaki artış (Yan ve Yu, 2013).



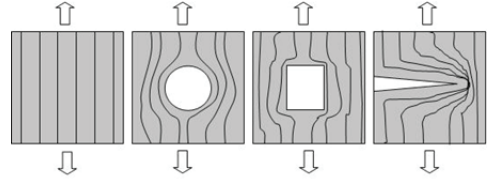
Şekil-4 Formasyondaki asal stresler ve kuyu etrafındaki stresler (Cheatham, 1984).



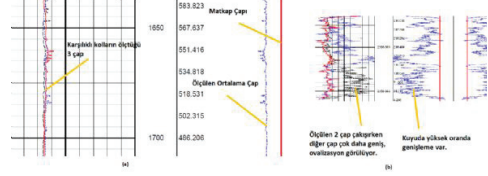
Şekil-5 Zoback et al. Tarafından gerçekleştirilen sonlu farklar simülasyonları. a) Hoop stres, b) Kırılma (Breakout) alanı.



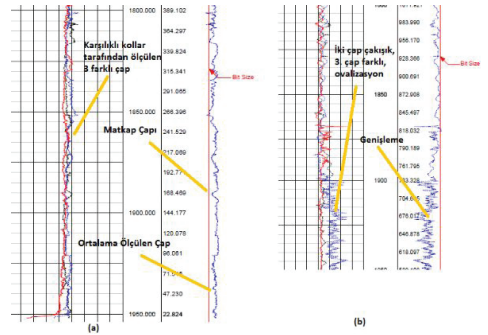
Şekil-6 Farklı geometrilerin stres iletim hatlarında meydana getirdiği sapmalar (Rensselaer Politechnic Institute, 2014).



Şekil-7 a) Genişleme olduğu halde ovalizasyon görülmeyen kuyu. b) Ciddi stabilite problemlerinin rapor edildiği ovalizasyon görülen kuyu.



Şekil-8 a) Aynı sahada delinen kuyulardan short trip ve çamur ağırlaştırma yapılmamış olanı. b) Daha önce delinen ve short trip yapılmış ve çamur ağırlaştırılmış olanı.



**Hüseyin İS, Ersoy Sivrikaya, Saniye Günal, Zahirre Seymen**

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Sondaj Dairesi, Ankara

## ABSTRACT

Information Technology is a terminology, having received its current meaning, passing through various stages after computers began to serve humanity. A Google search reveals numerous definitions. The most meaningful among these is as follows:

“Information technology (IT) is the application of computers and telecommunications equipment to store, retrieve, transmit and manipulate data, often in the context of a business or other enterprise.”

Drilling is a process of making a hole in the ground by means of various machinery of different scales, types and capacities. Our main interest here is the drilling activities targeting oil and gas discoveries and production, and in particular, the drilling activities undertaken by the Turkish Petroleum Company's Drilling Department. The 2014 activities of the Department reveal a total of 124 wells (51 exploration and 69 production) drilled, totalling 269,902 m of drilling, by means of 29 rigs, some of which have been rented. The Drilling Department employs almost 700 employees. Its asset inventory consists of about 3,000 machinery. A drilling activity needs the transportation of 1,500 items of equipments.

Can information technology be applied to such a large-scale organization? On the other hand, does such an organization really need information technology?

Drilling Operating System (DOS), an information technology application, that can control all activities of the Turkish Petroleum Company's Drilling Department and all its regional headquarters.

## ÖZ

Bilgi Teknolojisi, bilgisayarlar insanlığın hizmetine girmesinden sonra çeşitli aşamalardan (veri işlem, bilgi işlem, bilişim gibi) geçerek bu şekli almış bir terimdir. İngilizce'deki Information Technology teriminin çevirisidir. Google'dan araştırdığımızda İngilizce ve Türkçe birçok tanımı olduğu görülebilir. En özlü tanımı şöyledir:

Bilginin toplanmasını, işlenmesini ve saklanmasını, herhangi bir yere iletilmesini, herhangi bir yerden bu bilgiye erişilmesini, elektronik vb. yollarla sağlayan teknolojiler bütünüdür.

Sondaj, çeşitli boy, tip ve kapasitedeki makinalarla yer küreyi delme işlemidir. Burada petrol ve doğal gaz

keşfi ve üretimi amacı ile yapılan, daha özel olarak, Türkiye Petrolleri Sondaj Dairesi'nin üstlendiği sondaj faaliyeti ile ilgilidir. 2014 yılı sondaj faaliyetine bakıldığında 29 kule (bir kısmı kiralanmış) ile 124 kuyu (51 arama, 69 üretim) kazılmış 269.902 metre sondaj gerçekleştirilmiştir. Sondaj dairesinin 700'e yakın personeli vardır ve bünyesinde 3.000'e yakın demirbaş makina bulunmaktadır. Sondaj sırasında 1.500 kalem malzemenin hareketi söz konusudur.

Oldukça büyük bir organizasyona bilgi teknolojisi uygulanabilir mi, diğer taraftan böyle bir organizasyonun bilgi teknolojisine ihtiyacı var mıdır?

## SONDAJ İZLEME SİSTEMİ (SİS) TARİHÇESİ

Bilgisayarlar henüz hayatımıza girmemişken de işler yürüyordu. Açılacak kuyular belirleniyor, kağıt üzerinde yıllık termin hazırlanıyor ve kuleler hazırlanan lokasyonlara giderek sondaja başlıyorlardı. Yıllık termine yapılan değişiklikler “şifahen” ya da “telsiz emri” ile ilgililere iletiliyordu.

Sondaj sırasında, yapılan işler vardiya bazında, sondör raporuna işleniyor, kule mühendisi gün boyunca yapılan işlemleri ajandasına not ediyor, sabaha karşı kendi notları ve sondör raporundaki bilgileri SONDAJ MAKİNASI GÜNLÜK FAALİYET RAPORU formuna işliyordu. Sabah 08 de formdaki bilgileri telsiz operatörüne okuyor, o da aynı formu dolduruyordu.

Kuyu bitince kule mühendisi bu günlük raporları, ajandasındaki notları ve sondör raporlarını önüne alıp bitirme raporunu yazıyordu ve kuyuya ait bütün doküman arşivleniyordu.

Malzeme akışı, demirbaş makinaların takibi, hareketi, bakım ve onarımı tutanaklar ile kontrol ediliyordu. Kulelerin vardiyaları, makine parkı ve atölyelerde çalışan personelin hareketleri izin ve fazla mesailerini büro memurları tarafından izleniyordu.

Masa üstü bilgisayarların kullanımı yaygınlaşınca, Sondaj Dairesi'nde dönemin teknolojisi dikkate alındığında mükemmel yazılımlar yapıldı. Petrol mühendisi Hasan Toparlık tarafından DOS ortamında “c++” programlama dili ile geliştirilen yazılımlar, bazı bilgilerin “\*.dbf” dosyalarında depolanması ve Kuyu Bitirme Raporu'na dönüştürülmesinden ibaret idi. Ayrıca lokal olarak demirbaş makinaların izlenmesi için de yazılım üretilmiş idi.

İnternet yaygınlaştı, kulelere uydu antenler kuruldu. Günlük rapor formu Excel sayfasına dönüştürüldü. Telsiz ile ya da yaygınlaşan mobil telefonlar ile okunan raporlar Excel dosyaları şeklinde e-posta'ya eklenerek gönderiliyordu. Bitirme raporu için, bütün kayıtların, Hasan Toparlak'ın hazırladığı programa girilmesi gerekiyordu.

Sondaj faaliyetlerini elektronikleştirme amacıyla çalışmalar yapılmış ve dünyadaki uygulamalar incelenerek yurt dışından hazır yazılım satın alınmıştır. Ancak, temelinde Windows uygulaması olan bu yazılım ile merkezi veri tabanı oluşturmak söz konusu olmadığı gibi veri girişi de oldukça zordu. Sonuç olarak, satın alınmış olan programdan beklenen verim alınmadı.

Dönemin Sondaj Daire Başkanı Recep Atalay bu işi kökünden çözmeye kararlıydı, bu amaçla Bilgi Teknolojileri Dairesi ile ortak çalışma başlattı. Microsoft'un Visual Studio.Net bünyesindeki C#.Net programlama dili ile web tabanlı bir sistem olan Sondaj İzleme Sistemi (SİS) inşa edildi.

SİS yapılırken kule mühendislerinin davranış ve alışkanlıkları incelendi. Kule mühendisi bu işlemi, günlük rapor yollamak ve sonunda bitirme raporu hazırlamak şeklinde görüyordu. Bir gün önceki Excel sayfasını kopyalayıp değiştirdikten sonra e-posta'ya ekleyip göndermek kolay oluyordu. Kuyu başında, web uygulamasını açıp kayıt girmeyi yeni bir külfet olarak görebilirdi.

Diğer taraftan da kuyu bittikten sonra bitirme raporunu hazırlamak zor geliyordu. SİS, bütün bunlar dikkate alınarak inşa edildi. Bütün kuyu başı işlemlerini kaydedecek olan ara yüzler hazırlandı. Günlük rapor, kule mühendislerinin kullandığı Excel sayfası olarak SİS tarafından hazırlanır hale getirildi. Bitirme raporunun SİS tarafından hazırlanıyor olması mühendisler tarafından kabul gördü.

Yapımı tamamlanan SİS 2006 yılında kullanıma alındı.

2013 yılında Visual Studio.Net'in yeni versiyonu ile SİS yeniden yapıldı. Sondaj Programı, Makina, Personel ve Malzeme-Bütçe modülleri eklendi. Termin otomatikleştirildi Google Earth ve Google Map ile bağlantı sağlanarak kuyu lokasyonları otomatik haritalanır hale getirildi. Günlük Sondaj Raporu ile Bitirme Raporu'nun formatı ve ortamı değiştirildi. Günlük rapor gönderme işlemi otomatikleştirildi.

Sondaj İzleme Sistemi (SİS) Türkiye Petrolleri Sondaj Dairesi ile bölge sondaj müdürlüklerinin her türlü işlevini kontrol edebilen bir sistem haline getirildi.

## SONDAJ İZLEME SİSTEMİ (SİS) MODÜLLERİ

### Termin ve Bütçe

Türkiye Petrolleri'nin kendi kuleleri (varsa kiralanen kuleler) ve bunların bölgelere dağılımı; her kulenin yaklaşık nakliyat-montaj ve demontaj süreleri SİS'te kayıtlı bulunmaktadır. Arama ve Üretim daireleri tarafından açılması talep edilen kuyular ve beklenir sondaj süreleri belli bir sıra ile bu kulelere dağıtılır. SİS'in Termin modülü bu kayıtları kullanarak bölgeler ve kuleler bazında bütün kuyuların başlama bitiş tarihlerini hesaplayıp yıllık termin'i oluşturur. Yıl boyunca, sondajlar ilerledikçe programlanan ile gerçekleşeni karşılaştırmalı olarak grafikler.

SİS'in Bütçe modülü Türkiye Petrolleri ERP'sinin Mali İşler bölümüne erişir, offset kuyuların maliyetlerini ayrıntıları ile getirir. Dışardan girilen bütçe parametrelerini kullanarak Türkiye Petrolleri'nin resmi sondaj bütçesi'ni hazırlar.

### Sondaj Programı

Termin'e alınan kuyuların sondaj programı hazırlanır. Arama-Üretim Daireleri tarafından verilen stratigrafik istife göre kuyu çapları belirlenir. Her çap için Casing, BHA, Kuyubaşı tasarımları ve hidrolik hesapları yapılır. Bu tasarımlar için önceden hazırlanmış şablonlar programcının işini kolaylaştırır. Resmi Sondaj Programı Raporu'nu SİS hazırlar.

### Gündelik İşler

Nakliyat-montaj ile demontaj arasında geçen bütün faaliyetlerin kuyu başında SİS'e girilmesi yeterlidir. Bundan sonra her şeyi SİS yapar.

Kule mühendisi günlük kayıtları girerken her türlü kolaylık sağlanmıştır. SİS girişinde aktif kuyular kendiliğinden gelir. Sorgulama kalıpları ile istenilen kuyulara erişilebilir. Burada listelenen kuyular Google Earth ve Google Map'de haritalanabilir. Günlük bilgi girişinde bazı parametreler bir öncesine göre artırılarak getirilir, mühendis gerekli değişiklikleri yapar. Derinlik girilirken hata kontrolü yapılır. Etkinlikler tablo halinde hazırlanır ve kaydedilir. Casing, kuyubaşı, BHA ve matkap katalogları hazırlanmıştır, mühendis bunlarla ilgili tasarım yaparken elemanı listeden seçer. Mühendis, kuyubaşı veya BHA tasarımı yaparken tek tek seçerek yeni bir tasarım oluşturabilir; bir öncesini ya da başka kuyudakini kopyalayıp düzeltebilir. Bir önceki kuyudan kalan kimyasal listesi ve stokları bu kuyuya kopyalanabilir. Envanterine aldığı kullanılmış matkapların nerelerde ve kaç saat sondaj yaptığını görebilir. Matkap kontrol kaydı gereken debi, anülüs hızı, nozzle hızı, matkap basınç kaybı gibi hidrolik parametreler SİS tarafından hesaplanır. Ton-Mil otomatik hesaplanır, halat kaydırma ve kesme kontrolü yapılır, limit aşılınca alarm verilir.

### **Bilgi**

SİS her gün saat 08:15'te bütün kuyuların Günlük Sondaj Raporu'nu "\*.htm" dosyası olarak hazırlar, e-posta ekinde, istenilen gruplara gönderir. Raporun bu formatı, cep telefonu, tablet gibi mobil ortamlarda açılabilir.

Günün Özeti modülünde aktif kuyular listelenir, günlük metrajları verilir. Bölge bazında günlük, aylık ve yıllık metrajlar ile biten kuyu sayısı ve sonunda bu parametrelerin TP genelindeki toplamı verilir.

Günün Özeti modülünden başka pencerelere geçiş yapılır: Kuyu Özeti penceresinde aktif kuyuların çok özet bilgileri sıralanır. Termin grafiğine erişilir. 2 Saatlik Durum penceresinde aktif kuyuların o anki (çift saat 08, 10, 12...) durumları izlenir. Tarih ve saat olarak geri gidilebilir. Listelenen kuyuların lokasyonları Google Map ve Google Earth üzerinde haritalanır.

Harita Modülünde seçilen kuyu merkez olmak üzere, istenilen çapta offset kuyular getirilir, bunlar Google Map ve Google Earth üzerinde (coğrafi koordinatları varsa) haritalanır.

1954-2006 yılları arasında açılmış 3.000 den çok kuyunun kısıtlı bilgileri, 2006 dan beri açılmış olan 700'den çok kuyunun tüm sondaj bilgileri SİS'e girilmiştir

### **Personel**

Türkiye Petrolleri ERP'sinin Personel bölümü ile bağlantı sağlanmış, Sondaj Dairesi ve Bölge sondaj müdürlüklerine kayıtlı bütün personel SİS'e alınmıştır. Bölge Sondaj Müdürlüklerinde kule ekipleri, vardiyaları ve hareketleri kayıt altına alınmış, atölyelerde çalışanların dağılımı ve hareketleri kaydedilmiştir. Personelin izin, fazla mesai bilgilerine erişim sağlanarak çalışanların bu haklarının korunması amaçlandı. Kulede çalışan personelin zorunlu kuyu kontrolü kursuna katılım işlemleri kayıt altına alınmış, süresi dolanlar için bir alarm sistemi geliştirilmiştir.

### **Makina**

Türkiye Petrolleri ERP'sinin Makina İkmal bölümü ile bağlantı sağlanarak Sondaja ait demirbaş makinaların listesi SİS'e aktarılmıştır.

Türkiye Petrollerinde demirbaş makinalar TP numaralıdır. Tuncay Başay ile kulelerdeki, bölgelerin makina parkı ve atölyelerindeki demirbaşlar sayıldı, TP numarası olmayanlara metal numaralar çakıldı, bu numaralar Makina İkmal'in ERP kayıtlarında güncellendi.

SİS'te bu makinaların bölgelere, sahalara, kulelere ve atölyelere dağılımları kaydedildi. Adı geçen yerler arasındaki hareketleri kayıt altına alındı. Periyodik bakım gerektirenlerin bakım periyodları hazırlandı. Bu periyodlara göre makinaların bakımlarını izleyen, gerektiğinde alarm veren modüller hazırlandı. Demirbaş makinaların arıza ve onarım işlemleri kayıt altına alındı. Sondaja ait demirbaş makinalara, Makina İkmal tarafından uygulanan bakım-onarım kayıtlarına erişim sağlandı.

SİS, Türkiye Petrolleri Bilişim Teknolojileri Dairesi'nin denetiminde bulunan bir Server üzerinde çalışmakta olup, SQL SERVER veri tabanını kullanmaktadır.

### **Sevgili Recep ATALAY'ın anısına**



# Pipeline River Crossing by Horizontal Directional Drilling as Case Study



**Ersen Alp**

Fernas Construction Company Incorporation, Ankara, Turkey

In this case study, six numbers of pipeline river crossings by Horizontal Directional Drilling (HDD) practices have been submitted. These river crossings have been done for a 30 inch diameter Natural Gas Pipeline and 6 inch diameter second line for Optic Fiber Cable (OFC) as part of pipeline construction project in Bangladesh which has been constructed by Fernas Construction Company Incorporation (FCCI) and financed by World Bank.

## INTRODUCTION

Following rivers have been crossed by HDD Method:

1. Sithalayka River, drilling length: 557 m
2. Brahmaputra River, drilling length: 668 m
3. Asharia Char River, drilling length: 857 m
4. Meghna River, drilling length: 1597 m
5. Kazla River, drilling length: 668 m
6. Meghna Gomoti River, drilling length: 1992 m

The required equipment and manpower provided by FCCI partially from company owned sources and partially through vendors.

\*Ersen Alp: Project Director of FCCI, holding BS from Istanbul Technical University, MS from University of Southern California and Ph.D. from Middle East Technical University, all in Petroleum and Natural Gas Engineering.

## Common Details Applied for All Six River Crossings by HDD Method

Below details have commonly been used in above mentioned all six river crossings. River Bottom Topography and Subsoil Investigations The environmental regulations in Bangladesh for pipeline river crossing require setting up the pipeline minimum 20 meter below the lowest river bottom. Therefore river bottom topography and subsoil investigations have been done as basis for Method of Statement for each river crossing by HDD method. River bottom topography investigations have been done by bathymetry runs. Digital echo sounder by DGPS and notebook computer installed with Hydro-Pro survey software has been used for survey the water part of the river. The Hydro-Pro software guides the survey boat on the desired alignments for each river (Picture 1). The data is initially captured in binary form and stored in the field computer. Then the binary data is converted to ASCII form by Nav-Edit module of Hydro-Pro

software. The data contains depth of water column at each position of sounding along with date and time. The echo sounder data (depth) is then correlated to the datum. In this survey the reference vertical datum has been taken arbitrarily "0 meter" as the level of Left Bank. The banks and side slope up to water level was survey using optical level. Both types of data have been combined to get the complete cross section of the river. The result of survey is extracted in the chart format as well as in tabular format.

Subsoil investigations have been done by borehole drillings at required numbers for each river to find out subsoil stratigraphy and subsoil physical properties. Borehole debts considered according to Bangladesh Environmental Regulations. Cutting samples obtained from borehole drilling, and composite logs, natural moisture content, liquid and plastic limits, specific gravities, grain size analysis, wet and dry densities, unconfined compression values, and direct shear values have been obtained through laboratory tests for each river.

## Directional Guidance Systems

"Wire Line Steering Tool" has been used as directional guidance system equipped with probe (sensor) consisting of three accelerometers to measure inclination, and three magnetometers to measure magnetic north or azimuth. Steering Tool is susceptible to ferrous objects, the interference might influence the accuracy. Therefore it has been placed inside a non-magnetic lead drill color connected to the bottom hole assembly with a sub right behind the drill bit, energized by electricity with a wire connection through the drill string and logged to the surface computer. As each drill pipe advanced, the next drill pipe has been fitted with a wire inside and this wire has been connected to the wire inside of drill pipe that previously drilled. This process has been repeated until arriving the drill bit to the exit point. Data obtained from the probe transformed to a surface computer to calculate inclination, azimuth and tool face readings, and the results go to the driller's remote display during the drilling. The remote display displays the azimuth (or direction relative to magnetic north), inclination (or deviation from the borehole) and the tool face orientation of the bent sub in the Bottom Hole Assembly. Directional heading (azimuth) has been defined by proposed alignment for particular river crossing. To track the drill path in land segments, "Tru-Track System" has been used in combination with "Wire Line Steering Tool". Tru-Track has been set up on land in a grid or coil depending on the particular cases. When current is introduced to the grid or coil, a magnetic field is created which is sensed by Steering



Probe, and it triangulates the location of the drill head by using the known geometry, thus it verifies the magnetic heading for the drill path. Tru-Track has been utilized from surface entry point to the river bank, then Steering Tool has been utilized under water segment until drill bit arrives to the counter side river bank, and finally from the counter side of river bank to the surface exit point again True-Track has been utilized in across land segment.

### **Drill String Assembly, Steering and Pilot-Hole**

#### **Drilling**

To drill the pilot hole through pre-determined profile path, a jetting assembly with 9-7/8" tricone bit and a 2 degree bend sub has been used. Bend sub is controlled by a quarter turn of drill string in case of changing the direction. An approximately 9 meter long, non-magnetic drill collar (housing the "Wire Line Steering Tool") has been connected behind the jetting assembly. Drilled hole surveys have been taken at each end of the averagely 9.5 meter long, 5 inch diameter drill pipe with wire-line inside throughout the entire distance of the pilot hole, to track vertical depth, horizontal distance and bearing drifts during the drilling course of pilot hole until the exit point. The direction has been controlled by steering through rotating the drill string until the bit points in the pre-determined direction, then the Rotational Position (Tool Face) is hold and resumed forward thrust from the rig while pumping mud. The drill string may also be continually rotated where directional control is not required. When the bottom hole assembly goes out the exit hole, it is removed and a reamer is connected to enlarge the hole diameter.

#### **Reaming**

After the bit arrives the exit point the bottom hole assembly is disassembled. The wire line is also cut and the remaining wire line is tied inside the tool joint by using an internal spider to prevent the wire line from sliding and blocking the drill pipe and or the reamer jet holes. This process is repeated until the removal of the survey line is completed during the course of the reaming operation. The reamer is then attached to the tail end of drill string as seen in Picture 2, and the reaming operation commences. The reaming shall be done in 3-4 stages, gradually opening the borehole to accommodate the product pipe size by using 24 inch, 36 inch, 42 inch and 48 inch diameter reamers (either barrel type or fly cutter type). In "forward reaming" the reamer is rotated by the rig and pushed into the pilot hole. By forward reaming most of the cuttings and bentonite mud towards entry point, and bentonite mud is recycled. To prevent buckling of reaming string, a constant load of 30-50 tons is given to the rear end of drill pipe, with the help of winch secured with an anchor block or with the help of a second rig. The driller and the winch (or second rig) operator are able to keep communication all the time during reaming operation. After forward reaming is completed at the exit point, then a larger size of reamer is connected, and "backward reaming"

is commenced. In back reaming, the reamer is pulled towards entry side, by rotating and pumping bentonite simultaneously.

#### **Swabbing**

In case of need depending on the bore-hole conditions, the swab pass has been run by 45 inch or 42 inch barrel type reamer for completely cleaning the hole to make sure that HDD hole is ready to pull the pipeline.

#### **Pulling**

For bundle pulling of pre-tested 30 inch diameter pipe line string and 6 inch diameter OFC pipe string is welded to a pulling head, and the pulling head is welded to the "pull back assembly" consisted of swivel, reamer, and then the tail end of the drill string is connected at exit side as seen in Picture 3. The pipe string is lifted and supported by using lifting equipment to obtain the same angle of exit end inclination of HDD. The rest portion after the pipe over-bend is supported by pipe rollers (Picture 4) on natural ground surface, or floated on ditches where applicable. Then pipe pulling operation commences. During the pulling operation, pipeline buoyancy and counter buoyancy control ensures that the pulling load is minimized by water pumping from the end point of the 6 inch pipe string into the pipeline under bundle pulling. Suitable buoyancy is obtained at about water filling the half volume of the pipeline. During the pullback operation, as the product pipe string is pulled into the borehole, drilling fluid is pumped through the rotating reamer, bentonite mud comes to the mud pit. Maximum speed of pulling is about 3 meters per minute. Pullback proceeds until the pulling head of the product pipe reaches the surface at rig side which means HDD is over.

#### **Sithalayka River Crossing**

Depending on the measured length from the entry point to the exit point, about 560 meter length pipe line as single string at the exit side has been made ready including hydrostatic test before HDD drilling started. Similar length of 6 inch OFC line also has been made ready as parallel to 30 inch pipeline. As-built horizontal length has been realized 550 meter, and drilling length 556 meter. 200 ton HDD rig (Picture 5) has been located at the entry side. Rig side facilities included mud pit, mud tanks, mud circulation unit with shale shakers, disanders, pumps, lifting equipment, drill pipe stands, and others to facilitate day and night work. Pipeline string side also arranged with exit mud pit, drill pipe stands, and others to facilitate day and night work. In this river crossing both rig side and pipeline string side were inside existed power plants. Due to the tight location, the distance from entry point to the river bank has been fixed at 85 meter. But at the other side of the river, exit point had to be set at 193 meter far from the river bank again due to the existing power plant facilities. Pilot-hole drilling has been completed in 3 days, 24 inch reaming in 6 days, 36 inch reaming in 3

days, 48 inch final reaming in 3 days. After making the horizontal directional hole ready, bundle pulling of 30 inch pipeline and 6 inch OFC line has been completed in 20 hours. In Sithalayka River Crossing by HDD, 15 ton bentonite has been used. The pH value of bentonite mud kept at 8.5 and the mud funnel viscosity kept at 40-43 second. The drilled formation was clayey silt, sandy silt and fine sand trace mica.

### **Brahmaputra River Crossing**

In Brahmaputra drilling the same HDD rig that drilled Sithalayka River crossing has been used (Picture 5), and similar rig side and pipeline side layouts for equipment and facilities have been established. Since the measured horizontal length from entry point to the exit point was about 660 meter, about 670 meter length of pipe line as single string at the exit side has been made ready including hydrostatic test before HDD drilling started. Similar length of 6 inch OFC line also made ready parallel to 30 inch pipeline. As-built horizontal length has been realized 651 meter, and drilling length 668 meter. Pilot-hole drilling has been completed in 6 days, 24 inch reaming in 9 days (6 days interruption due to pump failure), 36 inch reaming in 1 day, 48 inch final reaming in 2 days. After making the horizontal directional hole ready, bundle pulling of 30 inch pipeline and 6 inch OFC line has been completed in 5 hours. In Brahmaputra River Crossing by HDD, 13 ton bentonite has been used. The pH value of bentonite mud kept at 9.5 and the mud funnel viscosity kept at 60 second and mud weight 9 ppg. The drilled formation was mainly sand and silty sand.

### **Asharia Char River Crossing**

Again 200 ton HDD rig shown in Picture 5 has been used in Asharia Char River crossing. As in previous river crossings, the similar lay out pattern of rig side and pipeline side equipment and facility has been applied. The measured horizontal length from entry point to the exit point was about 850 meter, therefore about 870 meter length of 6 inch OFC line and 30 inch pipe line as single string at the exit side has been made ready including hydrostatic test before HDD drilling started. As-built horizontal length has been realized 853 meter, and drilling length 857 meter. Pilot-hole drilling has been completed in 2 days, 24 inch reaming skipped, 36 inch reaming started but rig failure observed. Overall rig maintenance has been done in 9 days. Again started for 24 inch reaming and completed in 14 hours. 36 inch reaming completed in 2 days and 48 inch final reaming and clean pass also in 2 days. After making the horizontal directional hole ready, instead of rollers, water filled floating trench has been applied for bundle pulling of 30 inch pipeline and 6 inch OFC line and it has been completed in 1 day. In Asharia Char River Crossing by HDD, 27 ton bentonite has been used. The pH value of bentonite mud kept at 9.5 and the mud funnel viscosity kept at about 55 second. The drilled formation was fine sand, clayey silt, silty sand and sandy clay.

### **Kazla River Crossing**

As in previous river crossing, the same 200 ton capacity HDD rig and similar lay outs for rig side and pipeline side have been applied. The measured horizontal length from entry point to the exit point was about 665 meter, therefore about 675 meter length of pipe line as single string at the exit side has been made ready including hydrostatic test before HDD drilling started. Parallel to 30 inch pipeline, another 6 inch OFC line also made ready. As-built horizontal length has been realized 664 meter, and drilling length 668 meter. Pilot-hole drilling has been completed in 5 days, 24 inch reaming in 2 days, 36 inch reaming started in 2 days and 48 inch final reaming in 3 days and 45 inch clean pass also in 1 day. After making the horizontal directional hole ready, bundle pulling of 30 inch pipeline and 6 inch OFC line has been completed in 6 hours. In Kazla River Crossing by HDD, 13 ton bentonite has been used. The pH value of bentonite mud kept at 9.5, the mud funnel viscosity kept at about 55 second and mud weight 9 ppg. The drilled formation was mainly sand and silty sand.

### **Meghna Gomoti River Crossing - Trial 1**

Meghna Gomoti River is the widest river in Bangladesh. Bank to bank width is around 2 kilometer (Picture 6). Measured horizontal length from proposed entry point to the exit point was about 1950 m. Therefore a 400 ton capacity HDD rig has been placed at the rig side of the river. At the pipeline side of the river, about 1960 meter length pipeline has been made ready in two strings including hydrostatic tests. Similarly, 6 inch OFC line also made ready as parallel to 30 inch pipeline. It was planned to make a golden tie-in welding during the pulling operation. Pilot-hole drilling took 16 days due to troubles faced in mud circulation. After pilot-hole completion, 24 inch fly-cutter type reamer (not barrel type) has been connected at entry side and forward reaming started. After 547 meter reaming the drill string with reamer stuck. Fishing has been done by using doughnut and pushing help of side-booms from the exit side (pipeline side). 24 inch reaming restarted but this time again stuck at 1248 meter. For fishing, again doughnut has been used and additionally 200 ton rig installed at pipeline side to replace side-booms. It has decided to revise the method of statement.

### **Meghna Gomoti River Crossing - Trial 2**

Entry point has been shifted a few meters and 400 ton rig repositioned according to the new entry point. At the exit side (pipeline side) another rig set with all accessories has been set just for in case of any support requirement. Drilling length increased to 1992 meter. Previously made pipeline in two sections has been converted to a single string by golden welding tie-in. Due to increased drilling length, another 40 meter pipeline extension including hydrostatic test has been done by golden tie in. Similar thing applied to 6 inch OFC line parallel to pipeline as single string. Pilot hole has been completed in 8 days. Instead of 24 inch reaming, 30 inch forward reaming by fly cutter has

been completed in 4 days. Again by skipping 36 inch reaming, directly 48 inch reaming by barrel type reamer has been completed in 4 days. Swabbing has been done by 42 inch barrel type reamer in 7 days. Completion of pulling 30 inch pipeline and 6 inch OFC line as bundle took 3 days. The drilled formation was mainly silty sand with trace mica and clayey sand.

**Meghna River Crossing**

To compensate the time loss of Meghna Gomoti River Crossing Trial 1, Meghna River Crossing and Meghna Gomoti River Crossing Trial 2 have been done simultaneously by using totally separate rig sets and manpower teams. Drilling length between entry point and exit point of Meghna River crossing has been measured as 1597 meter, therefore about 1610 meter long single string pipeline and similar length 6 inch OFC string have been made ready at the exit side. Pipe side land was in between Meghna River and Asharia Char River and it was enough only 400 meter for a single string length, therefore about 1200 meter of the string has been laid at the cost of Asharia River (Picture 7). 350 ton capacity HDD rig with all accessories has been placed at the rig side. Pilot hole drilling completed in 11 days (Picture 8), 24 inch forward reaming in 3 days, 36 inch reaming in 6 days, 42 inch reaming skipped, 48 inch reaming in 3 days, 45 inch swabbing in 3 days. 30 inch pipeline and 6 inch OFC line bundle pulling completed in 2 days.

**Picture 1: Echo sounding survey by boat**



*River Bottom Topography and Subsoil Investigations*

**Picture 2: Reamer**



*Reaming*

**Picture 3: Pull-Back Assembly and Over-Bend Pipeline**



*Pulling*

**Picture 4: Pipe Rollers**



*Pulling*

**Picture 7: Meghna River Crossing, Pipeline side**



*Meghna River Crossing*

**Picture 5: 200 Ton capacity HDD rig**



*Sithalayka River Crossing*

**Picture 8: Meghna River crossing, pilot hole bit exit.**



*Meghna River Crossing*

**Picture 6: Meghna Gomoti River**



*Meghna Gomoti River Crossing – Trial 1*

# Slimhole Continuous Coring As An Effective Method In Petroleum Exploration



**Mehmet Meriç Hirpa**

Güney Yıldızı Petrol A.Ş.

## INTRODUCTION

In order to obtain a better understanding of the existing petroleum systems or hydrocarbon bearing geological structures, drilling industry has put great emphasis on getting reliable data about formations drilled. In this subject a lot of progress has been made, but it seems that still more effort is required even for reducing cost and better data acquisition. At this point in order to meet this general need, evaluating and understanding subsurface – and doing this in a cost effective manner, combining slimhole drilling and continuous coring technique could be a cost reducing and efficient way. When these two techniques combined, slimhole drilling application will cut the drilling cost by reducing amount of cement, water, mud, diesel, casing, work force, transportation cost and environmental concerns. On the other side, continuous coring will make it easier to get critical information about subsurface such as dip direction and magnitude, facies change, faults, pinch out, sand lenser, porosity traps, reefing, paleontology and reservoir conditions. Also, this method could eliminate costly logging operations. Without any doubt having a crystal clear subsurface picture will bring new oil and gas discoveries. Therefore, data acquisition is inevitable for the industry. So, here a brief discussion and description will be presented for slimhole continuous coring, a system which could both drill holes and also provide the necessary data about the underground much cheaper and better than conventional methods.

## METHODOLOGY

Slimhole continuous coring technique is actually originated from mining industry. One method applied in the past by STRATO DRILL INC. suggests a reverse circulation core drilling which is almost same method used in mining drilling. In this technique there are two concentric strings. Fluid is pumped down through annulus of two strings. Then, fluid goes out to the main hole, reverse circulate around the core bit and enters inside the inner string. Like the conventional drilling, rotating inner string via power swivel or top drive system and WOB concept carries out core drilling. When core breaker just above the bit breaks the drilled core, reverse circulated fluid ascends the broken core to the surface. So, continuous core samples are retrieved by this method on the surface. By making a few small changes such as installing a power swivel and making some changes in the current pump lines, this system could be applicable in all drilling rigs easily. Other method is like conventional coring, no reverse circulation or core breaker exists within the system itself. Core is drilled, and when the core barrel is full of core, full core barrel is retrieved by wireline. Then,

another core barrel is dropped and seated in place. This action is repeated for each core drilled through the all drilling process.

\*\*\*Figure 1 and Figure 2 represents these methods respectively.

## DISCUSSION

The widely accepted definition of slimhole by Walker and Millheim says that slimholes are “wells in which at least 90 % of their length is drilled with bits less than 7” diameter.” So, actually slimhole drilling is not much different than the conventional one considering the nature of drilling mechanism. Only sizes are much smaller in slimhole drilling. However, this size difference shows itself as advantage in some points and disadvantage in others. All advantages of slimhole drilling focuses on cost saving which is something today the industry really needs. It is cheap, because smaller rigs, smaller locations, less amounts in mud, diesel, water, cement are used in slimhole drilling operations. Such cost savings are very important, but above all these benefits minimum impact on environment is most probably the greatest advantage of slimhole drilling, because of less cuttings generated during drilling and huge mud pits are not necessary for the operation. Over the past years main points addressed as disadvantages for slimhole drilling are low penetration rates especially with roller cone bits due to small cuttings profile, mechanical failure of drill string due to small and thin tubulars and poor kick detection due to small diameter holes. It seems that last two issues have been eliminated mostly with the latest developments in drilling technology. Today’s steel manufacturing and complex steel compositions are good enough in providing necessary strength for thinner and smaller tubulars to overcome any mechanical failure related to drill string in slimhole applications. Also, use of electronics in smart pit level controllers and return flow indicators are capable of detecting even less than 1 bbl of influx to the wellbore makes kick detection much easier. Therefore, these two are not concerns anymore for slimhole drillers. Recently increasing slimhole applications day by day strongly supports this claim. The last pitfall, low penetration rates, could be eliminated, too, if slimhole drilling is combined with continuous coring technique. Developments in PDC, TSP and the matrix impregnated bit designs, which are the bits widely used in coring operations, render very good ROP’s in any formation type. Also, the ideas like dual body bit designs are the main topic today for the drill bit designers dealing with slimhole continuous coring could shift the subject forward in the immediate future. Another thing should

be mentioned for penetration rate is that actually very high rates are not that much favorable in slimhole continuous core drilling. Retrieving cores via wireline takes time. So, very high penetration rates will result in wait on core retrieval. Therefore, it is better to have a reasonable penetration rate balance between coring and the process of retrieving cores. Today, penetration rates for this purpose are easily achievable. (Table 1 shows average ROP's from real data for different bit types) So, there is no need for any concerns about penetration rates, and this shows that there is no obstacle to apply this method in exploration of hydrocarbons through the world.

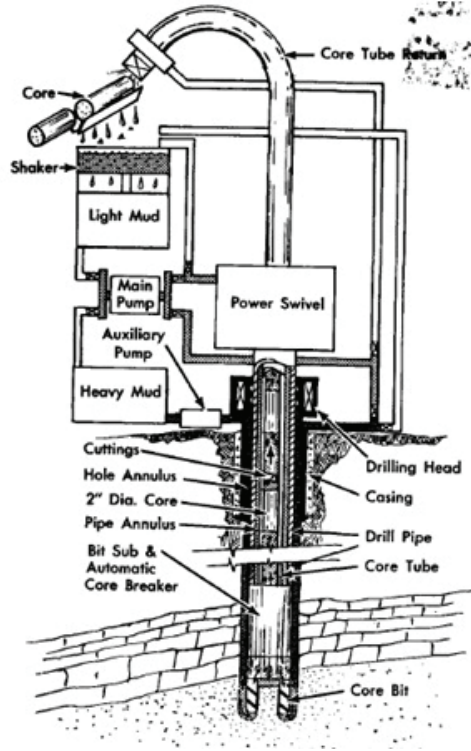
**CONCLUSION**

Applicability of slimhole coring technique, its benefits in geological data acquisition and its advantages in petroleum exploration have been covered and the technique has been strongly suggested so far. Without exactly understanding subsurface and making decisions with limited data about it will result in a lot of misconceptions. Also, this will impede discovering new oil and gas reserves or leave some gray points in the existing petroleum systems. Data obtained by coring the all section drilled is obviously very precious. Slimhole continuous coring is a good tool to obtain that valuable information. Applying this technique in exploration could bring great benefits with more than 50 % cost savings and valuable data acquisition directly affecting the success of the job. Also, more applications will result in rapid development in the technique together within successful results.

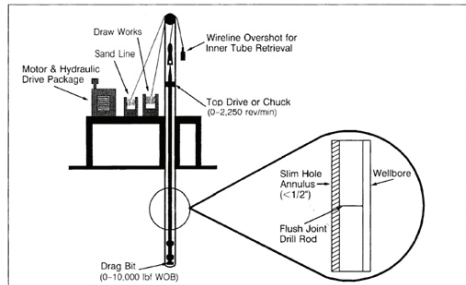
**REFERENCES**

Bencic A., P. M. (1998). Slimhole Drilling and Coring - A New Approach. Leoben, Austria.  
 Mc Garr, H. J. (1962). New Continuous Core Drilling Technique Developed to Recover 100 Per Cent Core.  
 Millheim, K. K. (1990). An Innovative Approach to Exploration and Exploitation Drilling: The Slim - Hole High - Speed drilling system.  
 Tao Zhu, H. B. (1964, September). A Review of Slimhole Drilling.

**Figure 1 Reverse circulation continuous coring drilling**



**Figure 2 Wireline retrievable continuous coring drilling**



**Table 1 Average ROP's from real data for different bits**

	Bit Type				Overall
	Diamond	PDC	Geoset	Impregnated	
Number of bits	40	7	19	7	73
Footage	17,499	2,830	7,016	228	27,573
Hours	1,009	107	347	25	1,488
Average ROP	17.3	26.4	20.2	9.1	18.5

# New Optimized Bit Design with Uniform Rubber Thickness Positive Displacement Motors to Drill Carbonates in South East Turkey Faster Reduces Well Delivery Cost



**Yannick Monluh<sup>1</sup>, Dautmammet Rejepov<sup>1</sup>, Sinem Kaymak<sup>2</sup>, Murat Bumin<sup>2</sup>, Philippe Sepulcri<sup>3</sup>, Bernard Vinazza<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>N.V Turkse Perenco, Turkey, Ankara

<sup>2</sup>Cougar Drilling Solutions, Turkey, Ankara

<sup>3</sup>Varel, Europe, France

Improvements in drill bit technology have made Positive Displacement Motor (PDM) design a key point in lowering the well costs by increasing the rate of penetration (ROP) and improving drilling efficiency and reliability.

Uniform Rubber Thickness (URT) PDM's with higher volumetric efficiency have recently been deployed in Turkey to successfully extended PDM durability in tough drilling conditions, with less impact from aggressive drilling fluids and an overall higher tolerance for high downhole temperatures.

The URT PDM motors are powering aggressive Polycrystalline Diamond Compact (PDC) bits to achieve better overall performance and higher ROP.

This paper presents a successful case history that highlights performance improvements in directional wells in the carbonate formations of South East Turkey. The applications use a new PDC bit and URT PDM design in 8 ½-in. hole section and a URT PDM with a roller cone insert bit in 12 ¼-in. hole.

## **For 12 ¼-in. Hole URT PDM and Roller Cone Insert Bit**

For 12 ¼-in. hole section, the URT PDM showed ROP increases for both sliding and rotary applications with an insert bit, as shown in Table 1 and Figure 1.

As shown in Table 1 and Figure 1, Rotary ROP, Sliding ROP and Average ROP has been increased by 30%, 136% and 48%, respectively.

Main reasons of increasing ROP by URT PDM are given at Table 2.

URT PDM power section consists of pre-counteracted steel tube and thin uniform rubber layer in contrast to Conventional PDM power section which has cylindrical steel tube and non-uniform rubber layer thickness. Comparison is given in Figure 2.

Specifications of URT PDM used in this field are given at Table 3. Corresponding Bit Speed (RPM), Torque (ft-

lbs) and Motor Differential Pressure graph is given at Figure 3.

## **8 ½-in. Hole Bit Optimization**

Historically, drilling the dense heterogeneous formation on this field has been problematic for PDC bits (Shale, Dolomite & anhydrite with Conglomerate & chert beds) given at Figure 4. After overcoming bit balling issues when using five-blade PDC bits, recurrent cutter breakage penalized the drilling performances and caused trips for bit change (Well 6 and Well 7 given in Table 4).

## **8 ½-in. Custom PDC Bit Design**

After mitigating results with the five-blade PDC bit type, a complete design review was done with the objective of drilling the section from shoe to TD with tougher five-blades PDC bits without compromising the penetration rate. The following changes were implemented on a new bit design:

- Change cutter type: The new cutters are engineered to be more impact resistant to address the drilling challenges of interbedded formation and hard rock applications.
- Reduce the cutter size from 19mm to 16mm: Higher cutter density provides better coverage over the bit face; 16mm cutters offer more cutter redundancy when BT occurs.
- Increase the cutter bevel: This further increases the cutter impact resistance. A larger bevel is less prone to breakage while drilling at high RPM in interbedded formation.
- Reduce the cutter exposure: The cutter is set deeper into the blade, minimizing the risk of cutter damage by impact.

PDC bit design evolution is shown on Figure 5.

## **New 8 ½-in. Five-blade PDC Bit Field Results**

After the design modifications, the new 8 ½-in. PDC bit averaged 1202 meters at 11.34 m/h for a 50% improvement in footage and 7% in ROP over the five wells. (Well 8, 9, 10, 11, 12 given in Table 4).

Previous 8 ½-in. PDC bit averaged 792 meters at 10.60m/h over seven wells (Well 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 given in Table 4).

More footage per bit was achieved, without compromising the penetration rate. The number of broken cutters was greatly reduced and no trip was required due to bit failure. Dull condition allowed each bit to drill two sections.

**Latest 8 1/2-in. Section Optimization four-blade PDC Bit Field Results**

With cutter breakage issues resolved, it was decided to design a new PDC bit with four blades to be run on the URT PDM.

The new 8 1/2-in. PDC four-blade design drilled the entire section of 992 meters at 17.65 m/h for a ROP improvement of over 60% on the first trial with the combination of URT PDM (Well-13 given in Table 4)

The new design four-bladed bit used in Well-13 had a good trial run with increased directional drilling performance enabling more constant tool face and consistent reactive torque during sliding when compared to previously run PDC bits. URT PDM was better at handling the higher drilling torque.

The well trajectory turned 45° in azimuth and achieved record ROP in 8 1/2-in. hole section. MWD vibration readings showed normal operating levels.

Well trajectory is shown in Figure 6.

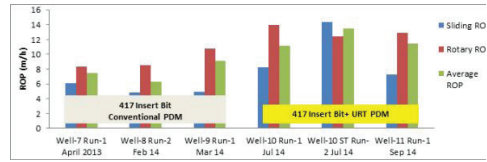
**Generic Well Schematic**

Generic Well Schematic of the well is given in Figure 7.

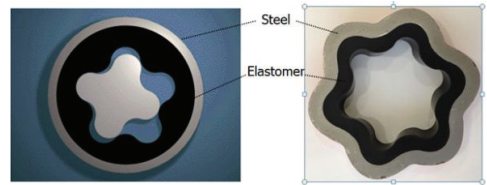
**Conclusion**

We have shown in this paper the development of an application specific PDC bit for 8 1/2-in hole coupled with URT PDM for both 12 1/4-in and 8 1/2-in that made a very significant contribution to the improved drilling curve by maximizing footage and ROP. Each section is now being drilled in one run, achieving all geological targets and reducing well delivery cost. This is evidenced by TVD curve of the Well 13 given in Figure 8. Additionally, rig walking system with batch drilling applications were implemented, which contributing as well to further cost saving.

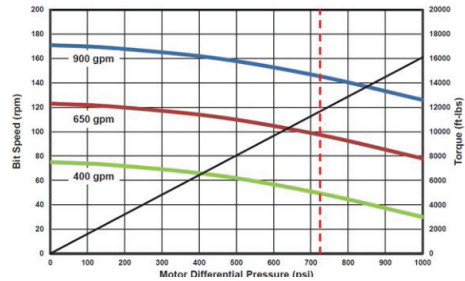
**Figure 1. ROP Comparison between Conventional PDM and URT PDM in 12 1/4-in. hole.**



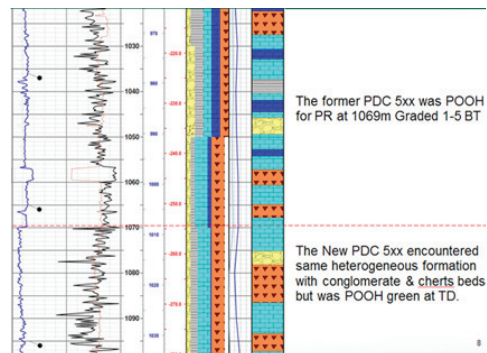
**Figure 2. Comparison of Conventional and URT PDM Power Section**



**Figure 3. Bit Speed (RPM), Torque (ft-lbs) and Motor Differential Pressure Graph**



**Figure 4. Extract of the Mud Logging report that shows the heterogeneous formation.**



The New PDC 5xx was run after previous PDC bit was POOH for PR and found with lot of Broken Cutters. The new PDC bit 5xx drilled to TD, POOH 0-1-WT and was re-used on 2 subsequent wells



Figure 5. 8 1/2-in. PDC Bit Design Evolution.

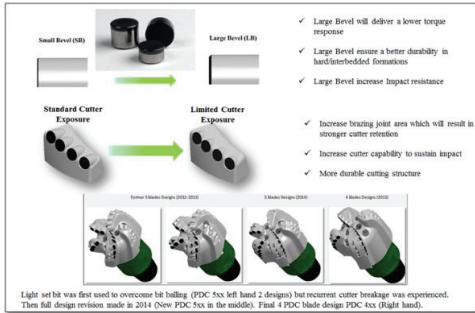


Figure 6. Actual vs. proposed plot shows 45° turn of the well with new PDC bit and new PDM design

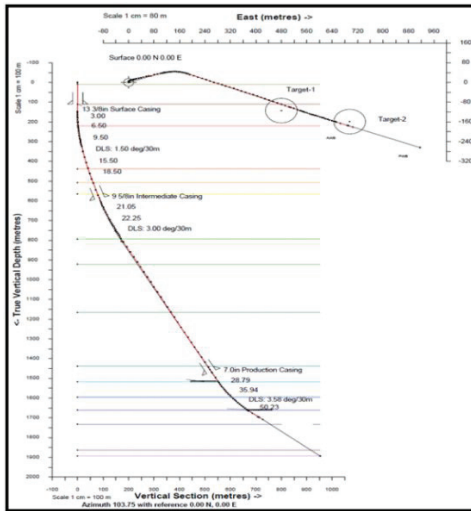


Figure 7. Generic Well Schematic

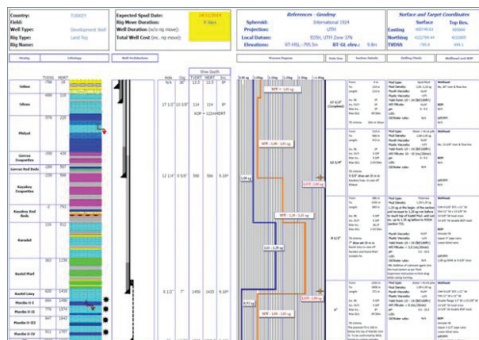


Figure 8. TVD Curve of Well-13: Days vs. Depth Graph (Planned vs. Actual)

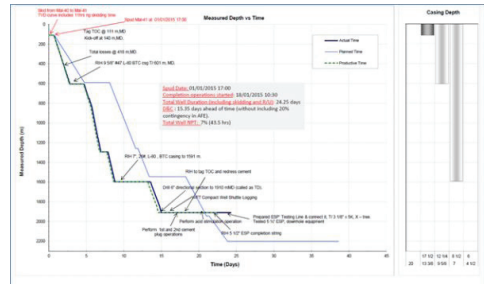


Table 1. ROP Comparison between Conventional PDM and URT PDM in 12 1/4-in. hole

Well Name	ROP (Sliding)	ROP (Rotary)	ROP (Average)	Footage (m)	Motor Type	Bit Type
Well-7 R1 April 2013	6.09	8.32	7.43	543	Conventional PDM	417 Insert Bit
Well-8 R2 Feb 14	4.87	8.5	6.29	528	Conventional PDM	417 Insert Bit
Well-9 R1 Mar 14	4.96	10.74	9.11	510	Conventional PDM	417 Insert Bit
Well-10 R1 Jul 14	8.28	13.99	11.18	288	URT PDM	417 Insert Bit
Well-10 ST R2 Jul 14	14.37	12.46	13.45	246	URT PDM	417 Insert Bit
Well-11 R1 Sep 14	7.32	12.86	11.5	339.72	URT PDM	417 Insert Bit

Table 2. Main reasons of increasing ROP by URT PDM in 12 1/4-in. hole

FEATURE	BENEFIT
More rev/gal when compared to Conventional PDM 8" Conventional PDM: 0.166 rev/gal 8" URT PDM: 0.190 rev/gal	More bottom RPM Increased ROP
More motor differential pressure Higher torque corresponding differential pressure drop	Driving more aggressive PDC bits Increased ROP
Minimal internal heat build-up Improved thermal conductivity through thin uniform rubber layer and contoured steel tube Uniform heat expansion around stator contour	Increased durability, longevity Less tripping Lower well delivery cost
Less leakage between the chambers	Improved volumetric efficiency Increased performance
Less swelling and more uniform swelling around stator contour	Less impact by aggressive drilling fluids

**Table 3. URT PDM Specifications**

Number of Stages	3.3
Number of Lobes Rotor / Stator	5.6
Overall Length	177.5 (4.508) inch (mm)
Rubber Cutback	9 (229) inch (mm)
Max. OD	8.25 (210) inch (mm)
Rubber Type	HNBR
Bit Speed	75-170 RPM
Flow Range	400-900 (1514-3407) GPM (LPM)
Displacement	0.190 (0.050) rev/gal (rev/l)
Motor Pressure	725 (50) psi (bar)
Torque	11670 (15871) ft-lbs (Nm)
Power Out	324 (243) HP (Kw)

**Table 4. Bit Optimization with Conventional and URT PDM in 8 ½ -in Hole.**

Well	Bit Type	Motor Type	Footage (m)	ROP (m/h)	I	O	D	L	B	G	O	R
Well-1 R2 Mar 12	PDC5xx	Conventional PDM	758	10.08	1	3	CT	M	X	I	WT	TD
Well-2 R2 Jun 12	PDC5xx	Conventional PDM	703	5.91	1	4	BT	T/S	X	I	WT	TD
Well-3 R1 Dec 12	PDC5xx	Conventional PDM	1115	14.33	4	2	BT	S	X	I	CT	TD
Well-4 R1 Jan 13	PDC5xx	Conventional PDM	904	10.99	5	3	BT	S	X	I	CT	BHA
Well-5 R1 Mar 13	PDC5xx	Conventional PDM	960	12.03	2	3	BT	A	X	I	WT	TD
Well-6 R1 Apr 13	PDC5xx	Conventional PDM	917	7.38	3	6	BT	A	X	I	CT	PR
Well-6 R2 Apr 13	PDC5xx	Conventional PDM	132	10.89	1	1	CT	S	X	I	WT	TD
Well-7 R1 May 13	PDC5xx	Conventional PDM	855	9.82	5	3	BT	A	X	I	CT	PR
Well-7 R2 May 13	PDC5xx	Conventional PDM	265	14.07	1	1	CT	C	X	I	NO	TD
Well-8 R1 Feb 14	New PDC 5xx	Conventional PDM	346	8.21	1	3	CT	A	X	I	WT	DTF
Well-8 R2 Feb 14	New PDC 5xx	Conventional PDM	599	16.26	1	1	WT	A	X	I	BT	TD
Well-9 R1 Mar 14	New PDC 5xx	Conventional PDM	861	13.43	1	2	WT	G	X	0	BT	TD
Well-10 R1 July 14	New PDC 5xx	Conventional PDM	153	9.51	1	2	WT	G	X	0	CT	RIG
Well-10 R2 Aug 14	New PDC 5xx	Conventional PDM	448	11.82	1	2	CT	G	X	0	WT	LOG
Well-10 R3 Aug 14	New PDC 5xx	Conventional PDM	450	10.09	1	2	CT	G	X	0	WT	TD
Well-10 R4 Aug 14	New PDC 5xx	Conventional PDM	905	12	1	1	WT	A	X	0	NO	TD
Well-11 R1 Nov 14	New PDC 5xx	URT PDM	849	9.91	0	0	NO	A	E	I	NO	TD
Well-12 R1 Dec 14	New PDC 5xx	Conventional PDM	970	11.12	2	1	WT	A	X	0	BT	TD
Well-12 ST R1 Dec 14	New PDC 5xx	Conventional PDM	777	12.24	1	1	WT	A	X	0	NO	TD
Well-13 R1 Jan 15	New PDC 4xx	URT PDM	690	17.4	1	1	PN	A	X	I	NO	LOG
Well-13 R2 Jan 15	New PDC 4xx	URT PDM	302	18.26	1	2	CT	G	X	I	NO	TD

# Optimized PDC Bit Increases ROP 100% and Sets Single Run Drilling Record in The Same Region Among 38 Fields in 30 Years



**Kağan Altındal**

Turkish Petroleum, Drilling Department, Ankara, Turkey

Rate of penetration (ROP) has a significant effect on drilling costs, and low ROP has been a serious problem in drilling wells in Turkey's Southeast region. Generally, the longest section is 12 ¼" section, and most of the drilling problems are encountered in this section.

In "B" field, a case study was conducted to improve the bit performance and lower the drilling costs. This study was completed prior to drill the B-9 well. To complete this study, first of all, the field was studied, the offset wells were listed. Next, the faults were evaluated and the wells to be the most similar to B-9 were determined. Subsequently, the formations, the lithologies and the bit records of the offset wells' 12 ¼" sections were examined in detail. The section is mainly composed of 3 formations and the lithologies are mainly shale, marl with sandstone, limestone bands and conglomerate layers. In the bit records, PDC had never been tried in this field because of the heterogeneity of the lithologies. Milled tooth bits were used at the top of the sections and they were followed by TCIs. The performances of the milled tooth bits was not bad, but ROPs were getting lower and bits bearing lives were finishing as the drilling progresses.

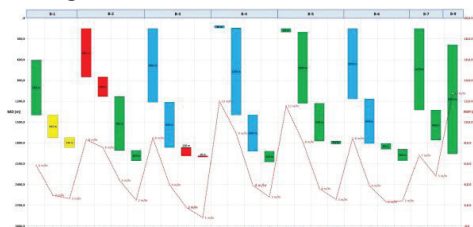
The average ROP of the 12 ¼" section is 5,3 m/hr. The average Cost Per Meter of the 12 ¼" section is 147 \$/m, and the average bit usage of the 12 ¼" sections of the field was 1 milled tooth + 2 TCIs, 3 bits in total. That means 3 round trips for bit.

The aim of the study was to increase the ROP and lower the number of bits in 12 ¼" section of the B-9 well, so that lower the cost not only by reducing the drilling time but also reducing the trip time.

As the result of this study, in B-9 well, the average ROP was increased to 12,8 m/hr, which is more than 100%, and the section was completed by using only 1 bit. Consequently, the Cost Per Meter was reduced to 78 \$/m. By using this bit, the company saved 11 drilling days and 100,000\$. In addition, at the end of the run, the dull grading of the bit was 0-0-NO-A-X-I-PN-LOG, so the bit can easily be used in similar wells.

In this article, the planning phase and application of the bit is discussed.

## Drilling Performance of Offset Wells



# Bit Selection for A Wildcat Well by Using Seismic Data



## Filiz Sahin

Turkish Petroleum(TP), Ankara, Turkey

Planning is very important for successful and economical drilling of any oil and gas well. To prepare drilling program of a wildcat well having no offset data, the only way is using seismic data.

The earth model obtained from seismic data is the primary input to wildcat well planning(3). Structural images and formation properties derived from seismic data are used in various phases of exploration and production, from prospect generation to improved recovery.

Bit selection is one of the main parts of a drilling program. Kenneth L. Mason(2) produced the universal roller cone bit selection guide and, described the procedure for the second well in a field by using sonic log data of the first well. This procedure was applied to Karakuş production field in southeastern Anatolia and, reliable results were obtained by using log data and bit records of three wells(5). Also, a good correlation between seismic data of one well and sonic log data was observed.

For a wildcat well, there is no first well-log data or offset drilling data. In this study, bit selection for wildcat well A-1 was made according to K. L. Mason's procedure, by using seismic data instead of sonic log.

Seismic interval velocity values vs time, were used to obtain seismic interval travel time values vs depth(1, 4). These values plotted in (Fig.1) and (Fig.2), were taken as sonic compression travel time (tc). Then, shear travel time values (ts) were calculated assuming ratio of shear to compressional travel time (ts/tc) as 1.85. Pore fluid sonic travel time was assumed as 185 µsec/ft and, bit selection overlay guide was prepared(2, 5) for A-1 (Fig.3). Then, bit selection was made according to this guide.

After drilling the well A-1, sonic log and bit records were obtained and evaluated. Sonic log values had similar trend with seismic data (Fig.4 and Fig.5). Also, ROP curve of the bits had similar trend (Fig.6).

The most problematic section of well A-1 was C-formation, having composition of lithic tuff and tuffite, vitric tuff, shale and sandstone. In bit selection guide (Fig.3), this section was plotted as non-homogenous, soft-hard changing bands, having the hardest value around 2000 m depth. After drilling, it was seen that minimum ROP throughout the well was around 2000 m depth, having lithology of vitric tuff.

As a conclusion, it can be stated that; for a wildcat well having no offset drilling data, seismic data can be used for bit selection.

## ACKNOWLEDGEMENTS

I would like to thank Turkish Petroleum (TP) for permission to publish this paper.

## REFERENCES

1. S.R. Daines, 1982, The Use of Seismic Data in the Preparation of Wells Prognoses for Wildcat Wells, SPE 10014.
2. K.L. Mason, 1987, Three-cone Bit Selection with Sonic Logs, SPE 13256-PA.
3. C. Esmersoy, A. Kania, S. Kashikar, A. Ramirez, A. Hannan, L. Lu, S. Teebenny and L. Duan, 2011, Optimum Use of Seismic Data to Reduce Drilling Risk and Improve Well Placement, 73rd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2011 Vienna, Austria, 23-26 May 2011.
4. E.S. Pennebaker, 1968, An Engineering Interpretation of Seismic Data, SPE 2165.
5. F. Şahin, F.Güler and İ. Yanıkömer, 1994, Bit Selection for Germav and Kastel Formation in Karakuş Field by Using Sonic Log and Seismic Data, 10th Petroleum Congress of Turkey, 128-142.

Fig.1-Seismic interval travel time values of well A-1.

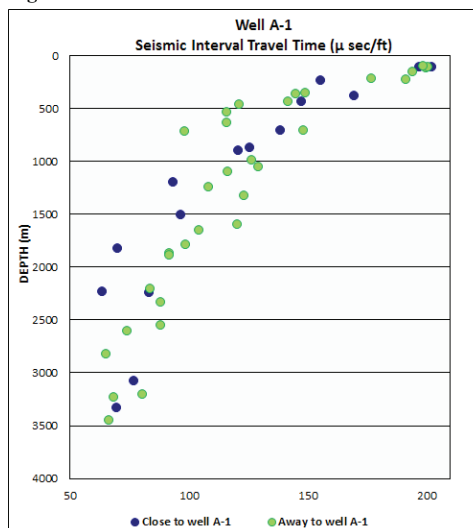


Fig.2-Seismic interval travel time values of well A-1.

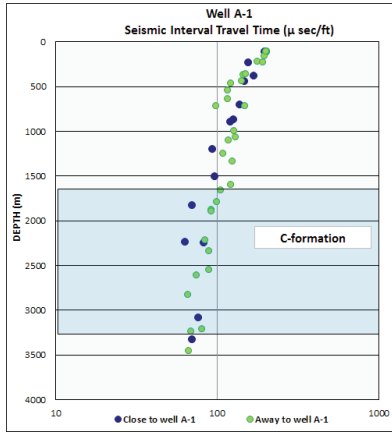


Fig.3- Bit selection overlay guide for well A-1.

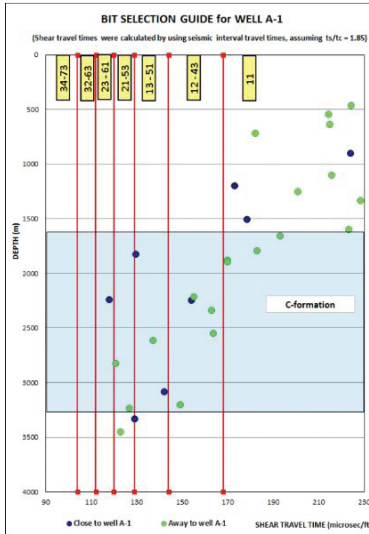


Fig.4-Sonic log (compression) and seismic interval travel time values of well A-1.

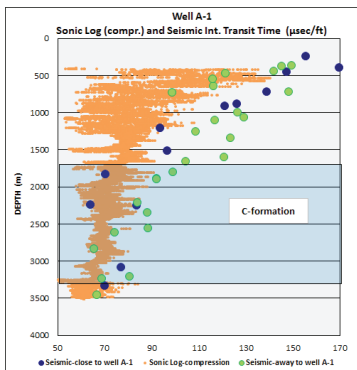


Fig.5-Sonic log (compression) and seismic interval travel time values of well A-1.

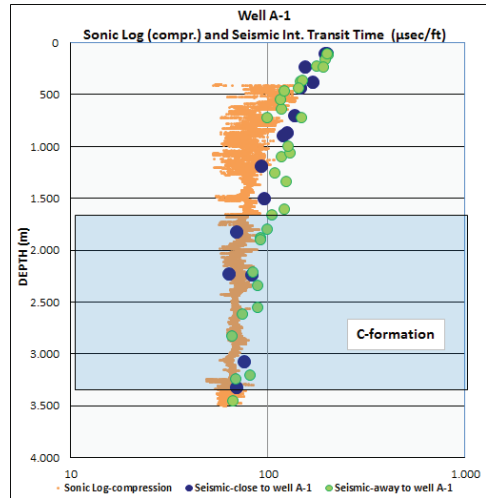
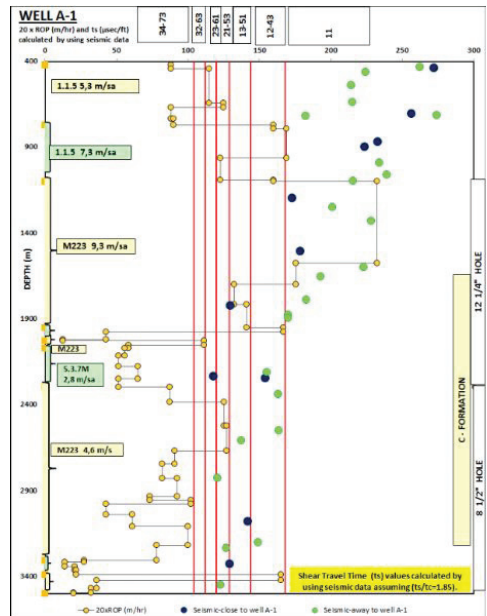


Fig.6-ROP curve and, shear travel time values of well A-1 calculated by using seismic data assuming (ts/tc=1.85).



# Casing Drilling and Modeling of Smear Effect for Wellbore Strengthening



**Cağdas Arlıanoğlu**

TPAO Trakya Bölge Müdürlüğü Sondaj Departmanı

In drilling deep horizons, the mud weight window between pore pressure gradient and fracture gradient often narrows due to rock properties and underground stress state. Non-productive time (NPT) events such as lost circulation, wellbore instability, kicks, underground cross-flow, and pipe sticking are more likely. Such problems greatly increase drilling costs. Casing drilling (CwD) in depleted zones helps reduce drilling costs and problems related to lost circulation and wellbore failure. Bridging preexisting natural fractures or drilling-induced fractures with lost circulation materials (LCM) is often used to increase fracture gradient and widen the mud weight window. This technique, referred to as 'wellbore strengthening', includes the Casing while Drilling, Stress Cage, Fracture Closure Stress, and Fracture Propagation Resistance methods. While these methods are often used, several aspects of these approaches are still not thoroughly understood. To reduce the risk of lost circulation while drilling in formations with narrow mud weight windows such as pressure depleted reservoirs and deep-water formations, a good understanding of the mechanisms of wellbore strengthening in different downhole scenarios helps engineers to optimize the design of drilling fluids and operational procedures.

This paper discusses the study of smear effect in casing drilling in depleted formations and the mechanism of wellbore strengthening, with a focus on hoop stresses at and near the wellbore, in elastic and poro-elastic models, utilizing the finite element method to evaluate wellbore and near-wellbore stresses during fracture initiation and propagation, and after plugging fractures with LCM. The smearing mechanism of drilling solids into the wellbore wall, the effects of parameters that affect the stress distribution around the wellbore wall, factors affecting fracture behavior such as horizontal stress anisotropy, LCM bridging location, initial pore pressure, and fluid leak-off are investigated. A better understanding of the several interacting events local to the wellbore and near-wellbore regions can result in improved operational practices related to lost circulation prevention and mitigation.

Much of the world's known reserves of oil and natural gas are hard to drill economically and safely, even with today's technology and conventional tools. Also, the increasing number of depleted reservoirs around the world and increasing demand for energy encourage the oil and gas industry to continuously find new techniques to improve drilling technology. Ultra-deep environments often have lost circulation problems.

Lost circulation is the loss of a significant amount of drilling fluid commonly known as mud, into formations being drilled. Lost circulation is a common problem and costs millions of dollars annually to operators. According to Ivan et al. (2003), petroleum companies spend \$800 million per year to combat lost circulation, and nearly \$200 million of the cost is lost circulation products. Moreover, Rahman (2010) stated that, considerable amount of money has been spent to prevent and manage lost circulation and its bad consequences such as rig time loss, kicks, blow-outs, and killing valuable wells. Lost circulation increases non-productive time for conventional drilling especially in offshore drilling for which rig costs are much higher. Wang (2007) states that lost circulation in Gulf of Mexico shelf drilling is 12 % of non-productive time and even more.

In general, lost circulation occurs when the pressure of the hydrostatic column is higher than formation pore pressure. Also, lost circulation occurs when the equivalent circulation density (ECD) overcomes the fracture gradient. In depleted formations, the pressure difference between the fracture pressure and the pore pressure is small and these formations are much more sensitive to lost circulation problems. Wellbore stability technology seeks to avoid plastic deformation and failure of the rock around a wellbore. The failure and plastic deformation result from mechanical stress altering and chemical reactions around the rock. During drilling or after drilling operations, the stresses in the rock around the wellbore change and stresses may become unstable. As a result, rock deforms as tensile or shear fractures are generated or the rock may be chemically altered by mud filtrate. According to the Amoco Wellbore Stability Drilling Handbook, companies spend between 600 million to 1 billion dollars annually because of hole stability problems.

Casing drilling is a beneficial technology using the casing string as a drilling string. The well is drilled and cased simultaneously in casing while drilling operations. The casing string is rotated at the surface with a top drive and drilling fluid is circulated the same as in conventional drilling. This technology is generally used in depleted reservoirs that often have wellbore instability and lost circulation problems. Drilling with casing eliminates tripping and also lessens situations as kicks, differential sticking, and lost circulations could take place while tripping. According to Robinson et al. (2008) casing drilling is used successfully rather than conventional drilling method in the wells that were classified as undrillable with the conventional drilling techniques. Limbert et al. (2009) stated that over 200 wells have been drilled with casing drilling rigs and

it was concluded that casing drilling reduced the lost circulation and non-productive time in depleted zones. In 2006 and 2007 casing drilling technology helped operators gain savings in drilling cost by 15 % while increasing the footage by 23 % per day.

Casing drilling has several benefits in mitigating wellbore stability problems and lost circulation situations. Thus, it is often chosen rather than a conventional drilling process. Casing drilling eliminates unexpected events that often accompany conventional drilling and its tripping problems. The most important benefits of casing drilling are given below: There is no need to trip the drill string in casing drilling; the casing is at the bottom and ready to be cemented. This eliminates swab and surge pressures that accompany tripping operations.

In casing drilling, the annular clearance between the casing and the wellbore is much smaller than in conventional drilling. Consequently, a more circular and gauged wellbore is generated by the smoothing motion of the casing inside the well. According to Moellendick and Karimi (2011), the plastering/smear effect helps generate gauged wells by preventing break downs and wash outs inside the well. Casing drilling reduces the total non-productive drilling times associated with tripping, running casing, and lost circulation problems. Casing drilling generates more effective borehole cleaning during drilling. The cuttings are circulated out with the high annular velocity that increases the borehole cleaning efficiency because of smaller clearance between the casing wall and the borehole wall. Consequently, stuck pipe problem do not occur. Casing drilling with its plastering effect reduces lost circulation and improves wellbore stability. Fontenot et al. (2003) stated that lost circulation was eliminated by casing drilling in the Lobo Field in South Texas. In conventional drilling, well control problems often develop while tripping the drill string. In casing drilling, tripping is eliminated. For rig personnel, casing drilling rather than the conventional drilling is much safer. As a consequence, casing drilling enhances the well control and the Health, Safety and Environment (HSE). Casing drilling is generally applied to wells that have lost circulation and wellbore stability problems. Both in onshore and offshore drilling, daily rig costs are high and drilling problems are expensive. Since casing drilling eliminates or minimizes lost circulation and wellbore problems, the non-productive time is less. In the smear effect phenomenon, mud particles from the drilling fluid and cuttings from the wellbore are embedded into the borehole wall. The casing rotates inside the wellbore with small clearance between the casing wall and wellbore wall. According to Lopez and Bonilla (2010), cuttings that are generated in casing drilling are finer grained than conventional drilling cuttings because of casing rotation, side load forces, and high annular velocity. The cuttings and mud particles are smashed and pulverized into the small annulus resulting from casing rotation and become deposited

in the borehole wall. This situation creates a natural seal in the pores which is much more efficient and impermeable than mud cake (2010). A natural seal is achieved by the smear effect and fracture gradient is increased, so a wider window operation is achieved in depleted reservoirs (Moellendick and Karimi, 2011).

Moreover, the smear effect corresponds to the stress caging idea. When the cuttings and mud particles seal the fractures in the wellbore wall, stress caging results and this is the same as the smear effect in casing drilling.

Based on the stress caging idea, induced fractures are formed and lost circulation materials (LCM) are deposited close to the mouth of small induced fractures. Deposited solids make a bridge at the mouth and seal induced fractures at the wellbore wall. Consequently, the drilling fluid inside the crack dissipates into the formation and the pressure inside the crack becomes the same as the pore pressure of the formation. Therefore, fractures tend to close and fracture closure creates compression so that the hoop stress at the formation gets higher than its original value (Alberty and Mclean, 2004). On the other hand, the fracture closure stress (FCS) application has a different approach compared to the stress caging. According to Dupriest (2005), widening the induced fracture width and keeping that fracture open with solid additives inside the drilling mud is the main idea. The mud additives are not at the mouth of the fracture like stress caging, the particles are further inside the fractures. The important thing is keeping the tip isolated and final width must be enough to achieve fracture closure stress that is greater than the equivalent circulating density (ECD).

Both stress cage and fracture closure stress increase fracture gradient by increasing the hoop stress around the wellbore by propping fractures and sealing them with mud additives.

The smear effect in casing drilling is almost the same idea as stress caging because the particles make a bridge at the fracture mouth that seal and create an impermeable layer at the wellbore wall.

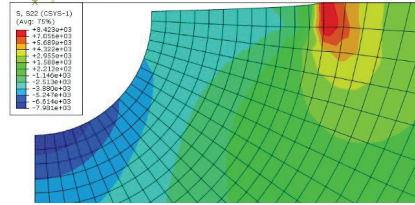
Furthermore, Watts et al. (2010) describes the smear in casing drilling in his article as; "The smear effect has been considered to be either a smearing and plastering of cuttings into the wellbore wall or the increase in hoop stress around the wellbore resulting when a crack is formed and particles are forced into the gap creating a wedge, thereby raising the effective fracture gradient."

Also, Fontenot et al. (2006), who were the first that mentioned smear effect, stated that the cuttings and mud particles become embedded into the borehole wall and create impermeable mud cake due to casing drilling forces, high annular velocity, pipe rotation and high equivalent circulating density (ECD). This impermeable mud cake creates a seal at the wellbore wall and prevents

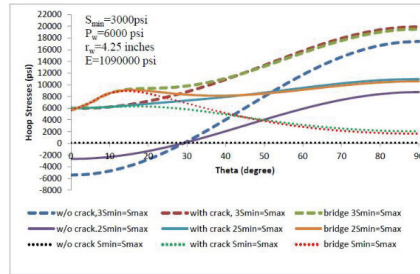
lost circulation at the depleted formations. The clearance between the casing wall and wellbore wall is small and creates a smaller annulus area. Thus, the annular frictional pressure drop is higher than in conventional drilling, increasing the ECD. While a higher ECD may not be desirable in conventional drilling because drilling fluid leaks off, a higher ECD is beneficial in casing drilling since the higher ECD generates small, tiny fractures at the wellbore wall. Because of higher ECD and pipe rotation, the mud particles and cuttings are pulverized in the annulus and smeared at fracture mouths, making a bridge and plugging pore throats, as in stress caging (Karimi et al., 2011).

Another important benefit of casing drilling is the smoothing effect of eccentric rotation of the casing string. This smoothing and eccentric motion achieves a more circular wellbore shape than conventional drilling. This motion also helps develop an impermeable mud cake and the mud cake damage is less than in conventional drilling. Thus, smooth and eccentric casing motion improves wellbore stability compared to conventional drilling. All in all, the smear effect has lots of advantages in preventing lost circulations and creating a gauged hole.

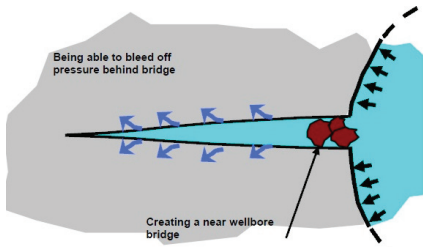
**Hoop stress contour profile in pore pressure model before applying plugging**



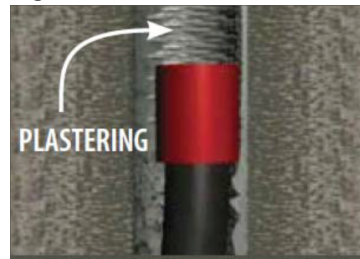
**Hoop stress distribution on the wellbore wall for different stress anisotropy**



**Bridge Location**



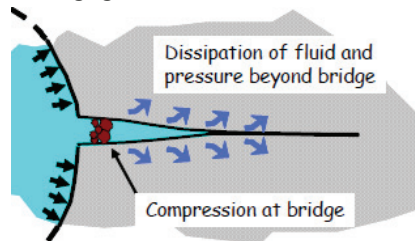
**Plastering effect**



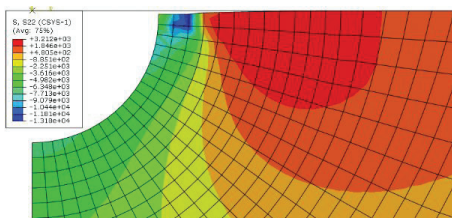
**Casing Motion**



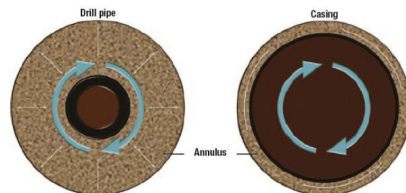
**Stress caging**



**Hoop stress contour profile in pore pressure model after applying plugging**



**Wellbore Difference**





# Impressive Contribution of CFD in Modelling Wellbore Physics



**Ali Ettehadhi Osgouei, Gursat Altun**

Petroleum and Natural Gas Engineering Department, Istanbul Technical University, Istanbul, Turkey

## ABSTRACT

In this study Computational Fluid Dynamics (CFD) method was used to model and predict stand pipe pressures (SPP) in a real well configuration. Moreover, cutting transport phenomena was simulated across a section of casing-drill pipe annulus using CFD to recognize the parameters affecting hole cleaning. Employing the real SPP field data is the important aspect of this study. Impressive CFD achievement for both applications resulted in significant CFD role in providing valuable insight to help engineers for understanding and simulating the physics in a circulation system prior to drill oil and gas wells.

## 1. INTRODUCTION

Computational Fluid Dynamics (CFD) is the science of predicting fluid flow, heat transfer, mass transfer, chemical reactions and related phenomena by solving the mathematical equations which govern these processes using numerical methods on a computer. The main goal of CFD is to obtain results comparable with real experiments, to avoid, at least partially, expensive and time consuming measurements and to simulate process which cannot be realized experimentally. A five tiered procedure should be followed in a common CFD modeling. First two tier consist of creating the model geometry, gridding and set up the solver and physical models. The last three tier covers computing and monitoring the solution, examining and saving the results, and considering revision to the numerical or physical model parameters, if necessary. As a predictive tool the application of CFD in petroleum engineering has been expanded ranging from drilling to production and post-processing.

Several studies stressed the emphasis of CFD application in wide area of petroleum engineering such as cutting transport, modeling separators, wellbore hydraulics, and flow in porous media. (Bilgesu et. al.2002; Singhal et. al. 2005; Suarez et. al. 2005; Clem et. al. 2006; Yusuf. 2006; Won et.al. 2008; Yao and Robello. 2008; Singh and Samuel. 2009; H. Al-Kayiem et. al. 2010; Sorgun et. al. 2011; Mokhtar et al. 2012; Mokhtari et. al. 2012). Some of these studies were considered frictional pressure losses (FPL) validated with experimental data but not with field measured data. This study is an attempt to apply CFD analysis for modelling two critical issues in drilling operations. In the first one, both CFD and analytical methods were used to calculate total frictional pressure losses (FPL) to realize better stand pipe pressures (SPP) in a real well circulation system.

In the second application, CFD method was used to model cutting transport events during drilling operation and investigate the effects of some critical parameters in variation of cutting transport ratio. Comparing the CFD results with field and obtained analytical results provided a great consistency and agreements that would be a strong indicator for reliability of CFD.

## 2. PREDICTION OF SPP USING CFD

First part of this study focuses on estimation of Stand Pipe Pressure (SPP) with analytical and Computational Fluid Dynamics (CFD) methods for a fluid circuit in a well pumping from surface to bottom of the well and then returning to surface through annular space. Non-Newtonian drilling fluids such as Bingham Plastic (BP), Power Law (PL), and Herschel Bulkley (HB) rheological fluid models were evaluated. Results were compared with the field data. The used data were adopted from the vertical well in Po Valley of Italy (Maglione et. al 2000). Analytical solution method dictated that the geometry of well was divided into sections which have its own geometric properties. Frictional pressure loss must be calculated for each section, and then frictional pressure loss across the bit must also be determined. After calculations, the result must be superposed to get overall frictional pressure losses. The same solution principle was used for Computational Fluid Dynamics (CFD) simulation. Each geometry was considered separately, and results were summed at the end. As geometry of drill bit was not available as in the case of this study, analytical calculation was used to determine the frictional pressure loss across the bit. The density of drilling fluid (mud) used in Well Po was 10 lbm/gal and viscosity properties of mud are given in Table 1. Three flow rates of 1670, 2460, and 3270 lit/min, used in the real well to measure SPP, were considered in this study to calculate FPL's through pipes and annulus. The rheological constants used in this study were the same with the study of Maglione et. al; (2000), which were obtained using regression analysis performed over six reading of Fann viscometer.

### 2.1 Analytical Methods to Calculate Stand Pipe Pressure (SPP)

Analytical solution of frictional pressure gradient can be calculated using slot flow approximation for Bingham Plastic and Power Law fluids. Formulation required to calculate frictional pressure losses can be found in literature for pipe and annular flows (Bourgoyne et al., 1991). There are some studies related to frictional pressure loss calculation for a fluid with

Herschel Bulkley rheological behavior which looks like combination of Bingham Plastic model and Power Law Model. However, this study followed the study of Antonino Merlo, et al (1995) to calculate FPL for a HB fluid analytically. The analytical results of Stand Pipe Pressure (SPP) calculation for each three non-Newtonian rheological models were listed in Table 2, and comparatively depicted in Figure 1 to show the validation results with field measurements. As seen from the Figure 1, the results obtained using Herschel-Bulkley model adequately fits the field measured data best. Bingham Plastic model did not yield a fair result, and its usage should be limited for field considerations under these conditions.

## 2.2 Numerical Method (CFD Method to Predict Stand Pipe Pressure)

In this study, CFD code ANSYS Workbench 14 was used to simulate non-Newtonian fluids flowing through a vertical pipe and annulus. Navier-Stokes equations obtained from the conservation of momentum were solved numerically using ANSYS FLUENT. The flow was assumed to be steady-state, incompressible, isothermal, and fully developed and k- $\epsilon$  model used for turbulent flow. Figure 2 shows a meshing sample for annulus and drillpipe of examined well. 400,000 hexahedral meshes were established through 1 meter of analyzed geometry. Estimated CFD results of SPP for Well Po were shown in Figure 3 graphically. It is clear that similar to analytical results, amount of SPP predicted by CFD analysis for a HB fluid gives the more accurate results so that these results are in good agreement with field measured SPP. This findings will be more obvious while calculating amount of error and standard deviation of the results.

It is obvious that as the flow rate increases, pressure drop also increases. In low flow rates, Power Law model gives close result with measured data. As the flow rate increases, this model fails to give realistic results. In moderate to high flow rates Herschel Bulkley model gives more compatible results. An error analysis was performed and the results were presented in Table 2. The total mean error at different flow rate was obtained by employing error calculation on the SPP result for each rheological model.

Simulation results considering all circulation rates represented 3.7% error for Herschel-Bulkley model to be more compatible with field measured data than Power Law, and Bingham Plastic models with 10%, 12% mean errors, respectively. FPLs obtained from Herschel-Bulkley model indicated an excellent agreement with field observed SPP's, particularly at high circulation rates.

## 3. MODELLING DRILL CUTTING TRANSPORT USING CFD

Cutting transport is an important phenomenon while drilling operation. A lot of experimental works on this topic have been conducted to model and calculate required parameters in order to provide effective hole cleaning. However, all experimental works limited with physical constraints. It is difficult and expensive to operate an experimental work in different well sizes using different particle sphericities and sizes.

In this section of study, the effects of mud weight, average annular velocity, and cutting size on cutting transport were investigated by the help of Computational Fluid Dynamics (CFD). Mathematical model of the cutting transport process in the annulus has been established based on Navier-Stokes equations, the continuity equation, and the non-Newtonian fluid rheological model using CFD for a created study case. In addition analytical method based on Moore correlation (Bourgoyne et. al., 1991) was used to calculate cutting transport ratio and compared with CFD results. Fluids properties and other parameters used in calculations were given in the Table 3.

Effect of mud weight on cutting transport efficiency has been shown in Figure 4. Note that mud viscosity parameters were constant even though muds have different densities. As expected, increasing in mud weight caused to increase in transport ratio and raised the hole cleaning ability of mud. This observation was more explicit in low annular velocities. Amount of cutting transport ratio for mud samples converged to each other with increasing average annular velocity. This means that in fluid circulation with high flow rates, a dominant factor in hole cleaning would be annular velocity rather than the mud weight. In addition, existence of good agreement between analytical and CFD results was a strong indicator for CFD results' validation.

Figure 5 depicted the effect of annular velocity on cutting transport for different mud samples as well as water. Note that both viscosity properties and densities of the muds were different in this case. Increasing mud rheological properties (viscosity) had a favorable effect on cutting transport ratio especially in low annular velocities. Similarly, average annular velocity would be an essential parameter in hole cleaning while pumping drilling mud at high rates. Weak or insufficient hole cleaning ability of water proved the importance of viscosity and rheological properties of drilling fluid.

Effect on particle size on cutting transport was evaluated using both analytical and CFD methods for three sizes of particle diameter (0.1-0.2-0.3 inches), and results were illustrated through Figure 6. It is observed that small particles can be carried easier than bigger particles so cutting transport ratio had an inverse relation with particle sizes. Therefore, particle sizes play

also important role in hole cleaning. Results indicated that particle sizes were more effective than other parameters such as density and viscosity of fluid despite the reduction of their impact at high annular velocities.

Simulating effects of average annular velocity, mud density, and cutting size on transport ratio using CFD were in a good agreement with analytical calculations with a relative error less than 10%. It can be inferred that CFD method is a powerful tool in predicting cutting transport to give an impressive idea prior to any operation and can be used to determine cutting transport related problems in advance along with taking to account necessary remedial actions.

#### 4. CONCLUSION

Prediction of stand pipe pressures and cutting transport or hole cleaning efficiency at a given circulation rate are important issues to be determined particularly during well design phase. There is a direct relation between these two property and energy consumption while drilling. Therefore, different drilling conditions should be simulated so that optimum drilling parameters are determined to achieve safe and minimum drilling cost particularly in environments with narrow mud weight window. Yet simple, analytical model solutions do not consider or handle some realistic drilling conditions. Moreover, there is no analytical solution such as flow in eccentric annulus, rotation of drillstring, temperature effect, transient flow conditions, etc. In general, if validated, CFD can safely be used in situations in the aforementioned situations.

In this study, SPP caused by various circulation rates were used to validate CFD results along with both field observed data (Well Po in Italy) and analytical solutions. It was obtained that CFD results are in better approximation to field observed data than those of analytical solutions. In addition to this fact, the selection of rheological fluid model is also important for accurately prediction of SPP. Both CFD and analytical results indicated that Herschel-Bulkley rheological model represents the given borehole, circulation rate, and mud conditions best.

Cutting transport or borehole cleaning efficiency was also simulated with CFD for various mud densities, rheological properties, cutting sizes, and mean annular mud velocities. The CFD results were validated with the results from analytical solution model, namely Moore correlation. A good agreement between the CFD and analytical solution were obtained. Among the examined properties, it was found that the most important parameter for an effective hole cleaning is the annular velocity that is followed by cutting size, mud rheology, and mud density, respectively.

#### ACKNOWLEDGEMENT

We would like to thank ITU BAP (The Scientific

Research Projects Office of Istanbul Technical University) for granting Project No: BAP-36633 and allowing us to publish the findings of the study.

#### REFERENCES

- Al-Kayiem, H., Zaki, M., N., Asyraf, Z., M., Elfeel, E., M., & Iskandar, S., B. (2010). Simulation of the cuttings cleaning during the drilling operation. *American Journal of Applied Sciences*, 7(6):800-806.
- Antonino Merlo, Roberto Maglione, and Cesare Piatt, (1995). An innovative model for drilling fluid hydraulics. Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Kuala Lumpur, Malaysia
- Bilgesu H.I, Ali M.W, Aminian K. and Ameri S. 2002: Computational Fluid Dynamics as a Tool to Study Cutting Transport in Wellbores. SPE 78716-MS, SPE Regional Meeting, Lexington, Kentucky, October, 23-25.
- Bourgoyne, A.T., Chenever, E.M., Millheim, K.K., and Young, F.S., 1991. *Applied Drilling Engineering*. (Editors Evers, J.F., and Pye, D.S.), Richardson, TX, s. 155
- Clem N. J., Coronado M. P and Mody R. K. 2006: Utilizing Computational Fluid Dynamics (CFD) Analysis as Design Tool in Frac-Packing Applications to Improve Erosion Life. SPE 102209, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, September 24-27.
- Maglione, R., Robotti, G., & Romagnoli, R. (2000). In-Situ rheological characterization of drilling mud. *SPE Journal*, 5(4), 377-386.
- Mokhtari, M., Ermila, M., & Tutuncu, A. N. 2012. Accurate bottomhole pressure for fracture gradient prediction and drilling pressure program-part I. Paper presented at the 46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium, Chicago, USA.
- Mokhtari, M., Ermila, M., Tutuncu, A. N., & Karimi, M. 2012. Computational modeling of drilling fluid dynamics in casing drilling. Paper presented at the SPE Eastern Regional Meeting, Lexington, Kentucky, USA.
- Sing, P. A. & Samuel, R. 2008. Effect of eccentricity and rotation on annular frictional pressure losses with standoff devices. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA.
- Singhal, N., Shah, S. N., and Jain, S. 2005. Friction pressure correlations for Newtonian and non-Newtonian fluids in concentric annuli. *SPE Paper* 94280. SPE Conference, Oklahoma City, Oklahoma, USA, April 17–19
- Sorgun, M. & Ozbayoglu, M. E. 2011. Predicting frictional pressure loss during horizontal drilling for non-Newtonian fluids. *Energy sources*, Part A, 33:631-640.
- Suarez L., Kenyery F. and Asuaje M.: 3D CFD Simulation of Rotary Gas-Separator Performance under Two-Phase-Flow Condition. SPE 94959, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, Brazil, June, 20-23, 2005.
- Won, S., Bilgesu, H. I., and Ameri, S. 2008. Investigation of mud-filtrate invasion using computational fluid dynamics. Paper presented at the SPE Eastern Regional / AAPG Eastern Section Joint Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- Yao, D., & Robello, G.S. 2008. Annular pressure loss predictions for various stand-off devices. Paper presented at the 2008 IADC/SPE Drilling conference, Orlando, Florida, USA.
- Yusuf A. A.: The Study of Down-hole Hydro-Cyclone Efficiency in Oil Wells Using Computational Fluid Dynamics. M.S Thesis, West Virginia University, 2006.

Figure 1. Analytical results for stand pipe pressure.

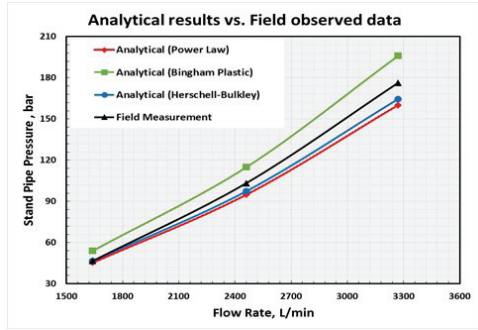


Figure 2. Sample meshes for annulus and drillpipe.

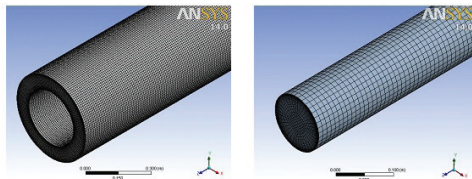


Figure 3. Numerical (CFD) results for stand pipe pressure.

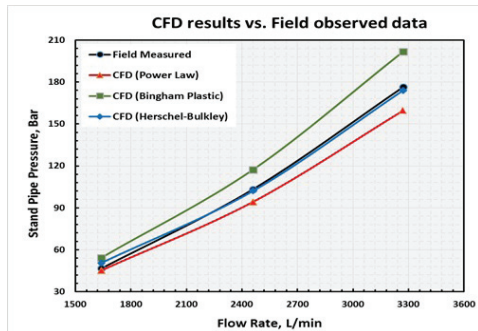


Figure 4. Effects of mud weight on cutting transport.

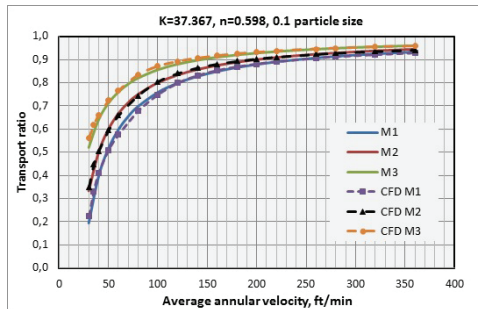


Figure 5. Effects of mean mud velocity on cutting transport.

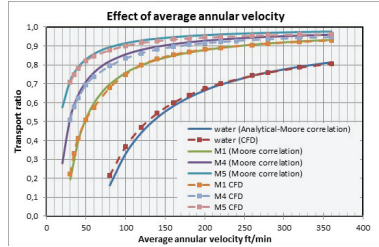


Figure 6. Effects of cutting size on cutting transport.

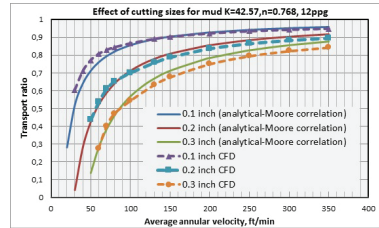


Table 2. Error analysis applied on analytical and CFD predicted SPP results.

Flow Rate (l/min)	SPP Field Data (bar)	Power Law	Bingham Plastic	Herschel Bulkley	Power Law	Bingham Plastic	Herschel Bulkley
		CFD results (bar)			Analytical results (bar)		
1640	46.600	43.470	52.850	50.600	45.310	53.945	46.529
2460	103.300	91.130	114.830	102.090	94.840	114.870	97.405
3270	176.300	156.080	196.910	173.090	160.100	195.940	164.506
Standard Deviation		17.760	19.195	3.795	12.975	19.275	8.880
Mem Error (%)		9.989	12.088	3.70	6.715621	12.70	4.183

Table 3. Parameters used in calculation of cutting transport.

Mud Code	Density (ppg)	K (cp)	n	Apparent Viscosity (cp) @60 ft/min
M1	10	37.367	0.598	10
M2	12	37.367	0.598	10
M3	15	37.367	0.598	10
M4	12	42.572	0.768	20
M5	15	44.906	0.876	30

Hole diameter	D = 8 inch
Pipe diameter	d = 4 inch
Mud density	$\rho_m = 10$ lbm/gal
Particle density	$\rho_p = 21.44$ lbm/gal
Particle diameter	$d_p = 0.1 - 0.2 - 0.3$ inch
Water density	$\rho_w = 10$ lbm/gal
Water viscosity	$\mu_w = 1$ cp
Sphericity	$\Psi = 1$

Table1. Properties of evaluated drilling mud

Rotor speed (rpm)	Fann dial reading	Density:	1190 kg/m <sup>3</sup>
600	38	Bingham Plastic Model:	$\mu_a = 0.017$ cp $\tau_y = 3.675$ Pa
300	26	Power Law Model:	$K = 0.699$ Pa-s-n $n = 0.477$
200	22	Herschel Bulkley Model:	$\tau_0 = 1.360$ Pa $K = 0.334$ Pa-s-n $n = 0.576$
100	15		
6	5		
3	4.5		

# Buckling and Axial Force Transfer of Buoyancy Assisted Casing



**Mehmet Arslan<sup>1</sup>, Stephan Miska<sup>2</sup>, Evren Ozbayoglu<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>TPAO

<sup>2</sup>University of Tulsa

Although the buckling phenomenon of oil well tubulars has been widely investigated so far, there is no study conducted about the influence of buoyancy on buckling behavior. This research mainly aims to provide better understanding of static and dynamic buckling behaviors of tubulars inside horizontal wellbores with emphasis on buoyancy, both experimentally and analytically. In order to conduct the experimental research, a horizontal buckling facility was constructed after considering the requirements to run reliable tests. Five pipes composed of two different materials with different dimensions were tested. Firstly, the static stability issue was investigated experimentally. Four out of the five pipes under consideration were tested to simulate running in operations with varying buoyancy conditions and loading speeds. Axial loads applied from one end and transmitted to the other end were recorded simultaneously with respect to the pipe displacement. In addition, the configuration of each pipe was observed throughout the tests. Experimental research on static stability, excluding one type of pipe, reveal that contrary to what the existing equations to predict critical buckling loads imply, even for naturally buoyant conditions, tubulars still resist buckling by the help of bending stiffness. Bending stiffness defines the rigidity of the pipe and tries to keep it straight regardless of buoyancy. Consequently, a considerable amount of axial load is required for both buckling initiation and formation of helical configuration, even for weightless cases. This stage of the experimental research also shows that loading speed does not have any significant effect on critical buckling loads. Based on the experimental results of four pipes, a theoretical study was conducted to eliminate the discrepancies between the results and predictions. Derived expressions for the critical buckling loads without considering buoyancy were modified in order to take into account the influence of buoyancy. Then, the remaining pipe was tested with different buoyancy conditions to validate the new equations. Experimental results of the last pipe also closely match the predictions by the new analytical findings. In addition to experiments simulating weightless cases, two pipes composed of different materials were tested with negatively buoyant conditions. The influence of rotation on tubular instability was also investigated within the framework of this study. Throughout the dynamic experiments conducted at different rotational speeds, three basic motion patterns were observed, depending on the magnitude of the axial load applied to the pipe. Dynamic experiments reveal that rotation itself has a strong influence on the onset of buckling and significantly

improves the axial force transfer efficiency. However, neither rotation nor loading speeds affect the critical load required to initiate snaking motion. Generally, this experimental and theoretical study provides insights into tubular instability inside horizontal wellbores with emphasis on buoyancy. The results are valuable for future applications of buoyancy assisted tubulars. Analytical findings that also consider the influence of buoyancy to predict critical buckling loads are useful for practical engineering and design calculations. Since it is shown that tubulars resist buckling even in naturally buoyant conditions, floatation methodologies can be employed to eliminate casing running operations in extended reach wells from the list of most critical operations and to design the wells to overcome the next challenging operation.

# Characterization of Aged Fluid in Casing Annulus

**Efecan Demirci<sup>1</sup>, Andrew K Wojtanowicz<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Turkish Petroleum Corporation

<sup>2</sup>Louisiana State University



A casing annulus is the confined space between two casings above the top of cement that forms after the cementing operation, and is full of the fluid (annular fluid) that remains after the cementing operation. When the cement leaks, one of the casings is damaged or any other operation into this space is necessary; annular intervention from the top valve or through the interior casing may be required – therefore annular fluid characteristics must be predicted. Since the only access to any casing annulus is the top valve on the wellhead, taking samples of the fluids from inside has been difficult. So, there is little information on properties and composition of these fluids; which makes any annular intervention inconvenient. Properties of an aged annular fluid in the mature wells could only be predicted by long-term experiments simulating chronological process of the fluids aging from cementing operation to the time when annular intervention is desired.

Cementing operation is the main component of drilling process for supporting the casing and protecting it from corrosion, and isolating different formations penetrated by the well[1]. Typical cementing operation involves; running the casing down to the hole and creating an annulus, then pumping cement through inside of the casing by displacing the drilling fluid to the surface. Ideally cement should push out the entire initial fluid and reach to the surface; however, due to either calculation errors or economic reasons, the top of cement usually cannot make it to the well-head. Therefore, an annular fluid fills out the space between two casings above the top of cement.

This extended abstract describes characterization of annular fluid (AF) by comparing a few published data with results of new experiments. The experiments with different annular fluids have been conducted over extended period of time.

Gel strength is one of the significant properties of a drilling mud. During drilling operations, early (10 minutes) gel is considered an advantageous property, which acts to suspend drill cuttings and other solid additives such as the weighting agents within its structure when the mud is under static conditions[2]. Experiments showed that the oil based muds build less gel strength than the water based muds[3,4]. Makinde et al. [5] studied the effects of temperature and aging time on properties of water-based drilling fluids. According to their experiments; plastic viscosities, yield point and gel strengths of water-based drilling fluids diminish

with time and temperature. Erge [6] conducted a similar study on the temperature effect on the water-based fluids and observed similar results. With not enough gel strengths static settling of solids – particularly barite – in the fluid is expected to be much greater[7]. Barite settling in stagnant drilling fluid (Barite Sag) is an undesirable problem in drilling operations [4] and causes density stratification in the mud column[8]. In a drilling operation barite sag can cause problems such as differential sticking of the drill string, formation of density gradient, wellbore instability, lost circulation, and may lead to serious well control issues[9, 10]. The settling can occur in both vertical and inclined fluid columns. The vertical case is often called “Hindered settling” or “Free settling” with a compaction regime at the bottom, hindered settling regime above the compaction regime, and the top clarification regime free from solid particles (Figure 1)[7]. Hindered settling is slower than free settling of a single particle due to changing concentrations and packing of the solid particles in a fluid[11]. Experiments on corpuscles settlements conducted by Boycott [12] showed that the sedimentation rate of the particles is a function of tubing inclination. Later, similar approach has been investigated by many researchers in barite sagging [13, 14]. In horizontal and vertical wells the shorter distance to the lower side of the wall results in rapid generation of solids beds as compared to that in vertical wells [15].

Hanson et al. [14] stated that the differences between the maximum and minimum mud weights after static sagging have been measured greater than 4 ppg. in the Gulf of Mexico [13]. This difference was reported greater than 7 ppg. in oil base muds in the North Sea. In Atlantic Canada, the density recorded during the bottoms-up circulation of the 11.3-lb/gal SBM varied from 10.2 to 16.9 ppg.[18]. In another study on cement spacers, it was stated that a good portion of barite in the spacer settled out in a short time when held under static conditions [16].

In a gas-leaking well, gas bubbles are expected to migrate through the annular fluid column. Saasen et al. [14] conducted experiments in a 2.13-meter pipe to evaluate and measure the effects of fluid properties on barite sag. Two of their mud samples contained some small bubbles of residual air entrapped during mixing, and showed severe sag compared to the gas-cut samples. They reported that the migration of bubbles during the static period may induce barite sagging, but no further considerations were given[14]. According to another study on drilling fluid reserve pits, as the

depth in the pit increases; the density of the fluid gets heavier[17]. A watery layer of light mud was observed at the top of drilling reserve pits that may have resulted from rainfalls. In addition to mud thinning due settling solids, a decanting column of free water develops on top of stagnant mud. Clay slurry dewatering experiments showed that calcium and magnesium-contaminated bentonite would release more water comparing to the pure sodium bentonite slurries[18]. Bol [19] performed 24 hour free-water settling tests by using bentonite slurries with different concentrations and compositions. His experiments indicated that top-settling of water can occur from zero to 46 percent of the total slurry height. All the findings above support the three-zone stratification of an aged mud column shown in Figure 1. Many researchers have been trying to predict the height of these zones. In Figure 2, a centrifuge experiment conducted with weighted synthetic-based mud matched with an unpublished empirical model is shown. The plot measurements and the model indicate three zones – 20% compaction zone, 25% hindered settling zone and 55% clarification zone – similar to the discussion above [8].

As discussed above, a compacted zone of settled barite is expected to deposit on the top of cement in the well is annulus. Size of this zone is important for well P&A operation using the cut-and-pull method that involves removing the inner casing and placing cement to maintain downhole integrity. One of the challenges of this method encountered by the industry was the incapability of production casing to be pulled up due to the compacted zone of settled Barite[20]. Thus, the top of this zone should be estimated to perform a successful cut-and-pull operation. Conventional CBL (cement bond log) technology and invention of ultrasonic tools are still not accurate enough due of uncertainty of interpretation[11]. Another relatively new logging technique called Third-Interface Echo (TIE) improves detection of the type of material in the entire annular volume[22]. A combination of these measurements and known system parameters – such as the casing wall thickness and properties of annular fluid – provides definitive determination of zonal isolation[21]. However, the improved technology would still not work with thick casings, light cements and heavy mud until a technique called the Isolation Scanner was introduced[23]. The scanner is able to predict the materials behind the casing including the contaminated cements, heavy muds and annular solid sags[24]. Consequently, the tool is capable to detect the top of compacted barite zone above the cement. Figure 3 shows a well interpretation consisted of various conventional logs and Isolation scanner to determine the level of cut-and-pull. As shown in the “Annulus Material” column of the figure, isolation scanner indicates an approximate 625-foot column of sagged barite on top of the cement. Furthermore, azimuthal evaluation shows the lightweight mud column above the barite section.

Annular fluid is a combination of three components: drilling mud, spacer and pre-flush. According to

the definition, spacer should have the highest and pre-flush should have the lowest density among the components. Even though the properties of these fluids are theoretically known, companies sell spacers as commercial product and their composition is confidential. For this study, formulations of these fluids were taken from the patent of Griffin and Moran [25] and from the Well Cementing book of Nelson [26]. Then, the three components are mixed together to create a typical annular fluid.

Determined annular fluid, with similar properties, have been used for the lab tests to understand the situation of an annulus over extended period of time.

A 20 feet pilot-scale physical model of annulus was created by assembling 6” and 8” steel pipes (Figure 4). Then, four pressure transducers were installed every 4 feet starting from 6” from the bottom of the annulus. The experiment was carried out by injecting 13 ppg water-based bentonite mud into the column and mud weights were continually read from the transducers in order to observe the weight change over time. A sample of mud was collected prior to the injection and tested for gel strength change over time by using a Fann-vg viscometer.

The results show that; despite the different densities and chemistry of drilling mud, spacer and pre-flush, final composition of annular fluid shows similar rheology to a typical drilling mud.

Four density plots are shown in Figure 5. All plots follow similar trends by they differ by density values. The initial increase is caused by the migration of air bubbles trapped in the mud during annulus fill-up. The reason for pressure (and density) drop in the 6th hour is the accidental activation of the safety valve. However, after the valve was closed, the pressure rebuilt to the same value in the 8th hour. After the 8th hour, there is a significant reduction of density (by 0.6-1 ppg) in all mud sections of the annulus despite the constant and high value of gel strength. The top mud section shows the highest reduction in density and the total mud column density drop is the smallest. The results cannot be clearly explained – particularly the while mud column density drop. The upper mud sections lost density due barite settling despite high gel strength. Apparently gel strength was unable to prevent the settling or its actual value during Barite settling was smaller than that measured in viscometer and plotted in Figure 5.

Reduction in gel strength might be the cause or result of Barite settling as the two-phenomenon affect each other. Results of the mud aging study performed by Makinde et al. [5] showed gel strength reduction over time. However, testing of gel strength (Figure 5) disproves this finding. The reason of the contradiction may be

the gel strength testing itself using viscometer. In the viscometer the mud sample is uniformly mixed before testing, so any settling of barite in the very small gap between the bob and cylinder is small or none. In the actual well, however, settling volume is not confined so the loss of Barite reduces the gel strength that in turn, enhances Barite sag.

The study clearly demonstrates the loss of mud weight over extended period of time. Any operation related to well annulus must be designed considering the sagged barite region and low-density upper portion of the annular fluid. The study is informing about the aging process of the fluid and expected to play role in compaction regime height predictions.

[1]Gordon, C., S. Lewis, and P. Tonmukayakul, 2008, "Rheological Properties of Cement Spacer: Mixture Effects," AADE-08-DF-HO-09, Proc. AADE Fluids Conference and Exhibition, Houston, TX, April 8-9, 2008.

[2]Shah, S.N., N.H. Shanker, and C.C. Ogugbue, 2010, "Future Challenges of Drilling Fluids and Their Rheological Measurements," AADE-10-DF-HO-41, Proc. AADE Fluids Conference and Exhibition, Houston, TX, April 6-7, 2010.

[3]Ehrhorn, C. and A. Saasen, 1996, "Barite Sag in Drilling Fluids," 4(Annual Transactions of the Nordic Rheology Society).

[4]Parvizinia, A., R.M. Ahmed, and S.O. Osisanya, 2011, "Experimental Study on the Phenomenon of Barite Sag," IPTC-14944-MS, Proc. IPT Conference, Bangkok, Thailand, Feb 7-9, 2014.

[5]Makinde, F.A., A.D. Adejumo, C.T. Ako, and V.E. Efeovbokhan, 2011, "Modelling the Effects of Temperature and Aging Time on the Rheological Properties of Drilling Fluids," Petroleum & Coal, 53, pp. 167-182.

[6]Erge, O., 2013, "Effect of Free Drillstring Rotation on Frictional Pressure Losses," M.S. Thesis, University of Tulsa, Tulsa

[7]Zamora, M., 2009, "Mechanisms, Measurement And Mitigation Of Barite Sag," OMC-2009-105, Offshore Mediterranean Conference, Ravenna, Italy, Mar 25-27, 2009.

[8]Scott, P.D., M. Zamora, and C. Aldea, 2004, "Barite-Sag Management: Challenges, Strategies, Opportunities," SPE-87136-MS, Proc. IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, TX, Mar 2-4, 2004.

[9]Paslay, P., U.B.R. Sathuvalli, and M.L. Payne, 2007, "A Phenomenological Approach to Analysis of Barite Sag in Drilling Muds," SPE-110404-MS, Proc. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, CA, Nov 11-14, 2007.

[10]Wagle, V., S. Maghrabi, and D. Kulkarni, 2013, "Formulating Sag-Resistant, Low-Gravity Solids-Free Invert Emulsion Fluids," SPE-164200-MS, Proc. SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, Manama, Bahrain, March 10-13, 2013.

[11]Baldock, T.E., M.R. Tomkins, P. Nielsen, and M.G. Hughes, 2004, "Settling velocity of sediments at high concentrations," Coastal Engineering, 51(1), pp. 91-100.

[12]Boycott, A.E., 1920, "Sedimentation of Blood Corpuscles," Nature, 104, pp. 532.

[13]Hanson, P.M., T.K. Trigg, Jr., G. Rachal, and M. Zamora, 1990, "Investigation of Barite "Sag" in Weighted Drilling Fluids in Highly Deviated Wells," SPE-20423-MS, Proc. SPE 65th

Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept 23-26, 1990.

[14]Saasen, A., D. Liu, and C.D. Marken, 1995, "Prediction of Barite Sag Potential of Drilling Fluids From Rheological Measurements," SPE-29410-MS, Proc. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, Feb 28-Mar 2, 1995.

[15]Skalle, P., K.R. Backe, S. Lyomov, and J. Svven, 1999, "Barite Segregation In Inclined Boreholes," Journal of Canadian Petroleum Technology, PETSOC-97-76, 38(13), pp. 97-76.

[16]Moran, L.K. and K.O. Lindstrom, 1990, "Cement Spacer Fluid Solids Settling," SPE-19936-MS, Proc. IADC/SPE Drilling Conference, Houston, TX, Feb 27-Mar 2, 1990.

[17]Wojtanowicz, A.K., S.D. Field, and Z. Krilov, 1989, "Statistical Assessment and Sampling of Drilling-Fluid Reserve," SPE Drilling Engineering, SPE-17245-PA, pp. 162-170.

[18]Suckling, T.P., C. Lam, S.A. Jefferis, and C.J. Pantling, 2011, "Evaluation of Causes of Bleeding of Free Water From Bentonite Slurry," Proc. 36th Annual Conference on Deep Foundations, Boston, Massachusetts,

[19]Bol, G.M., 1986, "Bentonite Quality and Quality-Evaluation Methods," SPE-13454-PA, Proc. IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Aug, 1985.

[20]Abshire, L., S. Hekelaar, and P.C. Desai, 2013, "Offshore Plug & Abandonment: Challenges and Technical Solutions," OTCT23906, Proc. Offshore Tehnology Conference, Houston, TX, May 6-9, 2013.

[21]Hayden, R., C. Russell, A. Vereide, P. Babasick, P. Shaposhnikov, and D. May, 2011, "Case Studies in Evaluation of Cement with Wireline Logs in a Deep Water Environment," Proc. SPWLA 52nd Annual Logging Symposium, Colorado Springs, CO, May 14-18, 2011.

[22]Shaposhnikov, P. and D. Findlater, 2013, "Advanced Techniques in Integrated Cement Evaluation," Proc. SPWLA 54th Annual Logging Symposium, New Orleans, LA, June 22-26, 2013.

[23]Schlumberger "Isolation Scanner Brochure". 2011.

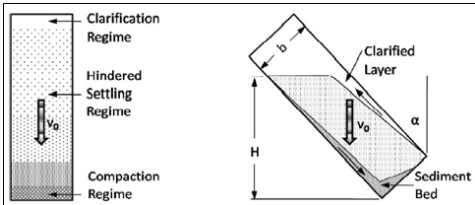
[24]Shaposhnikov, P., 2014, "Current and New Developments in the Cement Evaluation Technologies," Well Integrity & Asset Digitalization Conference, Houston, TX, April 15-16, 2014.

[25]Nelson, E.B., 1990, "Well Cementing." Schlumberger Educational Services.

[26]Griffin, T.J. and L.K. Moran. Spacer Composition and Method of Use. U.S. Patent. 4,083,407. Feb. 7, 1977. Print.

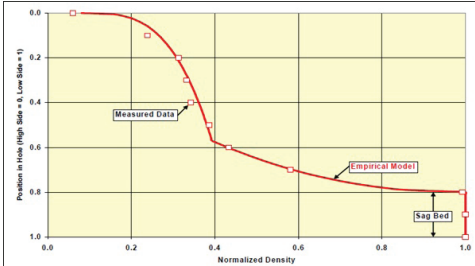


Figure 1



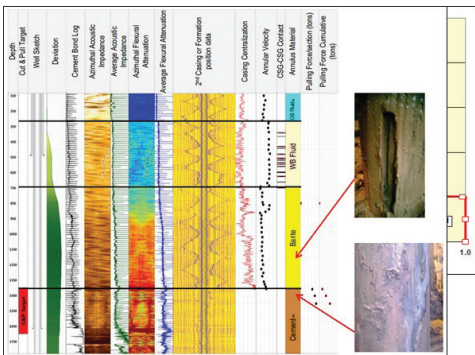
Hindered (left) and Boycott (right) settling kinetics under static conditions ( $V_0$  is the particles settling velocity,  $H$  is the height,  $b$  is the width and  $\alpha$  is the inclination angle) [7]

Figure 2



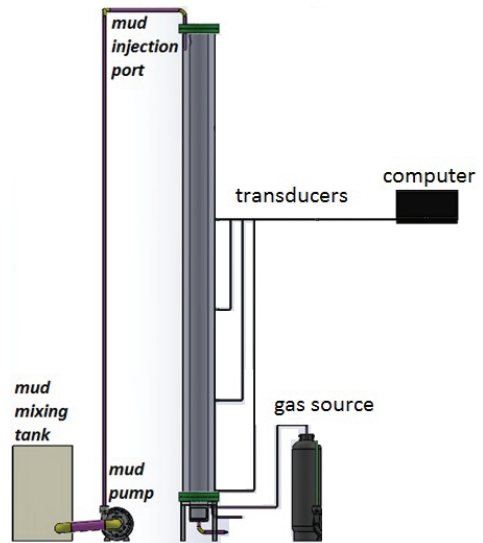
Plot of measured and predicted density of centrifuged synthetic based weighted mud. Using unpublished empirical formulas [8].

Figure 3



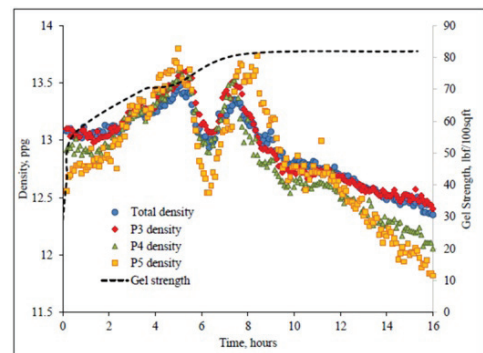
A well interpretation combined with conventional logs and Isolation Scanner to determine cut-and-pull level[24].

Figure 4



Experimental Set-up

Figure 5



Density obtained from pressure readings and progressive gel strength plotted together

# Development of Water-Based Drilling Fluids Customized for Silurian Dadaş Shale Reservoirs



**Emre Trabzon, Mustafa Hakan Özyurtkan**

Petroleum and Natural Gas Engineering Department, Istanbul Technical University, Istanbul, Turkey

Drilling activity has radically increased in unconventional shale gas reservoirs. Non-aqueous based fluid (NAF) is frequently chosen as drilling fluids in these shale plays. While NAFs can bring benefits such as shale stabilization, lubricity, and contamination tolerance, environmental concerns and related costs are a problem. These difficulties let the operators to search for different fluid systems such as water-based muds (WBM). Even though there is some operational likeness, there exist a wide range of downhole conditions for shale plays such as shale mineralogy and bottom-hole temperature. Thus, a single water-based solution to aim shale plays generally is not a realistic option. Instead, a customized approach that formulates a water-based mud system for a specific shale play has been attended. Customization depend on some factors of a given shale play such as the shale morphology and lithology, drilling considerations, and other reservoir-specific variables. In this study, two different WBMs investigated for Silurian Dadas shale formation found at south east Turkey. Full laboratory development, rheological and filtration testing are described. Additionally, the contamination and interaction of the drilling fluids systems with shale samples are examined. The experimental results shows proper rheological and filtration properties and these muds may be an alternate to NAFs with enhanced environmental and economic benefits. This study broadens our view and discusses the development of water based muds for other shale plays which have similar properties as Silurian Dadas Shale.

## INTRODUCTION

Predictable gas reserves have been intensely raised in the last decade due to the influence from unconventional shale plays (Mauawd 2009). Although unconventional gas reserves maintain resemblances in the way they are drilled and produced, in fact there are many vital modifications between plays. These modifications are physical dissimilarities such as the mineralogy of the formation, the bottomhole temperature (BHT) of the well, and petrophysical values (Young's modulus, Poisson's ratio etc.) (Passey 2010). From the drilling fluid design and deployment view, these dissimilarities among shale plays are of supreme prominence. Non-aqueous based fluids (NAF) are frequently preferred in unconventional shale plays. The advantages of NAF are good shale stabilization, lubricity, and contamination tolerance (Darley 1988). Regardless of these benefits, the unwanted environmental concerns of using base oils (commonly diesel oil for North American operations), as well as undesired high costs led the industry to search for alternatives. WBMs

commonly have an improved environmental profile over NAFs. Moreover, costs are generally lower. WBMs are considerably more sensitive to alterations in environmental conditions than NAFs, such as changes in temperature, salinity, pH, and contaminants. Therefore, a WBM composition cannot be expected to be used globally in unconventional shales. In this customization approach the fluid is designed to meet the challenges of a given play reactive clay and high bottom hole temperatures. Indicative success has been detected in the development of customized WBMs through this method. Subsequent sections demonstrate the formulation of WBMs and their successes it has produced in the context of Silurian Dadaş Shale.

## Silurian Dadaş Shale

The Silurian Dadaş Shale play is one of the largest shale play found in southeastern part in Turkey. It is believed to cover approximately 480,000 gross acre. Recent estimates indicate that there is a potential of 110 million barrels of oil in Dadaş Shale play. The Dadaş formation is deltaic, coursing-upward sanstone and shale found in outcrop in the Dadaş and Zenala areas of North Diyarbakır and Mardin High. The formation ranges from Late Silurian to Early Devonian (Alsharhan 1997). The evaluation of the Dadaş Shale mineralogy via x-ray diffraction (XRD) analysis of cuttings and core samples is given in Table 1.

## Experimental Study

Two different mud systems have been investigated in terms of rheology and water loss properties for temperature conditions up to 250 oF (126 oC). Freshwater formulations, given in Table 2, were designed for thermal stability. Common drilling fluid additives including bentonite clay and water were used in addition to specialized thinners/defloculants to control flocculation and water loss properties of the system. 30 g of shale having particle size <75 micron was added to 350 ml of customized WBMs. Both contaminated and uncontaminated WBMs were aged for 16 hours before exposing the rheological and water loss experiments. Rheological had been measured by using a rotational viscometer (Fann 35 Model). Filtration properties had been investigated by using API filter press for room temperature conditions (80 oF) under 100 psi pressure difference and HTHP (high temperature and high pressure) filter press for high temperatures under 100 psi pressure difference (300 psi over pressure and 200 psi back pressure applied).

Table 3 and Table 4 provides mud testing data for bentonite and lignosulfonate mud, respectively. Contaminating the mud samples by shale caused an increase in viscosity for both muds. Such situation is expected as the contamination increased the solid content of the muds. It can be deduced that the bentonite mud samples tolerated the shale entry as the viscosity of the samples are almost the same even for high temperature conditions. Also, filtration values were in the range of 15 ml even for high temperature and pressure conditions. Lignosulfonate mud have been customized taking into consideration the contamination caused by shale formation and the temperature. It was expected that the mud samples with given composition would have better rheological and filtration properties. As it can be seen from the results lignosulfonate mud samples' rheology and filtration were not affected. Both rheological and filtration values were in acceptable ranges even for high temperature conditions.

**CONCLUSION**

Customized WBMs have been developed for Silurian Dadaş shale play. The WBMs were customized via rheological and water loss properties of the fluid regarding the effect of the formation being drilled. Proper rheological and water loss data obtained for the fluids customized. The results from these findings give operators an environmentally-advantageous and potentially economically-advantageous alternative to NAFs.

**REFERENCES**

Alsharhan A.S. and Nairn A.E.M. [1997] - Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East. Elsevier, Amsterdam, 843 p.

Darley, H.C.H. and G.R. Gray, 1988. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. 5th Edn., Gulf Publishing Company, Houston TX, pp: 1-10.

Muawd, Jad. Estimate Places Natural Gas Reserves 35% Higher. The New York Times, June 18, 2009, pB1.

Passey, Q.R., Bohacs, K.M., Esch, W.L., Klimentidis, R. and Sinha, S. (2010) From Oil-Prone Source Rock to Gas- Producing Shale Reservoir-Geologic and Petrophysical Characterization of Shale-Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers: The International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, 8-10 June 2010, 29.

**Table 1. Representative XRD Data for Dadaş Shale.**

Component	wt. %
Quartz	17
Feldspar	<5
Dolomite	20
Calcite	<5
Caolinite	35
Illite	15
Smectite	<5

**Table 2. Customized WBMs for Dadaş Shale.**

Substance	Bentonite Mud	Lignosulfonate Mud
Caustic, g	0.06	0.06
Soda Ash, g	0.1	0.1
Bentonite, g	20	20
Thinner, ml	2	-----
Chrome Free Lignosulfonate, g	-----	3
Filtration Control Polymer – 1, g	-----	3
Filtration Control Polymer – 2, g	2	-----
XCD Polymer, g	2	-----

**Table 3. Bentonite base drilling fluid properties at different temperature conditions.**

Drill Reading, cm	Temperature, °F							
	80		150		200		250	
	Bentonite	Bentonite + Shale	Bentonite	Bentonite + Shale	Bentonite	Bentonite + Shale	Bentonite	Bentonite + Shale
Plastic Viscosity, cP	27	31	25	20	20	21	15	15
Yield Point, lb/100 ft <sup>2</sup>	55	56	54	47	38	36	16	15
100/100 (100 sec, 10/100 ft)	21/20/15	21/20/16	12/12/79	15/13/28	5/11/17	8/10/14	5/4/5	3/4/4
800	113	128	100	87	78	78	46	45
1000	66	75	77	67	58	57	31	30
2000	73	82	65	58	49	48	25	24
100	56	63	53	45	37	35	17	16
8	23	27	20	19	12	10	3	3
3	19	24	17	15	9	8	2	2
Fluid Loss @ 30 min, ml	6	6.5	11.2	6.6	14.6	8.8	16.2	17.8

**Table 4. Lignosulfonate drilling fluid properties at different temperature conditions.**

Drill Reading, cm	Temperature, °F							
	80		150		200		250	
	Lignos.	Lignos. + Shale	Lignos.	Lignos. + Shale	Lignos.	Lignos. + Shale	Lignos.	Lignos. + Shale
Plastic Viscosity, cP	10	12	11	14	11	11	5	5
Yield Point, lb/100 ft <sup>2</sup>	8	9	7	8	6	5	4	4
100/100 (100 sec, 10/100 ft)	10/9	10/9	20/22	20/14	20/15	20/15	10/28	10/28
800	28	33	20	16	28	27	16	40
1000	18	21	18	22	17	20	10	24
2000	9	16	11	14	12	15	8	18
100	8	10	8	9	8	9	5	11
4	2	2	2	3	2	2	2	2
3	1	1	1	1	1	1	1	1
Fluid Loss @ 30 min, ml	5.4	5.3	10.4	11.6	12.2	11.2	19.2	22

# A Comparative Study of Cuttings Transport Performance of Water Versus Polymer-Based Fluids in Horizontal Wells



Payam Allahverdizadeh<sup>1</sup>, Ergun Kuru<sup>2</sup>, Mahmut Parlaktuna<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Middle East Technical University Department of Petroleum and Natural Gas Engineering

<sup>2</sup>University of Alberta School of Mining and Petroleum Engineering

Effective cuttings removal from the wellbore is one of the major challenges in high inclination and horizontal well drilling applications. High circulation rates required in horizontal and extended reach wells to clean the wellbore from cuttings may not be always feasible due to the risk of increasing dynamic bottom hole pressure reaching the fracture limit of the rock.

Achieving good hole cleaning while keeping the dynamic bottom hole pressure within the safe operational window is very often the major engineering challenge. A drag reducing fluid with good hole cleaning ability could be a potential solution in this case.

Frictional drag reducing polymers are often composed of high molecular weight linear molecules and can be used with water or hydrocarbon based solvents. The main objective of this experimental study is to compare the cuttings transport performances of water and a drag reducing fluid (PHPA polymer based drilling fluid).

## INTRODUCTION

The problem of cutting transport in highly inclined and horizontal wellbores has been investigated since 1980's. Comprehensive reviews of the past work could be found in papers written by Pilehvari et al. (1999) and more recently by Li and Luft (2014). Generally, parameters affecting cutting transport could be categorized under three groups (Bilgesu, Mishra et al. 2007): fluid characteristics, cuttings related factors and operational variables.

Effect of fluid rheology on transportation of drilled cuttings has been widely studied in the literature. Williams and Bruce (1950) reported that low viscosity and low gel drilling fluids are better in removing the cuttings. Tomren et al., (1986) reported that effect of viscosity depends on the flow regime; when the flow regime is laminar, it is better to use high viscosity fluids; while in turbulent flow there is no significant effect of viscosity. Azar and Sanchez (1997) reported that high fluid viscosity reduces the well cleaning ability in deviated wells. Larsen et al., (1993), on the other hand, found that with increasing the apparent viscosity, equivalent slip velocity of cuttings decreases and, therefore, the efficiency of cuttings transport increases. Cho et al., (2000) indicated that a high viscosity drilling fluid would slightly improve cuttings transport as well as increase the pressure drop when the flow regime is turbulent. Saasen and Løklingholm (2002) discussed

the effect of bed consolidation caused by interaction of polymer based muds and drilled cuttings and concluded that it is best to use Newtonian fluids. Duan et al. (2009) results suggested polymer solutions are more effective in preventing formation of a bed. Li and Luft (2014) claimed that fluids with higher viscosity and density have better suspension ability, which results in lower cuttings concentration in the annulus. Based on the brief review of the effect of drilling fluid rheology on the cuttings transport, one could conclude that despite of many studies conducted on this subject, effect of fluid rheological characteristics on the cuttings transport efficiency still needs further clarification.

Generally, while drilling horizontal and deviated wells, increasing the drilling fluid flow rate translates into more effective removal of cuttings. This approach may be applicable in drilling of short horizontal or deviated well sections, however, when drilling a long horizontal section or extended reach wells using very high flow rates may not be feasible. High annular frictional pressure losses generally anticipated in long horizontal and extended reach wells could be very prohibitive, causing operational problems such as lost circulation, limited pump flow rate, as well as high pumping costs. Therefore, strategies to minimize the frictional pressure losses are needed as part of an optimization of drilling hydraulics program.

Use of drag reducing polymer additives at very low concentration in well drilling fluid applications has been proven to be an effective way to reduce frictional pressure losses significantly (Shah et al., 2006). However, using low polymer concentration to reduce the frictional pressure losses may interfere with some other functions of drilling fluid such as cuttings removal performance. Therefore, when analyzing the effect of polymer additives on the drag reduction, it is necessary to study the effect of adding the drag reducers on the cuttings removal performance as well. Recently, Corredor et al., (2014) studied the hole cleaning performance of drag reducing fluids using series of bed erosion tests. Comparing the hole cleaning performance of drag reducing fluid versus water, Corredor et al., (2014) concluded that water removes the particles from bed deposits at lower critical velocity.

Performance of drag reducing fluids in cuttings transport while drilling (i.e., effect on preventing particle deposition), however, has not been tested yet. The main objective of this experimental study is, therefore, set as

to compare the cuttings transport performances of water and a drag reducing fluid.

## EXPERIMENTAL METHOD

In order to conduct the experimental program, cuttings transport facility available at the Middle East Technical University, Petroleum and Natural Gas Engineering Department was used. A schematic diagram of experimental facility is shown in figure 1.

The 21 ft. long horizontal flow loop consists of a transparent acrylic casing with 2.91 inch ID and an inner drill pipe with 1.85 inch OD.

The drag reducing polymer was partially hydrolyzed polyacrylamide (PHPA). Rheological characteristics of the fluids at different polymer concentrations are shown in figure 2.

The cuttings are made of industrial sand (SG: 2.65) with median (D50) diameter of 2.75 mm. The cuttings are injected into the annular section from a 550-gallon capacity injection tank at a controlled rate using a rotating auger.

All experiments were conducted under atmospheric pressure and ambient temperature conditions. The inner pipe was not rotated during the experiments (i.e. simulating slide drilling, and/or coiled tubing drilling conditions).

## RESULTS

The drag reduction is calculated by using the equation 1:  

$$\% DR = (\Delta P_s - \Delta P_p) / (\Delta P_s) * 100 \text{ eq. (1)}$$

Where  $\Delta P_s$  is the pressure drop when using water only and  $\Delta P_p$  is the pressure drop when using water with polymer.

Figure 3 shows drag reduction vs polymer concentration obtained at 70 gpm and 100 gpm flow rates. The maximum drag reduction obtained at an optimum polymer concentration of 0.07 % wt/wt. Also shown in figure 3 is that the drag reduction increases with the increasing flow rate (i.e., increasing Reynolds number). This is in line with the results from previous studies (Shah et al., (2006), Kamel et al., (2009), and Corredor et al., (2015)). By studying the influence of the Reynolds number and the polymer concentration on the drag reduction, Kamel et al., (2009) found that the drag reduction is enhanced by increasing the polymer concentration. However, there is an optimal polymer concentration, which results the maximum drag reduction. Beyond this optimal concentration, the drag reduction decreases, mainly because the increase in the fluid viscosity superposes the reduction in the

turbulence intensities, increasing the total shear stress.

Kamel et al., (2009) also found that the drag reduction increased with the increasing solvent Reynolds number. However, as in the case of the concentration, beyond a critical value of Reynolds number, the drag reduction is decreased because after exceeding a certain value of shear stress, the polymer fibers start to degrade.

Figure 4 compares the cuttings transport performances of drilling fluids with different polymer concentrations. Cuttings transport performance was assessed by measuring the annular area occupied by cuttings bed deposits. It was observed that using the drilling fluid with optimum polymer concentration (i.e., the one resulting the maximum drag reduction; it was 0.07 % wt /wt in this case) resulted in the lowest cuttings bed deposits height in the annulus. In other words, compared to water and fluids with various polymer concentrations, the drilling fluid resulting the maximum drag reduction also provides the most efficient cuttings transport.

## REFERENCES

- Azar, J. J., and Sanchez, A.: "Important Issues in Cuttings Transport for Drilling Directional Wells", SPE 39020, Presented at the 5th American and Caribbean Petroleum Engineering Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil, 30 August-3 September, 1997.
- Bilgesu, H. I., Mishra, N., and Ameri, S.: "Understanding the Effect of Drilling Parameters on Hole Cleaning in Horizontal and Deviated Wellbores Using CFD" SPE 111208, Presented at the SPE Eastern Regional Meeting, Lexington, Kentucky, U.S.A., 17-19 October, 2007.
- Cho, H. Shah, S. N., and Osisanya, O.S.: "A Three-Layer Modeling for Cuttings Transport with Coiled Tubing Horizontal Drilling", SPE 63269 Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1-4 October, 2000.
- Corredor, F. E., M. Bizhani, and E. Kuru.: "A Comparative Study of Hole Cleaning Performance — Water Versus Drag Reducing Fluid", OMAE2014-24083, Proceedings of the ASME 2014 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, San Francisco, California, USA, June 8–13, 2014.
- Corredor, F. E., Bizhani, M., and Kuru, E.: "Experimental Investigation of Drag Reducing Fluid Flow In Annular Geometry Using Particle Image Velocimetry (PIV) Technique", ASME Transactions, Journal of Fluids Engineering, accepted March 2015.
- Duan M., Miska, S., Yu, M., Takach, N., Ahmed, R.M., and Zettner, C. M.: "Critical Conditions for Effective Sand-Sized Solids Transport in Horizontal and High-Angle Wells," SPE 106707, SPE Drilling & Completion, Vol.24, Issue.2, June 2009.
- Kamel, A., and Shah, S.N.: "Effects of salinity and temperature on drag reduction characteristics of polymers in straight circular pipes," Journal of Petroleum Science and Engineering, 67, 23–33, 2009.
- Larsen, T.I.: "Development of a New Cuttings-Transport Model for High-Angle Wellbores Including Horizontal

Wells”, SPE 25872, presented at SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Denver, Colorado, April 1993.

Li, J., and Luft, B.,: “Overview of Solids Transport Studies and Applications in Oil and Gas Industry-Experimental Work”, SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Oct. 2014, Moscow, Russia.

Pilehvari, Ali A., J. J. Azar, and Siamack A. S.: “State-Of-The-Art Cuttings Transport in Horizontal Wellbores”, SPE-37079-MS, Presented at the International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada, 18-20 November, 1999.

Saasen, A., and G. Løklingholm: “The Effect of Drilling Fluid Rheological Properties on Hole Cleaning”, IADC/SPE 74558, presented at IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, TX, February 2002.

Shah, S.N., Kamel, A., and Zhou, “Drag reduction characteristics in straight and coiled tubing - An experimental study,” Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 53, 179–188.  
Tomren, P.H., Iyoho, A. W., and Azar, J.J.: “Experimental Study of Cuttings Transport in Directional Wells”, SPEDE, Feb. 1986, 43-56.

Williams JR., C. E., Bruce, G. H., “Carrying Capacity of Drilling Muds”, Petroleum Transactions, AIME, Oct. 1950, Vol. 192 New Orleans, LA, US, 111-120.

Figure 1-Schematic of Laboratory set-up.

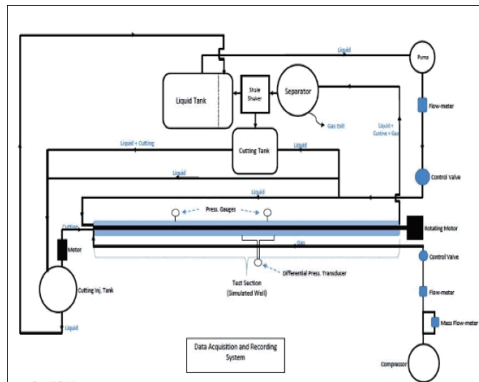


Figure 2- Rheological characteristics of Polymer (PHPA) Fluids.

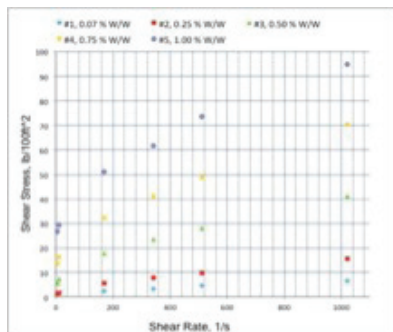


Figure 3- Drag reduction vs. Polymer concentration at 70 gpm and 100 gpm flow rate.

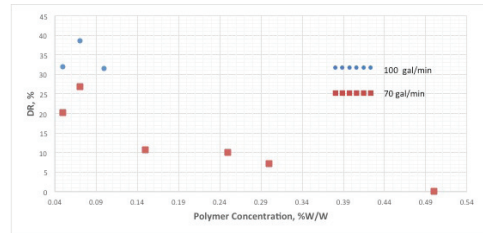
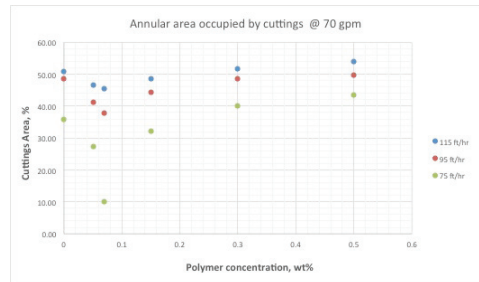


Figure 4- Area occupied by cuttings bed deposits vs. polymer concentrations of circulating fluid at different rates of penetration.



# Drilling Fluid Application in Underground Storage Project



**T. Çağrı Arı, Selçuk Erkeköl**

Turkish Petroleum Corporation, Research Center, Drilling Technology Department, Ankara, Turkey

## ABSTRACT

Drilling fluid design and application of Underground Storage Project were conducted by TP Research Center, Drilling Technology Department.

The field is a natural gas storage area and the reservoir pressure differs between winter and summer months. Even in the highest reservoir pressures, it is hard to maintain the hydrostatic pressure lower than the formation fracture pressure. Hydrostatic pressure is needed to be kept between pore pressure and formation fracture pressure to be able to drill through reservoir section by eliminating losses and controlling reservoir pressure without damaging formations.

D1, D2 and D3 wells were drilled within the scope of Underground Storage Project. These wells were started with the drilling of D1 well in May 2014 and finished in August 2014. In the first two sections of these wells, same drilling fluids were used. In 16" sections, spud mud was used and in 12.25" sections, KCl/Polymer mud was used. For the reservoir sections which is limestone, three different drilling fluids were used. Aphron drilling fluid, water base drilling fluid with bridging components and Mixed Metal Oxide (MMO) water base drilling fluid are the mud systems that were used in this interval. In this article; performance of the drilling fluids which were used in the reservoir sections, problems encountered during drilling and solutions applied are discussed.

## ÖZ

Doğal Gaz Depolama Projesi'nin sondaj sıvısı tasarımı ve uygulaması TP Araştırma Merkezi, Sondaj Teknolojisi Müdürlüğü tarafından yapılmıştır. Uygulamanın yapıldığı saha bir doğal gaz depolama alanıdır ve rezervuar basıncı kış ve yaz ayları arasında farklılık göstermektedir. Rezervuar basıncının en yüksek olduğu dönemlerde bile, hidrostatik basıncı formasyon çatlatma basıncından daha düşük tutmak zordur. Hidrostatik basınç; gözenek basıncıyla, formasyon çatlatma basıncı arasında olmalıdır ki, rezervuar aralığının sondajı yapılırken çamur kayıpları engellenip, rezervuar basıncı formasyonu kirlilemeden kontrol edilebilsin.

Doğal Gaz Depolama Projesi kapsamında D1, D2 ve D3 kuyuları kazılmıştır. Bu kuyuların sondajına Mayıs 2014'te D1 kuyusuyla başlanmış ve Ağustos 2014'te bitirilmiştir. Kuyuların ilk iki aralıklarında aynı sondaj sıvıları kullanılmıştır. Kireçtaşı olan rezervuar aralığında ise üç farklı sondaj sıvısı kullanılmıştır.

Aphron sondaj sıvısı, köprüleme malzemeli su bazlı sondaj sıvısı ve karışık metal oksit (MMO) su bazlı sondaj sıvısı bu aralıkta kullanılan çamur sistemleridir. Bu makalede, rezervuar aralığında kullanılan sondaj sıvılarının performansı, sondaj sırasında karşılaşılan problemler ve uygulanan çözümler değerlendirilmiştir.

## INTRODUCTION

One of the most important functions of a drilling fluid is to form hydrostatic pressure to ensure a safe drilling operation. The pressure exerted by the drilling fluid column in static conditions is called hydrostatic pressure. Hydrostatic pressure needs to be kept between formation fracture pressure and pore pressure. If hydrostatic pressure of the drilling fluid column is equal to or greater than the formation pressure, formation fluids will not flow into the wellbore. On the other hand; when the hydrostatic pressure exceeds the formation fracture pressure, there will be mud losses. The equation to calculate hydrostatic pressure is as follows:

$$Phyd = 0,052 * MW * TVD \text{ (Eq.1)}$$

Where;

Phyd is in pound per square inch (psi),

MW is in pound per gallon (ppg),

TVD is in feet (ft).

Reservoir pressure of the targeted formation differs between 1450-1900 psi. An average depth of a well in the field is 1250 m. By calculating from Eq.1, mud weight needs to be between 6.8 ppg to 8.9 ppg. As known; pure water is 8.33 ppg so mud weight needs to be lower than pure water for most cases. In the field, the difference between pore pressure and formation fracture pressure (mud window) is small. Mud weight and properties need to be kept in the planned program while drilling.

## DRILLING FLUID SELECTION

Starting with 16" sections, 12.25" sections and 8.5" sections were drilled. In 16" sections, spud mud was used, in 12.25" sections KCl/Polymer mud was used in all three wells. For the 8.5" sections three different drilling fluids used in each well. For the 8.5" sections, different fluids were discussed. Oil base mud (OBM) and underbalanced drilling (UBD) were the eliminated options for different reasons. OBM was eliminated because of environmental concerns, cost, need for modifications in mud tanks, solid control equipment on the rig. UBD was eliminated basically for

well control issues since the field is a natural gas storage area, it is hard to detect kicks while drilling without fluid. In addition to that; corrosion, borehole instability, need for additional equipment such as boosters and compressors, low efficiency on the mud motor were the other reasons.

### D1 WELL

Drilling of 8.5" section was started at 1029 m. and lasted at 1208 m. in D1 well. In this section Aphron drilling fluid was used.

Aphron drilling fluids are highly shear thinning water base fluids containing stabilized air-filled bubbles (aphrons). These drilling fluids have been usually applied to drill depleted reservoirs and high permeable formations. The most important feature of aphron drilling fluids are the rheology and presence of bubbles. System uses micro bubbles that are stabilized with a polymer and surfactant blend. Aphrons exist as independent spheres with an air core encapsulated by a multilayer film. This film is important to allow aphrons to function as a stable fluid. Structure of a colloidal gas aphron is shown in Figure 1.

In order to create aphrons, pressure drop is needed and it can be obtained either with mixing hoppers at the surface or at the bit nozzles as the drilling fluid exits from the bit. The typical aphron size ranges from 10-100 microns in diameter. This allows aphrons to be recirculated. The composition of the drilling fluid that was used in D1 well is shown in Table 1. Surfactant is the key chemical in this system, it should be added after the system LSRV of 50000 cP is obtained. While mixing the mud, soda ash was added firstly to the make up water to remove the hardness of water, viscosifier, filtration control agent and pH buffer agent were added respectively. Lastly surfactant was added. At the casing shoe of 9.625" casing, drilling fluid was changed from KCl/Polymer to Aphron drilling fluid. While drilling there were signal issues about MWD and to be sure about the performance of well logging operation, TP Production Department demanded logging operation before entering the reservoir formation. After drilling 40 meters; 10 ppb CaCO<sub>3</sub> was added to the system as bridging material to get signal and before logging operation aphron drilling fluid which does not contain surfactant was dumped as the volume of open hole. Well logging operation was performed successfully. Before entering the reservoir formation mud weight was increased up to 61 ppcf with CaCO<sub>3</sub> to avoid kicks but since the ECD was high, mud weight was decreased again with circulation and adding surfactant to the system. Mud weight in the last interval is figured in Figure 2. In the reservoir formation; blind drilling was performed from 1107 m. to 1130 m. because of MWD signal issues. Drilling was finished at 1209 m, well logging was performed and 7" casing was run as planned.

### D2 WELL

In this section water base drilling fluid with bridging components was used. The composition of the drilling fluid that was used in D2 well is shown in Table 2. This mud system consists of a sealing polymer in conjunction with highly resilient graphite additives to reduce pore pressure transmission and to avoid mud losses as figured in Figure 3. Sealing polymer reduces pore pressure transmission by sealing pore throats and microfractures to generate a semi-permeable membrane at the borehole interface. Wellbore strengthening agents are synthetic graphite designed to prevent partial and seepage mud losses. These agents are deformable polymers. Different sizes of CaCO<sub>3</sub> was used to support bridging, it was calculated from a software program according to the porosity and permeability of the formation to be drilled. Drilling of 8.5" section was started at 1115 m. and lasted at 1313 m. in D2 well. While drilling cement from 1111-1115 meters, before changing the mud type, it was seen that SPP was increased and did not go down even though the pumps were off and decided to POOH to see if the nozzles were choked. It was seen that there were cement pieces in the mud motor and LWD tool. After it was cleaned, RIH to the bottom and mud was changed at 1115 m. Sealing polymer concentration in the mud was 3 ppb at the beginning and it was increased gradually to 5 ppb. The other chemical concentrations were kept constant during drilling. In every two hours during drilling or circulating, 0.5 ppb sealing polymer, 0.2 ppb fine size wellbore strengthening agent and 0.1 ppb medium size wellbore strengthening agent was added to the system to keep the initial concentrations. The other chemical concentrations were shown in Table 2. Drilling was started with a mud weight of 66 ppcf and increased gradually to 68 ppcf before entering the reservoir formation to avoid kicks. No mud losses or kicks observed while drilling. At a depth of 1313 m, logging operation was performed and 7" casing was run into the hole.

### D3 WELL

Drilling of 8.5" section was started at 1114 m. and lasted at 1212 m. in the D3 well. In this section Mixed Metal Oxide (MMO) water base drilling fluid was used. The composition of the drilling fluid that was used in the D3 well is shown in Table 3. While mixing the mud, soda ash was added firstly to the make up water to remove the hardness of water, bentonite was prehydrated for 6 hours, rheological modifier and pH buffer agent were added respectively. After achieving an 11 pH, fluid loss control agent was added. MMO water base drilling fluids have high viscosity of the fluid at low shear rates results in a stationary layer of fluid on the sides of the wellbore and prevents loss circulation at depleted reservoirs. After changing the mud type from KCl/Polymer mud to MMO water base mud, 33 m. drilled. At that depth kick was observed. Well control was conducted after shutting the well with driller's method. Mud weight



was increased from 66 ppcf to 69 ppcf afterwards. The rheology of the system was high as seen in Figure 4. 10 seconds and 10 minutes gel strengths were close, gel strength was easy to break as described in Figure 5. The mud weight before entering the reservoir formation was 70 ppcf. At 1207 m., 35 meter above the targeted depth, loss circulation was observed. (90 bbl/hr) A total of 45 bbl was lost. Kick was observed. Drilling was stopped at 1212 m. Low concentration LCM plug (40 ppb CaCO<sub>3</sub>) was pumped three times but kick could not be controlled. By using a special equipment that prevents LCM plug to enter the bit nozzles, high concentration LCM plug was prepared (120 ppb CaCO<sub>3</sub>). High concentration LCM plug was pumped and squeezed. Mud weight increased from 70 ppcf to 72 ppcf to prevent kicks and pulled out of the hole. Logging operation was conducted. Before the 7" casing operation, high weight mud was pumped to the hole and casing was run at 1212 meter.

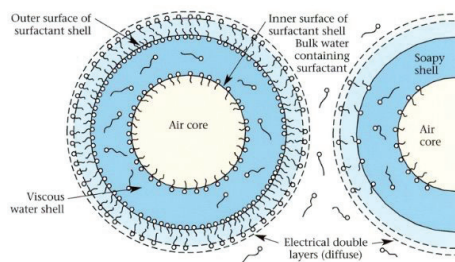
**CONCLUSIONS**

- Three wells were drilled within the scope of Underground Storage Project. In each well, different drilling fluid systems were used in the reservoir sections. It was concluded that it is critical not to have mud losses because it was followed by a kick.
- No problems about wellbore stability and hole cleaning were encountered. Minimum environmental impact and avoiding reservoir skin was aimed.
- In all wells 7" casing was run into the wells.
- D1 well was finished at the planned depth. It was seen that Aphron drilling fluids are suitable to drill depleted formations. The signal problem of MWD tools has been encountered. Proper research for tools should be made. Alternative solutions should be discussed. Good shearing is the critical factor for Aphron drilling fluids.
- D2 well was also finished at the planned depth. Sealing of the pore throats and microfractures were successful. There was no mud losses and kicks were encountered. Different sizes of CaCO<sub>3</sub> were used to support bridging. It was concluded that water base drilling fluid with bridging components is suitable to drill depleted formations.
- In D3 well, mud losses was observed 35 meters above the targeted depth. Kick was taken and well control was conducted. The well was finished at that depth and logging operation was performed. It was seen that high and flat rheology are essential for the MMO water base drilling fluids.

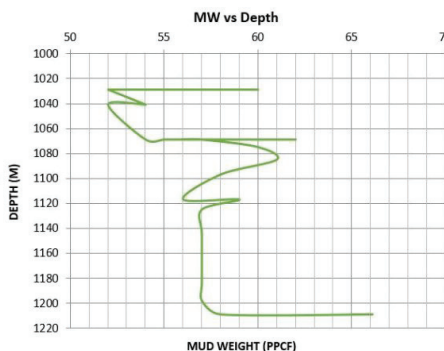
**REFERENCES**

[1] Fluid Facts Engineering Handbook. (Rev. ed., Vol. C). Baker Hughes INTEQ, 1999.  
 [2] A. Belkin, M. Irving, R. O'Connor, M. Fosdick, T. Hoff and F. B. Growcock, MASI Technologies and M-I SWACO. How Aphron Drilling Fluids Work. SPE 96145, 2005.  
 [3] Drillplex brochure, M-I Swaco, 2002.  
 [4] Sebba, F: "Foams and Biliquid Foams - Aphrons", John Wiley & Sons Ltd, 1987  
 [5] Max-Bridge Customized Bridging Technology, Baker Hughes, 2011.

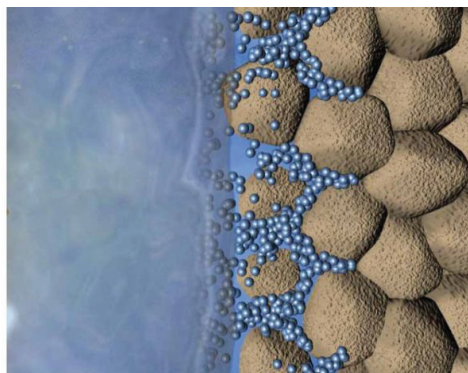
**Figure 1: Structure of a colloidal gas aphron**



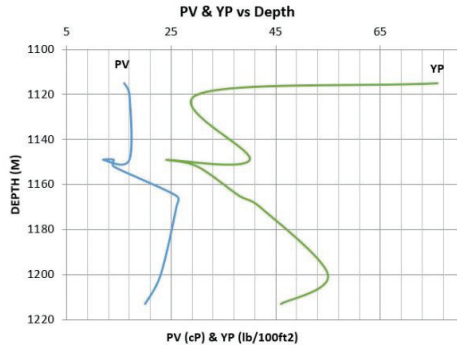
**Figure 2: Mud weight in the 8.5" section of D1 well**



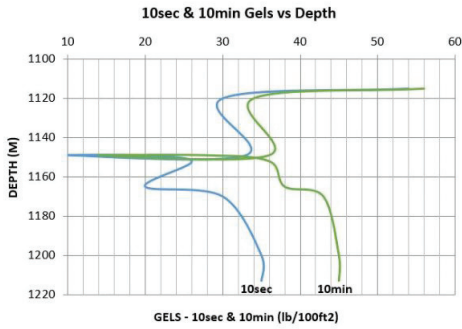
**Figure 3: Water base drilling fluid with bridging components**



**Figure 4: PV and YP values of MMO water base drilling fluid**



**Figure 5: Gel Strengths of MMO water base drilling fluid**



**Table 1: Aphron Drilling Fluid Composition**

Chemical:	Concentration (ppb):
Viscosifier	4.2-5.5
Filtration Control Agent	4.9-6.4
pH Buffer Agent	2-2.6
Bacterial Controller	0.2-0.3
Surfactant	0.9-1.2
Soda Ash	0.25
CaCO3	As needed

**Table 2: WBDF with Bridging Components**

Chemical:	Composition (ppb):
Soda Ash	0.3
Pore Fracture Sealing Polymer	3-5
Wellbore Strengthening Agent- medium	2
Wellbore Strengthening Agent- fine	4
Pac-Lv	4
Modified Starch	6
XC Polymer	0.5
CaCO3- fine	18
CaCO3- medium	4
Caustic Soda	0.25

**Table 3: MMO WBDF Composition**

Chemical:	Composition (ppb):
Soda Ash	0.5
Bentonite	11
Rheology Modifier	0.4-0.6
pH Buffer Agent	As needed to achieve 11 pH
Fluid Loss Control Agent	3.5-6

# Jackup Sondajlarında Mudline Suspension Sistem (MLS)

**Tamer Savaş, Bilge Cicek, Berkay Kocababuç**  
Türkiye Petrolleri, Sondaj Daire Başkanlığı, Ankara



Mudline Suspension Systems are commonly used for jack-up drilling where the water depth becomes greater than lead unacceptable buckling forces on the unsupported casing above the sea bed. MLS allow hanging off the casing weight at the sea bed instead of at surface, on the other hand the casing strings are tied back to a conventional surface wellhead and BOP system. The only weight supported at surface will be that of the casing between the surface wellhead and mudline plus a small excess to prevent buckling.

Mudline Suspension Sistemleri artan su derinliğinin deniz tabanı üzerinde desteklenmemiş casing(muhafaza borusu) üzerinde kabul edilemez buckling(burkulma) kuvvetlerine yol açtığı yerlerde jack-up(ayaklı platform) sondajları için yaygın olarak kullanılır. MLS casing ağırlığının yüzey yerine deniz tabanında taşınmasına imkan tanır, diğer yandan casing dizileri konvansiyonel yüzey kuyubaşı ve BOP sistemine bağlanır. Yüzeyde taşınan tek ağırlık mudlinedan yüzeye kadar olan casingin ağırlığı ve bucklinge engel olacak artı bir miktar emniyet payıdır.

Temelde “stack-up” ve “stack-down” olmak üzere iki Mudline Suspension Sistemi dizaynı mevcuttur. Bu iki dizayndan yaygın olarak kullanılan stack down sisteminin avantajları şöyle sıralanabilir:

-Tie-back operasyonları, tie-back bağlantıları ve seal(sızdırmazlık) alanları açıkta olduğundan kolaydır ve bu fiziksel zarar görme ihtimalini azaltır.

-Herbir tieback ayrı ayrı test edilebilir

-Her bir washout çıkışı bir önceki casing dizisinin altında yer aldığından hanger gelecek alanda çimento olmamasını temin eder.

-Tüm geçici terk kapakları(cap) bir sonraki kapak ile tam olarak örtülür.

Buckling yükünün bertarafına ilaveten Mudline Suspension Sisteminin bazı başka avantajları da mevcuttur:

- Kuyunun deniz tabanından basit ve etkili bir şekilde geçici terk edilmesine olanak tanır

- Kuyunun hem sonradan re-entry ve tamamlama yapılabilir bir subsea(sualtı) kuyusu olmasını hem tie-back operasyonu ile üzerine gelecek bir üretim platformuna bağlanabilmesini mümkün kılar

- Konvansiyonel bir kuyubaşı ve BOP sistemi kullanılabilir. BOP stacke fiziksel müdahaleyi kolaylaştırır. Choke hattı ve kill hattı kısa olduğundan kara kuleleriyle aynı kuyu kontrolü prosedürlerinin

uygulanmasına imkan tanır.

MLS sistemi kullanırken ilk hang-off yapılacak noktanın doğru ayarlanması elzemdir;Deniz tabanına yakın olmalı ve genellikle daha sonra terk işlemini de kolaylaştıracak şekilde mudline'dan 6-7,5 metre aşağıda olmalıdır. Ne var ki kondüktör “drive” ediliyorsa son derinlik tahmin edilemeyeceğinden hang-off noktasını gerekli derinliğe getirmek imkansızlaşır. Bu durumda hang-off noktası gerekli derinliğe ayarlanmak üzere sonraki dizi ile inilir. Kuyunun sondaj sonrası terk edilmesinde kondüktörün deniz tabanından kesilmesi gerekir. Alternatif olarak kondüktör önceden kazılmış bir kuyuya indirilip MLS hang-off noktasının doğru derinliğe ayarlanması yapılabilir. Bu durumda hang-off noktası üzerine bir “quick release conductor connector” bağlanarak kondüktörün yerinden alınması kolaylaştırılabilir.

Mudline Sisteminde iki farklı hanger tipi kullanılır “shoulder tipi” ve “expanding split ring tipi” hangerlar. Shoulder tipi hanger bir önceki casing dizisine kaynatılmış bir butt-weld shoulder üzerine ya da önceki hangerdaki uyumlu shoulder profiline oturur. Bu tasarım casing dizileri arasındaki anüler açıklığın geniş olup yüksek yük taşıma kapasitesinin mevcut olduğu durumlarda değerlendirilebilir. Sirkülasyon için de büyük bir akış alanı sağlanmış olur. Expanding split ring tipi hanger daha düşük casing çaplarına geçildiğinde anüler açıklığın küçük olduğu durumlarda kullanılır. Bir önceki hangerın yüzeyine işlenmiş özel profiline oturur. Split ring/hanger yüzeyinde çepeçevre bir yatak oluşturarak yüksek yük taşıma kapasitesi sağlar, diğer yandan kesintilerin geçebileceği bir akış alanı kalır.

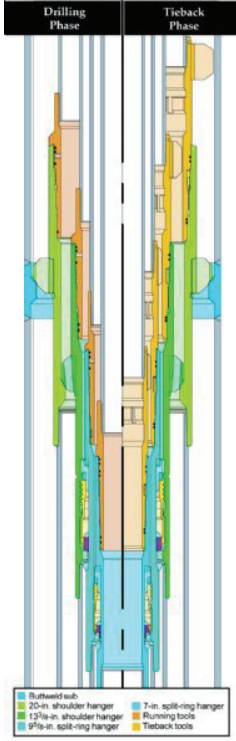
Her iki hanger tipi de sadece casing ağırlığını taşır; Anüler erişim ve sızdırmazlık(seal) yüzey kuyubaşı ile temin edilir.

Split ring tipi hanger inilmeden önce hang yapılacak profilin “clean-out tool” ile temizlenmesi faydalı olur. Her ne kadar profil mekanizması bir miktar kesinti, döküntüden etkilenirse de profil tamamıyla çimento ve ya büyük parçalarla doluyorsa “split ring” profile oturamaz.

Casing inişi hanger ve hang yapılacak derinliğe ayarlanan “hanger running tool” ile normal olarak yapılır. Running tool üzerindeki tüm casing bağlantıları azami sıkma torkunda yapılır. Bu, çimento sonrası

anülüs temizliği için sirkülasyona geçmek için sökme yönünde tur verilmesi gerektiğinden şarttır.

1\_MLS diagram stack down



Mudline Suspension Sistem diagramı sondaj vs tie back esnasında

Casing hanger running tool



Hangerların inilmesinde kullanılan ekipman

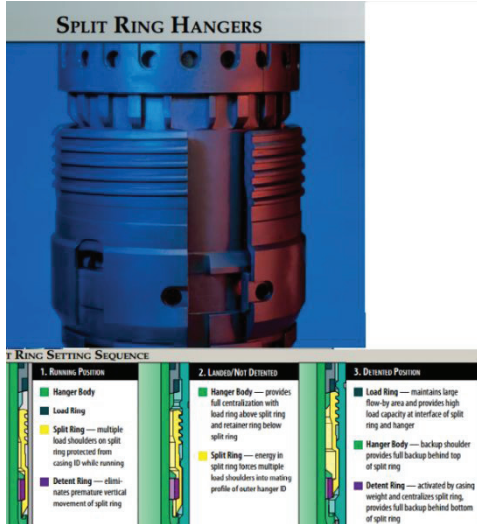
Casing hanger running tool\_2



shoulder tipi hanger

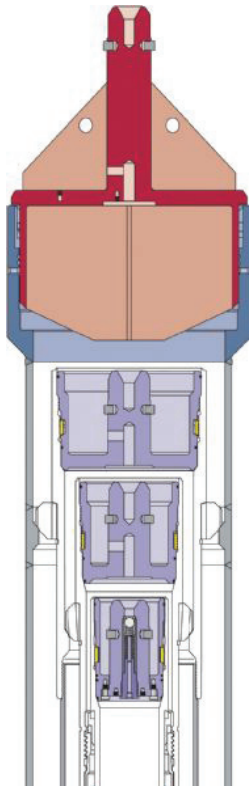


split ring tipi hanger



split ring tipi hanger ve aktivasyon şekli

Terk sonrası kapaklar







**Üretim**

**Production**

---





## Environmental Friendly (Green) Fluids and Technology



**Tzoni Raykov, Sebastian Krocza**

Halliburton

Halliburton fracturing service uses a new fracturing fluid formulation made with ingredients sourced from the food industry. This fluid can be used in reservoirs with temperature up to 270F. Advantages of the system is that it is environmentally focused fracturing gel using dry polymer with good proppant transport capabilities and excellent retained conductivity. The advanced dry polymer blender is one outcome of Halliburton's continuing commitment to develop more environmentally focused fracturing fluid systems. Now, with the development of the ADP blender, liquid gel concentrates used to blend fracturing fluids are no longer needed. This new blender enables any of Halliburton's fracturing fluid systems to be mixed from a dry powder. Controlling bacteria growth in fracturing fluid is critical since excess growth will lead to the corrosion of iron or steel, can cause the well to start producing sour (H<sub>2</sub>S) fluids and can destroy the fluid by causing it to become too thin to be effective. Halliburton's ultraviolet (UV) light bacteria control process, uses a mobile unit capable of treating fracturing fluid at rates up to 100 bbl/min. After water is produced back to the surface Halliburton system is used to destabilizes and coagulates the suspended colloidal matter in water. When contaminated water passes through the electrocoagulation cells, the anodic process releases positively charged ions, which bind onto the negatively charged colloidal particles in water resulting in coagulation. At the same time, gas bubbles, produced at the cathode, attach to the coagulated matter causing it to float to the surface where it is removed by a surface skimmer. Heavier coagulants sink to the bottom, leaving clear water, suitable for use in drilling and production operations.

Another novel acidizing fluid service uses a chelantbased fluid system for stimulating sandstone formations. This fluid system provides a safer and simpler HF acidizing fluid than traditional HF acid blends. The service is specially designed to be able to be used in high temperature formations, wells that cannot be treated with HCl-based HF fluids, or wells with a high or uncertain carbonate content.

Rock deconsolidation can lead to wellbore collapse, especially in horizontal wellbores. New acid system can be used to stimulate a carbonate formation and to remove damage from the formation with less risk of rock deconsolidation compared to highly acidic fluids, like high-strength HCl or formic/acetic acid blends. This fluid also minimizes emulsion and sludge tendencies compared to HCl fluids.

The system is designed for both carbonate and mixed carbonate/sandstone formations, and can be used in acid-sensitive areas. Temperature range is up to 400F and the fluid can be used to remove non-clay damage from gravel pack completions with less risk of damaging the particulates. The fluid can be used with HCl, acetic and formic acid blends and can be tailored for specific applications such as scale removal, pickling, matrix acidizing, or filter-cake removal applications

# Determination of The Best Viable Artificial Lift Used in Wells Producing Heavy Crude Oil



**Vedat Kaplan, Ersan Duygu**

Turkish Petroleum Corporation, ANKARA

Emulsion which occurs in all phases of oil production and processing in heavy oil fields causes several operational problems. Especially, it can preclude performance of artificial lift system and induce malfunctions due to high pressure drop in production string and high shear stress around rod. Existence of rod string in tubing heavily reveals production limitations in artificial lift systems used in deep wells which produce emulsifying heavy oil. Artificial lift systems do not only require power for lifting heavy oil up to the surface, but also they require power for coping with resistance of high viscous fluid during movement of rod string in tubing. Movement of rod string originates shear stress that is very sensitive to viscosity of fluid. In case of using progressing cavity pump, radial shear stress occurs during clockwise rotation of rod string. In contrast, as sucker rod pump is used, axial shear stress takes place on the up and down stroke of rod string. As far as negative effect is concerned, radial shear stress on the progressing cavity pump system is less detrimental than axial shear stress on the plunger pumping system in theoretical and practical aspects. It is also evident that it is possible to decrease negative effect of radial shear stress by selecting large displacement pump and reducing rotation speed of rod string by means of variable speed drive system provided that the same amount of production is received. Moreover, tubing back-off, twist-off caused by reversed movement of rod string and rod being screwed off when being shut down can be avoided owing to decrease in radial shear stress or torque created by high viscous fluid. This paper aims to expatiate that progressing cavity pump is viable choice for particularly deep wells producing emulsifying heavy oil in terms of operation and energy consumption.

## INTRODUCTION

Bati Raman oil field, having an estimated 1.8 billion barrels of heavy oil reserve represents the largest oil field of Turkey. Its reservoir rock is heterogeneous, fractured limestone, 1300 meter below the surface. Due to 13 degrees API gravity, 20 scf/bbl gas/oil ratio and average viscosity of 650 cp in reservoir condition, the oil field showed a fast production decline. Accordingly, Turkish Petroleum Corporation decided to carry out CO<sub>2</sub> injection application for enhancing oil recovery of the oil field. The oil field was first placed on production in 1961 and had produced 1.5 % of its reserves by 1986, when TPAO began immiscible CO<sub>2</sub> injection application. CO<sub>2</sub> injection has been applied in B. Raman oil field successfully since its inception and the oil field has produced about 6 % of its reserves up till now.

Due to low productivity of wells, high reservoir temperature and the fact that produced fluid should pass the motor and provide sufficient cooling, ESP is not particularly adaptable to the wells in B. Raman oil field. As in conventional ESP, ESPCP is also not convenient for the wells in this oil field because of reasons mentioned above. As a consequence, in majority of wells in the oil field, plunger pump systems are being used.

However, on the grounds that emulsion causes rod hang up and rod failure on the up and down stroke of rod string, it doesn't give any permission to increase number of stroke or stroke length of beam pump for receiving desired amount of production from the wells. Axial force (Drag Force) between the rod string and viscous fluid overloads the beam pump and precludes its normal operation. In addition, it also gives rise to malfunction in reducer of the beam pump due to excessive torque. In order to obviate this type of problems, many beam pumping unit have been replaced with progressing cavity pumps in the last decade. As progressing cavity pumping system is more efficient and requires less horsepower than the plunger pumping system, its application will be spread over the whole field.

## Analysis of Axial Shear Stress Effects on Rod and Tubing String

In the event that velocities of liquid particles at point 1, 2 and 3 were the same, axial shear stress would never take place on the up and down stroke of rod string in tubing as depicted in figure-1. In this circumstance, velocity profile of these three points would be as can be seen from graph-1.

Actually, velocity profile of these points is shown in graph-2. In other words, owing to difference among velocities of point 1 - 1', point 2 - 2' and point 3 - 3', axial shear stress occurs.

From equation (1), axial force induced by axial shear stress depends on viscosity of fluid, length of rod string, number of stroke, stroke length and radius of rod and tubing string. Except for changing radius of rod and tubing string, there is no any way in which axial force can be reduced. Neither number of stroke nor stroke length should not be decreased to mitigate axial force. Otherwise, production decreases (see equation (2)).

There are four key parameters that need to be taken into account in order to determine ultimate load and torque

capacity of beam pump and horsepower of electric motor. These are polished rod loads on the up and down stroke of rod string, number of stroke and stroke length. On account of high viscous fluid, axial force originates excessive load and causes polished rod load to reach unacceptable value on the up stroke. That axial force tends to alleviate the load on the carrier bar of the beam pump during the down stroke. Consequently, excessive torque comes about and it gives rise to increment in energy consumption.

Increment in number of stroke or stroke length also brings about additional power requirement. For instance, primarily to axial force, dynamic head, well-head pressure and pressure drop in tubing cause extension of the rod and contraction of the tubing string on the up stroke. In view of insufficient pump displacement or decrease in effective stroke length, number of stroke or stroke length of the beam pump should be increased for receiving the same amount of production.

In some cases sucker rod pump system is used in deep well producing emulsifying heavy oil, the carrier bar of the beam pump may separate from the polished rod clamp and rod hang-up problem may be encountered due to axial force on the down stroke of rod string. During the up stroke, polished rod clamp and carrier bar may pound against each other and damage the beam pump and the rod string.

#### **Analysis of Radial Shear Stress Effects on Rod and Tubing String**

If angular velocities of liquid particles at point 1, 2 and 3 were the same, radial shear stress would never take place during clockwise rotation of rod string in tubing as shown schematically in Figure - 3. In this situation, velocity profile of these three points would be as presented in graph-3.

Graph-4 illustrates actual velocity profile of these points. That is to say, due to difference among velocities of point 1 - 1', point 2 - 2' and point 3 - 3', radial shear stress occurs.

From equation (3), torque created by radial shear stress depends on viscosity of fluid, length and rotation speed of rod string, radius of rod and tubing string. Power requirement for coping with resistance of radial shear stress or torque originated by high viscous fluid during clockwise rotation of rod string in tubing is less than power requirement for overcoming axial shear stress or force induced by high viscous fluid on the up and down stroke of rod string. As well as changing radius of rod and tubing string, it is possible to mitigate torque by selecting large displacement pump and reducing rotation speed of rod string by means of variable speed drive system provided that the same amount of production is received. Hence, tubing back-off, twist-off caused by

reversed movement of rod string and rod being screwed off when being shut down can be avoided inasmuch as decrease in torque. Furthermore, progressing cavity pump system never encounter rod hang-up problem because of rotary drive motion.

Progressing cavity pump used in heavy oil field should have adequate displacement capacity and pressure capability to deliver the required fluid rate. Due to fluid slippage, inflow problems and gas interference, the use of large displacement pump at lower speeds can help to extend pump life without negatively affecting performance. In case well produces some amount of sand, it also eliminates accelerated wear of pump, rod and tubing string.

However, there is one point that should be taken into consideration. In order to alleviate radial shear stress on rod, rotation speed of rod string should not be decreased much more. Or else, torque on rod string begins to increase at certain point (see equation (5)). In addition to this, combined stress produced by total torque and force exceeds the yield capacity of rod string and it leads to rod failure (see figure (7) and equation (6)).

The laden torque of friction caused by interference between stator and rotor increases significantly with increasing rotational speed. Under the condition of high temperature and high pressure, heavy crude oil, sour gas or some chemical substance are able to penetrate the stator and induce swelling. The thermal expansion and swelling of the stator result in changes of the interference between the rotor and stator and the laden torque. The investigation of the laden torque is beyond the study of this paper.

Total torque or power requirement for lifting emulsifying heavy oil up to the surface is able to be mitigated by reducing viscosity of produced fluid. This can be accomplished by trickling condensate down the annulus. Graph-5 presents the effect of light oil on progressing cavity pump system used in Well B. Raman-296 properties of which are written in Appendix-B. But, care must be taken to ensure that condensate can't deteriorate elastomer and create swelling problem.

#### **Comparison of Energy Consumption between Progressing Cavity Pump (PCP) and Sucker Rod Pump**

As well as showing negative effect of emulsion on artificial lift systems, Graph-6 indicates calculated power requirement of sucker rod pump and progressing cavity pumps used in well-A properties of which are written in Appendix-A respectively. As can be seen, power requirement of sucker rod pump is higher than that of progressing cavity pumps in order to receive the same amount of production from the given depth. It is also proven that selecting large displacement pump

and reducing rotation speed of rod string by means of variable speed drive system are able to decrease power requirement. Graph-7, Graph-8 and Graph-9 emphasize that in case of increase in API gravity of fluid produced from the well-A, emulsion abates on artificial lift systems.

Power requirement through drive head (Direct Drive Power Transmission System), bearings, sheaves, belts and contact pressure between rotor and elastomer are considered negligible for the progressing cavity pumps. As for the sucker rod pump, power requirement through gears in reducer, bearings, sheaves, belts and friction arising between polished rod and stuffing box at wellhead are neglected. Apart from this, it assumes that fluid in tubing string is stationary on the up and down stroke of rod string while calculating axial force. In the meantime, dynamic head through the annulus of well-A is kept above bubble point pressure so that good pump fillage can be provided for each artificial lift system. The main purpose is to make out effect of radial and axial shear forces on rod and tubing string exactly.

Actual field data taken from the wells using progressing cavity pump and sucker rod pump in B. Raman oil field elaborate on Table-1. Each couple of the wells written on colorful line has got similar well properties. It can be clearly seen that artificial lift system using progressing cavity pump proves to be more efficient to receive desired amount of fluid per day from the given depth in terms of energy consumption.

Graph-10 illustrates relation between torque and rotation speed of rod string of four different progressing cavity pumps capacities of which are 30 M3/day, 60 M3/day 120 M3/day and 200 M3/day at 500 rpm used in well-A respectively. As can be seen, in order to alleviate radial shear stress on rod, rotation speed of rod string should not be decreased much more. Or else, torque on rod string begins to increase at certain point.

### Conclusions & Remarks

1. In deep wells producing emulsifying heavy oil, artificial lift systems using progressing cavity pumps are more efficient and require less horsepower than the plunger pumping systems.
2. Selecting large displacement progressing cavity pump and reducing rotation speed of rod string by means of variable speed drive system are able to mitigate torque on rod and tubing string. Consequently, tubing back-off, twist-off caused by reversed movement of rod string and rod being screwed off when being shut down can be avoided. Besides, they cause power requirement to decrease.
3. Progressing cavity pump used in heavy oil field should have adequate displacement capacity and pressure capability to deliver the required fluid rate. Due to fluid slippage, inflow problems and gas interference,

the use of large displacement pump at lower speeds can help to extend pump life without negatively affecting performance. In case oil well produces some amount of sand, it also eliminates accelerated wear of pump, rod and tubing string.

4. In case of using the progressing cavity pump, rotation speed of rod string should not be decreased much more to alleviate radial shear stress on rod string. Otherwise, torque on rod string begins to increase at certain point. In addition to this, combined stress produced by total torque and force exceeds the yield capacity of rod string and it induces rod failure.
5. Total torque or power requirement for lifting emulsifying heavy oil up to the surface is able to be moderated by reducing viscosity of produced fluid. This can be accomplished by injecting light oil (condensate) down the annulus.
6. In view of the fact that CO<sub>2</sub> gas is able to penetrate elastomer of progressing cavity pump and give rise to swelling problem that leads to increment in laden torque and it also brings about corrosion on surface of rotor due to its corrosive effect, progressing cavity pump used in heavy oil field where immiscible CO<sub>2</sub> injection application is carried out like in Bati Raman Oil Field should have good elastomer and rotor compatibility with produced fluid.
7. Before determination of maximum rod load and torque capacity of drive head and its power requirement, effect of emulsion should not be ruled out.
8. Artificial lift system using progressive cavity pump and direct drive power transmission system requires lower initial investment. Moreover, installation of PCP is easier and the progressing cavity pump system requires minimal maintenance.

### Acknowledgements

The authors would like to thank the Turkish Petroleum Corporation (TPAO) for permission to prepare and present this paper.

### References

1. Howard B. Bradley "Petroleum Engineering Hand Book"
2. K.J. Saveth, S.T. Klein and K.B. Fisher "A Comparative Analysis of Efficiency and Horsepower between Progressing Cavity Pumps (PCPs) and Plunger Pumps"
3. John K.Vennard & Robert L. Street "Elementary Fluid Mechanics"
4. K.J. Saveth "Field Study of Efficiencies between Progressing Cavity, Reciprocating and Electric Submersible Pumps"
5. Fluid Mechanics "Exact Solutions to the Navier-Stokes Equations II"
6. Majid S. Delpassand, Moyno Oil Field Products, A Unit of Robbins and Myers, Fairfield, California "Progressing Cavity (PC) Pump Design Optimization for Abrasive Application"
7. L.J. Dunn, C.M. Matthew and T.A. Zahacy, Center for Frontier Engineering Research "Progressing Cavity Pumping System Applications in Heavy Oil Production"
8. D.W. Wright, Amoco Production Co., and R.L. Adair,

Highland Pump Co.” Progressive Cavity Pumps Delivers Highest Mechanical Efficiency/Lowest Operating Cost in Mature Permian Basin Waterflood”

9. Carlos Guirados, Jose Sandoval, Olegario Rivas, Intevop S.A. and Henry Troconis, Maraven S.A. “ Production Optimization of Sucker Rod Pumping Wells Producing Viscous Oil in Boscan Field, Venezuela”

10. F.J.S.Alhanati, SPE, C-FER, Technologies and P. Skoczylas, SPE, C-FER Technologies “PCP Axial Load: Theory and Lab Results”

11. Liu He, SPE, University of Science and Technology of China, Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Petro>China;X.D. He, H.A. Wu and X.X. Wang, University of Science and Technology of China; and G.Cao, Daqing Oilfield Co.Ltd. “ Three Dimensional FEM Simulation and Parameter Study on Laden Torque of Interference Friction of PCP”

Appendix-A

Parameters of Well-A

- Depth of Perforation: 1350 meter
- Pump Setting Depth: 1400 meter
- Static Fluid Level: 900 meter
- Outside Diameter of Rod: 1”
- Weight of Rod: 2,95 lb/ft
- Outside Diameter of Tubing: 2,875”
- Inside Diameter of Tubing: 2,441”
- Diameter of Casing: 7”
- Flow Rate: 65 bbl/day
- Gas/Oil Ratio: 56 scf/day
- Productivity Index: 1 bbl/day/psi
- API of Oil: 13
- Bubble Point Pressure: 155 psi
- Well-Head Pressure: 300 psi
- Well-Head Temperature: 25 o C
- Reservoir Temperature: 65 o C

Appendix-B

- Parameters of Well B. Raman-296
- Depth of Perforation: 1320 meter
- Pump Setting Depth: 1349 meter
- Static Fluid Level: 767 meter
- Outside Diameter of Rod: 1”
- Weight of Rod: 2,92 lb/ft
- Outside Diameter of Tubing: 3,5”
- Inside Diameter of Tubing: 2,992”
- Diameter of Casing: 6 5/8”
- Flow Rate: 60 bbl/day
- Gas/Oil Ratio: 4833 scf/day
- Productivity Index: 1 bbl/day/psi
- API of Oil: 12
- Bubble Point Pressure: 160 psi
- Well-Head Pressure: 200 psi
- Well-Head Temperature: 25 o C
- Reservoir Temperature: 65 o C

Appendix-C

Determination of F TOTAL is shown below.

Figure-1

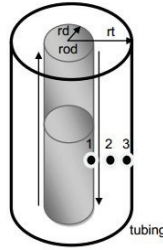
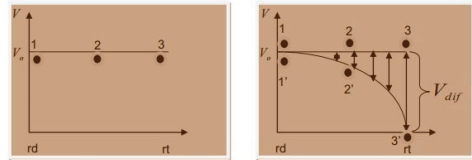


Figure-1 Analysis of Axial Shear Stress Effects on Rod and Tubing String başlığının altında olacak ve paragrafın sol kenarında yer alacaktır. 1. ve 2. paragraf ise sayfanın sağ tarafında yer alacak ve şekil ile karşılıklı olmalıdır. Şeklin altında Figure-1 yazılmalıdır.

Figure-2



$$\frac{dV}{dr} = 0 \qquad \frac{dV}{dr} = -\frac{dv}{dr}$$

Figure-2 Analysis of Axial Shear Stress Effects on Rod and Tubing String başlığının altındaki Figure-1 ve 2. paragrafın 'ın altında olacak. Herbir grafiğin altında ayrı ayrı Graph-1 ve Graph-2 yazılmalı

Figure-3

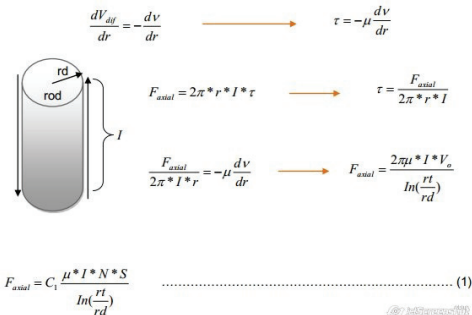


Figure-3 Analysis of Axial Shear Stress Effects on Rod and Tubing String başlığı altında Figure-2'nin altında yer alacak. Figure-3 içindeki silindirin altına Figure-2 yazılmalıdır.

Figure-4

$$Q = C_2 * N * S \qquad \dots \dots \dots (2)$$

Figure-4 Analysis of Axial Shear Stress Effects on Rod and Tubing String başlığının altında “ From equation (1)” cümlesi ile başlayan 3. paragraftan sonra konulmalıdır.

Figure-5

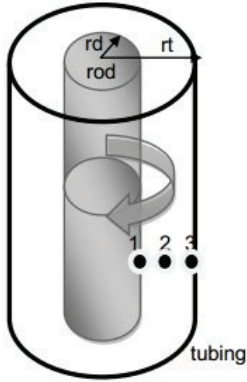
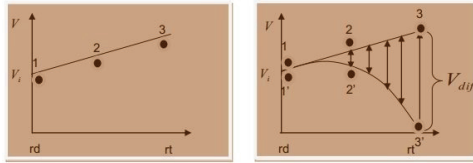


Figure-5 Analysis of Radial Shear Stress Effects on Rod and Tubing String başlığı altında paragrafın sol tarafında olmalıdır. Bu başlık altındaki ilk 1. ve 2. paragraflar ise sayfanın sağ kenarında yer alacak ve şekil ile karşılıklı olmalıdır. Şeklin altına Figure-3 yazılmalıdır.

Figure-6



$$\omega = \frac{dV}{dr}$$

$$-\frac{d\omega}{dr} r + \omega = \frac{dV}{dr}$$

$$\frac{dV_{diff}}{dr} = -r \frac{d\omega}{dr} \longrightarrow \tau_r = -r \mu \frac{d\omega}{dr}$$

Figure-6 Analysis of Radial Shear Stress Effects on Rod and Tubing String başlığı altındaki Figure-5 altında olacak. Herbir grafiğin altında ayrı ayrı Graph-3 ve Graph-4 yazılmalıdır.

Figure-7

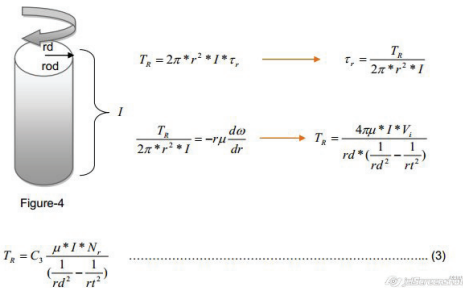


Figure-7 Analysis of Radial Shear Stress Effects on Rod and Tubing String başlığı altındaki Figure-6'nın altında olmalıdır.

Figure-8

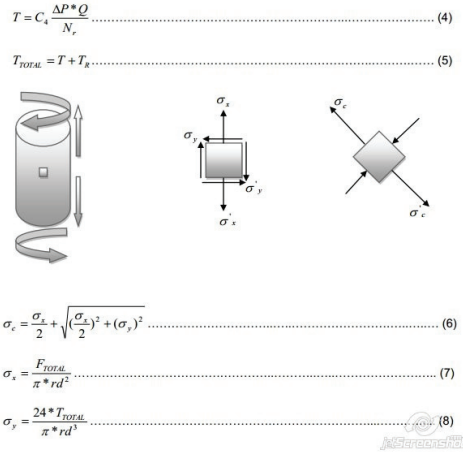


Figure-8 Analysis of Radial Shear Stress Effects on Rod and Tubing String başlığı altındaki "However" ile başlayan 5. paragrafın altında olacaktır.

Figure-9

**Nomenclature**

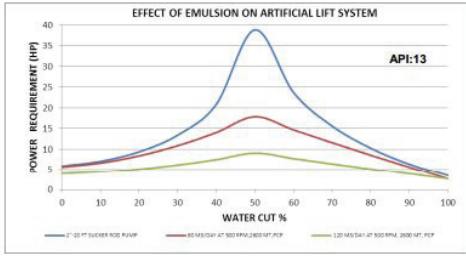
rd	: Radius of rod (Inch)
rt	: Radius of tubing (Inch)
r_rotor	: Radius of rotor (Inch)
e	: Eccentricity of rotor (Inch)
V	: Velocity
V <sub>av</sub>	: Average velocity of liquid particle on rod string on the up and down stroke
V <sub>diff</sub>	: Differential velocity
l	: Length of rod string (ft)
μ	: Viscosity of fluid in tubing (cp)
γ	: Density of fluid in tubing (lb/ft <sup>3</sup> )
τ	: Axial shear stress

---

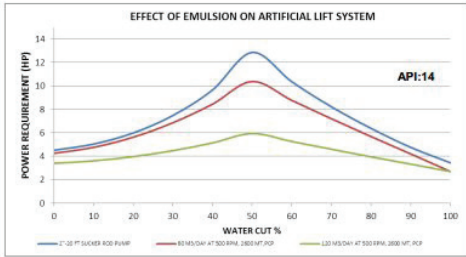
τ <sub>r</sub>	: Radial shear stress
N <sub>r</sub>	: Number of stroke per minute
S	: Stroke length (Inch)
F <sub>axial</sub>	: Axial force induced by axial shear stress (lbf)
F <sub>TOTAL</sub>	: Total force (lbf)
C <sub>1</sub>	: Coefficient of equation-1
C <sub>2</sub>	: Coefficient of equation-2
C <sub>3</sub>	: Coefficient of equation-3
C <sub>4</sub>	: Coefficient of equation-4
Q	: Flow Rate (bbl/day)
V <sub>i</sub>	: Velocity of liquid particle on rod string during clockwise rotation
ω	: Angular velocity
T	: Torque originated by hydraulic force on rotor (lbf-feet)
T <sub>R</sub>	: Torque induced by radial shear stress on rod string (lbf-feet)
T <sub>TOTAL</sub>	: Total torque on rod string (lbf-feet)
N <sub>r</sub>	: Number of revolution per minute
ΔP	: Difference between suction and discharge pressure of PCP (psi)
P <sub>o</sub>	: Discharge pressure of PCP (psi)
P <sub>i</sub>	: Intake pressure of PCP (psi)
W	: Weight of rod (lbf/ft)
σ <sub>r</sub>	: Combined stress (psi)
σ <sub>x</sub>	: Stress induced by total torque on rod string (psi)
σ <sub>y</sub>	: Stress originated by total force on rod string (psi)

Figure-9 Conclusions & Remarks başlığın altındaki 8. maddeden sonra Acknowledgement başlığının üst kısmında yer almalıdır. Figure-9'daki Nomenclature iki sayfa görülüyor. Tek sayfa görülmesi için sayfa ara boşluğu giderilmelidir.

Graph 6-7



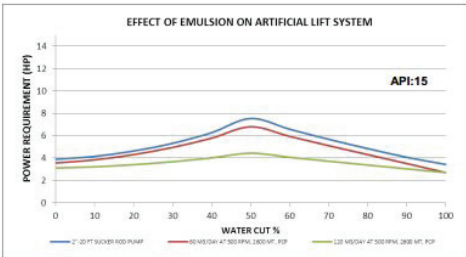
Graph-6



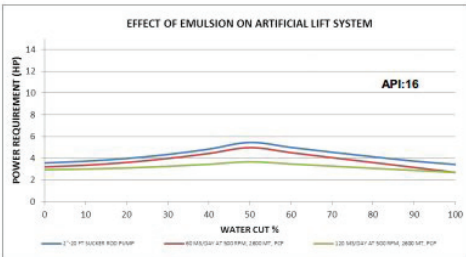
Graph-7

Graph 6-7, Graph-5' in altında yer almaktadır.

Graph 8-9



Graph-8

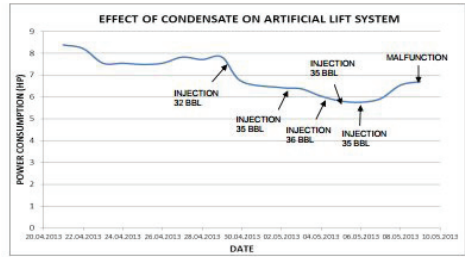


Graph-9

Graph 8-9, Graph 6-7' nin altında olmaktadır.

Graph-5

$$F_{TOTAL} = (P_D - P_f) * (16 * e * r_{max} + \pi^2 * r_{max}^2) - P_D * \pi d^2 + W * J - 6,944 * 10^{-3} * \gamma * \pi d^2 * J$$



Graph-5

Graph-5, "Determination of F TOTAL is shown below" cümlesinin altında yer almaktadır.

Table-1-Graph 10

Table-1

ACTUAL FIELD DATA			
ARTIFICIAL LIFT SYSTEM WITH PROGRESSING CAVITY PUMP		ARTIFICIAL LIFT SYSTEM WITH SUCKER ROD PUMP	
WELL	POWER CONSUMPTION	WELL	POWER CONSUMPTION
BR-34	14,61 HP	BR-162	45,34 HP
BR-183	11,87 HP	BR-45	55,01 HP
BR-224	14,61 HP	BR-269	42,89 HP
BR-250	7,59 HP	BR-365	50,58 HP
BR-358	13,84 HP	BR-263	34,7 HP
BR-370	15,38 HP	BR-71	26,18 HP

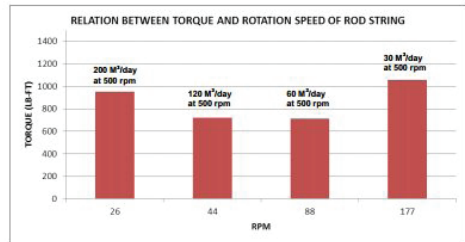


Table 1 - Graph 10, Graph 8-9' un altında yer almaktadır.

# Petrol Üretim Sahalarında Mikrobiyolojik Aktivitenin İzlenmesi ve Bakteri Kaynaklı Korozyonun Önlenmesi



**Beril Arac<sup>1</sup>, Ender Taptık<sup>2</sup>, Işın Dizvay<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>TPAO, Araştırma Merkezi, Ankara

<sup>2</sup>TPAO, Batman Bölge Üretim Müdürlüğü, Ankara

Bu çalışmanın amacı Batman Petrol üretim sahalarında mikrobiyolojik korozyona neden olan etkenleri araştırmak, biyosit performans testlerini yapmak ve sahada yapılan biyosit enjeksiyonunun etkinliğini belirlemektir. Bu kapsamda incelemeler ve analizler yapılmıştır. Petrol üretim sahalarından alınan su numunelerinde SRB koloni sayımları, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, gibi korozyon gazları ve anyon-katyon analizleri yapılmıştır. Bu analizler sonrasında sahalarda kullanılacak farklı firmalara ve etken maddelere sahip biyositlerden numuneler belirlenerek, performans analizleri Araştırma Merkezi Laboratuvarlarında 2 farklı yöntemle (seri seyreltme ve ağırlık kaybı) yapılarak, etkinlikleri belirlenmiştir. R-1. ve R-3. istasyonlarında yapılan biyosit enjeksiyonu (A-1. kodlu biyosit 300 L/hafta) sonrasında 1000 SRB koloni sayısı, 1 -10 SRB koloni sayısına düşmüştür. Bakterilerin koloni sayılarının takibi yapılarak biyosit enjeksiyonları yinelenmektedir. Yapılan çalışmalar sonucunda periyodik biyosit enjeksiyonlarının bakteri koloni sayısını kontrol altına alabildiği görülmüştür. Bu çalışma kapsamında saha çalışmaları ve biyosit enjeksiyonları ile paralel olarak laboratuvar şartlarında farklı biyositlerin performans testleri de yapılmış ve ayrıca bu biyositlerin korozyondan koruma potansiyelleri de belirlenmiştir. C-1 ve C-2 kodlu biyositler bakteriden koruma açısından 100 ppm konsantrasyonda en iyi performansı göstermişlerdir. Analizlenen 8 farklı biyositten C-3 kodlu, B-1 kodlu ve A-2 kodlu biyositlerin 100 ppm konsantrasyonda korozyona karşı koruma sağladıkları tespit edilmiştir. This study aims to investigate the factors promoting microbiologic corrosion, to conduct performance tests on different biocides, and to investigate the efficiency of the biocide injections made in the field. In regards to that, SRB counts, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> and other corrosive gas analysis, and anion and cation analysis were conducted on the water samples taken from the oil production wells. Afterwards, a number of biocide samples were provided from different brands and were subjected to performance analysis at Research Center. The level of activity identified by two different methods was given below.

At the 1st and 3rd stations in R, the number of colonies of SRB was decreased to 1-10 from 103 when A coded biocide injected 300L per week. It's seen that periodic injections can control the bacteria colony number. Also, biocides were subjected to performance tests and their corrosion protectivity was investigated in addition to the studies in the field and the biocide injection. The best performance was observed at 100 ppm by biocides C-1 and C-2. Among 8 different biocides, C-3, B-1,

and A-2 provided corrosion protection at 100 ppm concentration.

## GİRİŞ

Bu çalışma kapsamında petrol üretim sahalarında mikrobiyolojik korozyona neden olan etkenler araştırılmış, incelemeler ve analizler yapılmıştır. Batman sahalarında hatlarda sıklıkla meydana gelen hasarlar, SRB koloni sayım değerlerinin ve suda H<sub>2</sub>S konsantrasyon değerlerinin yüksek olması gibi nedenlerle korozyon mücadelesine ihtiyaç duyulmaktadır. Bunun için korozyon inhibitörleri, H<sub>2</sub>S'i uzaklaştırmak için H<sub>2</sub>S scavenger kimyasallarının yanısıra biyosit kullanımını düşünülmüştür. Söz konusu sahada tespit ve incelemelerde bulunmuş, yapılması planlanan biyosit enjeksiyonları öncesi serbest su ayırıcılar, atık su tankları ve bazı kuyulardan numuneler alınarak Araştırma Merkezi Laboratuvarlarına getirilmiş, sahada yapılması gereken analizler kuyu veya tank başlarında yapılmıştır. Su numunelerinde SRB koloni sayımları, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, ve anyon-katyon analizleri yapılmıştır. Bu analizler sonrasında sahalarda kullanılacak farklı firmalara ve etken maddelere sahip biyositlerden numuneler edinilmiş, performans analizleri Araştırma Merkezi Laboratuvarlarında 2 farklı yöntemle (ağırlık kaybı ve seri seyreltme yöntemleri) yapılarak, etkinlikleri belirlenmiştir. C-1 ve C-2 kodlu biyositler bakteriden koruma açısından 100 ppm konsantrasyonda en iyi performansı göstermişlerdir. Analizlenen 8 farklı biyositten C-3 kodlu, B-1 kodlu ve A-2 kodlu biyositlerin 100 ppm konsantrasyonda korozyona karşı koruma sağladıkları tespit edilmiştir.

## 1. MİKROBİYOLOJİK KOROZYON VE BİYOSİTLER

Mikrobiyolojik kaynaklı veya korozyon hızının mikroorganizmalarla artırılması ile oluşan korozyon, biyokorozyon veya mikrobiyolojik etkiden kaynaklanan korozyon (microbially induced veya influenced corrosion, MIC) olarak tarif edilebilir. Mikroorganizmalar biyofilm oluşturarak, yapışkan maddeler üreterek, çatlak korozyonunun gelişmesi için uygun bir ortam olan birikintileri üreterek, metabolik ürünleriyle korozyon hızını artırarak, ortama korozyonu engellemek için ilave edilen kimyasalları parçalayarak ve korozyon reaksiyonlarını direkt etkileyerek (katodik veya anodik reaksiyonları hızlandırarak) korozyonu hızlandırır.

Mikroorganizmaların korozyonu hızlandırmasında etkili olan mekanizmalar:

- Biyofilm oluşumu,



- Yapışkan maddelerin (ekzopolisakkaritler) üretilmesi,
- Çatlak korozyonunun gelişmesini kolaylaştıran birikintilerin üretilmesi,
- Metabolik ürünler ile korozif, asidik bir ortam oluşturulması,
- Gerilim korozyon kırılmasına yol açan sülfür ve hidrojen gibi metabolitlerin üretimi,
- Ortama korozyonu engellemek için eklenen kimyasalların parçalanması,
- Katodik veya anodik reaksiyonların hızlandırılması ile korozyon reaksiyonlarının direkt etkilenmesidir.

### 1.1 Mikrobiyolojik Korozyon Oluşumunda Sülfat İndirgeyen Bakteriler ve Biyofilmlerin Rolü

Mikrobiyolojik korozyon farklı bakteri türleri tarafından gerçekleştirilen oldukça karmaşık, birbirini etkileyen bir seri biyokimyasal reaksiyon sonucu gerçekleşmektedir. Mikrobiyolojik korozyon ile ilgili başlıca bakteriler SRB'ler (özellikle Desulfovibrio, Desulfotomaculum, Desulfomonas cinslerine ait türler), sülfür yükseltgeyen bakteriler, demir indirgeyen/yükseltgeyen bakteriler, mangan okside eden bakteriler ve organik asit ve ekzopolisakkarit (EPS) üreten bakterilerdir. Bu organizmalar metal yüzeyinde doğal olarak oluşan biyofilmde kompleks oluşturmaya başlar ve ekzopolisakkarit maddelerden (EPS) oluşan bir matrisi olan, içine hücreler ve inorganik maddeler tutunmuş bir jel olarak kabul edilebilir. EPS, terminolojide "ekstraselüler polimerik maddeler, ekzopolisakkaritler" terimlerinin karşılığı olarak kullanılmaktadır.

MIC gelişimi aşağıdaki şekilde gerçekleşir:

1. Mikroorganizmanın yüzeye tutunması
2. Biyofilm oluşumu ve çukur korozyonu oluşumu
3. Biyofilm ve çukurun büyümesi, genişlemesi

Bakteriler belirli bir bölgeye başarılı bir şekilde tutunduktan sonra, ikinci faz yani biyofilm oluşumu başlar. Mikroorganizmaların ürettiği yapışkan EPS'ler tutunmayı sağladığı gibi beslenme için kullanılacak organik ve inorganik materyalleri içinde tutarak metal yüzeyinde biyofilm oluştururlar. Biyofilm içinde tek bir mikroorganizma değil, değişik tipteki mikroorganizmalardan oluşan bir topluluk bulunur. Bu topluluğun etkileşimi sayesinde bazı mikroorganizmalar için mümkün olmayan çevrelerde gelişim devam eder. Örneğin, aerobik bir ortamda anaerobik bir bakteri gelişemez, ama bir bakteri topluluğu içinde dış yüzeyde yer alan aerobik bakteriler, oksijeni tüketerek, oksijen konsantrasyonunu biyofilmin içine doğru azaltır ve anaerobik bakterilerin gelişebileceği bir ortam oluştururlar.

Metal yüzeylerin mikrobiyel korozyonu, inorganik korozyondaki klasik elektriksel ara yüzey kavramını oldukça değiştirir. İyonların çeşit ve konsantrasyonunda,

pH değerlerinde, yükseltgenme-indirgenme potansiyellerinde biyofilm etkisiyle meydana gelen önemli değişiklikler, metalin ve korozyon ürünlerinin aktif ya da pasif davranışlarını ve korozyon hızlarının hesaplanmasında kullanılan elektrokimyasal değişkenleri etkiler. Mikroorganizmalar korozyonu, metal-çözelti ara yüzeyindeki elektrokimyasal koşulları değiştirerek etkiler. Bu değişiklikler farklı etkilere sahiptirler: lokal korozyona sebep olabilir, genel korozyon hızını arttırabilir veya korozyonu durdurabilirler. Korozyon işlemindeki katodik veya anodik reaksiyonlardan birini kolaylaştıran biyolojik reaksiyonlar korozyonu arttırır. Örneğin anodik reaksiyonların asidik metabolitlerle uyarılması veya anodik reaksiyonların mikroorganizmalarca üretilen katodik tepkiyenler örneğin hidrojen sülfür ile uyarılması, koruyucu filmlerin parçalanması, sıvı çevrenin iletkenliğinin artması korozyonu arttırır. İndirgenmiş bir ortam isteyen SRB'ler, suda çözünmüş oksijen olsa bile, biyofilm tabanında gelişebilirler.

Ekzopolisakkaritlerin metal iyonlarını bağlama özelliği de MIC için önemlidir. Farklı yükseltgenme durumundaki iyonların biyofilmde tutulması, standart indirgenme potansiyellerinde değişimlere yol açabilir. EPS metal iyonlarına bağlanarak elektron taşıyıcısı gibi görev yapar ve metalden direk elektron transferi yaparak yeni redoks reaksiyonlarına yol açabilir. Uygun bir elektron alıcı bulunduğu bu redoks reaksiyonları katodun depolarizasyonunu sağlayarak korozyonu hızlandırır. Depolarizasyon burada korozyon reaksiyonunun (katodik veya anodik tepkiyenlerden birinin uzaklaştırılması ile) hızlandırılması anlamında kullanılmaktadır. Sülfat indirgeyen bakterilerin metal korozyonuna etki mekanizması yapılan bir çalışma ile elektrokimyasal olarak açıklanmaya çalışılmıştır. Araştırmacılar tarafından ortaya atılan katodik depolarizasyon teorisinin (KTD) temel fikri hidrojenin demir yüzeydeki katodik alandan bakteri hidrojenazları ile uzaklaştırılmasıdır, bu işlemin beraberinde sülfat sülfite indirgenir. Yani katodik reaksiyonun depolarizasyonu ile korozyon reaksiyonu indirek olarak hızlandırılır.

## 2. BİYOSİTLER

### 2.1 Biyositlerin Genel Tanımı

Biyositler, bakteri, mantar, su yosunu, küf veya maya içeren mikroorganizmaları kontrol edici veya öldürücü etkisi olan kimyasal maddelerdir. Mikroorganizmaları öldüren ya da gelişmelerini engelleyen biyositler, tek bir kimyasaldan ya da farklı kimyasallardan oluşabilir. Endüstriyel bir biyosit, geniş mikrobiyel spektrumda etkili olmalı, üretimi ucuz olmalıdır. Kendisi fazla toksik ve korozif olmamalı ve ayrıca inhibe edici etkisini diğer bileşiklerin bulunduğu ortamlarda ve işletme koşullarında uzun süre koruyabilmelidir. Klor, klor dioksit, ozon, brom gibi inorganik maddeler veya izotiazolonlar, kuaterner amonyum bileşikleri, aldehitler (gluteraldehit, akrolein, formaldehit) gibi organik maddeler biyosit olarak kullanılmaktadır.

## 2.2 Biyosit Tipleri

**Okside edici biyositler:** Hücrelerin yaşamsal elementlerini doğrudan oksitleyerek parçalarlar. Diğer bileşenlerden elektron alırlar. En yaygın olanlar: Klor ve türevleri, Brom ve türevleri, Klor dioksit, Sodyum hipoklorit, Ozon, Hidrojen peroksit

**Okside edici olmayan biyositler:** Yapay organik moleküllerdir, mikroorganizmaların büyümesini ve üremesini engellerler. Petrol Sektöründe Kullanılan Biyositler Katyonik ve Noniyonik Olmak Üzere İkiye Ayrılır:

**Katyonik biyositler:** Kuaterner ammonyum ve fosfonyum biyositleridir. Bunlardan bazıları; alkyl dimethyl benzyl ammonium chloride (ADBAC), dialkyl dimethyl ammonium chloride (DDAC), tetrakis(hydroxymethyl) phosphonium sulfat (THPS), tributyl tetradecyl phosphonium chloride (TTPC)

**Noniyonik biyositler:** Acolein, cocodiamine, formaldehide, glutaraldehide gibi biyositler noniyonik biyositlere örnek verilebilir.

## 2.3 Biyositlerin Üretim Sahalarında Kullanılma Amaçları

Biyositler üretim sahalarında korozyonu önlemek dolayısıyla;

- Ekipman ve boru hatlarının bütünlüğünün korunmasına yardımcı olmak
- Çevre güvenliğini ve insan sağlığını korumak
- Optimum üretim hızını sağlamak
- Üretim maliyetini düşürmek
- Fonksiyonel sıvıları bozulmadan korumak
- Bakteriyel olarak üretilen H<sub>2</sub>S üretimini engellemek için kullanılırlar.

## 3. PETROL ÜRETİM SAHALARINDA GENEL DURUM

Petrol Üretim Sahalarındaki üretim hatlarında korozyon nedeniyle borular sık sık hasar görmektedir. Sahalarda kuyuların bağlı olduğu manifold, atıksu tankları, serbest su ayırıcı (SSA) ve emülsiyon kırıcılarda ve atık su hatlarında iç ve dış korozyona çok sık rastlanmaktadır. Hali hazırda borulara kelepçe atmak veya değiştirmek suretiyle bu duruma günlük çözümler bulunmakta, hatlarda meydana gelen elektrokimyasal korozyon yanında, hatlara zarar veren bakteri kaynaklı korozyonun olduğu da düşünülmektedir. İç korozyona, yoğun tuzlu formasyon suyu, bu su içinde çözünmüş olarak bulunan H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> ve SRB (sülfat indirgeyen bakteri) tipi bakteriler neden olabilmektedir.

## 4. YAPILAN TESTLER

### 4.1. Laboratuvar ve Saha Çalışmaları

Hatlarda meydana gelen elektrokimyasal korozyon yanında formasyondan gelen ve hatlara zarar veren

bakteri kaynaklı korozyonun da olduğu düşünüldükçe Batman Petrol üretim sahalarında olabildiğince çok noktadan su numuneleri alınarak bakteri ekimleri yapılmıştır. Saha da yapılması gereken analizler (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, CO<sub>3</sub>, HCO<sub>3</sub>, pH) numune alım noktalarında yapılmıştır. TPAO Araştırma Merkezi laboratuvarında, alınan numunelerde anyon-katyon analizleri, biyosit performans analizleri yapılmıştır. Anyon-Katyon ve korozif gaz analizleri Tablo 1 'de görülmektedir. Anyon-Katyon analizlerinin sonuçlarını değerlendirmek gerekirse bazı kuyularda gözlenen 10000 ppm.'in üstündeki tuzluluklar korozyonu hızlandırabilmektedir. Uyumsuz suların birbiri ile karışması sonucu scale oluşma ihtimali artmaktadır. O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S ve CO<sub>2</sub> gazları oldukça korozif bileşenlerdir. Sudaki tuzluluk da iletkenliği artırır. Galvanik pil gibi davranan korozyon hücresinde anot ve katot arasında elektron iletimi güçlenir. Böylece korozyon hızı artar. Korozyon olurken bir süre sonra metal pasifleşir ve üzerinde koruyucu bir tabaka oluşur. Bu tabaka korozyonu yavaşlatır ve koruyucu bir rol oynar. Fakat ortamda klor ve oksijen yüksekse (ki ikisinde oldukça koroziftir) bu koruyucu tabaka artık işe yaramaz, korozyon şiddeti artar. Ortamda SRB de varsa oluşan korozyonun hızlanması oldukça kolaylaşır.

Tablo 1.'de görüldüğü üzere Raman 1. ve Raman 3. istasyonlarında ve Garzanda yüksek CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S ve O<sub>2</sub> değerleri elde edilmiştir. CO<sub>2</sub> 30 ppm, H<sub>2</sub>S 50 ppm ve O<sub>2</sub> değerlerinin 20 ppb'den oldukça yüksek olması bize R ve G sahalarının korozyona müsait birer ortam olduğunu göstermektedir. Korozif gazların varlığında korozyon hızlanmaktadır. Tuzluluk değerleri genel olarak 10000 ppm'in üstünde seyretmektedir ki bu da iletkenliğin artması dolayısıyla korozyonun artmasına sebep olabilmektedir. Sudaki demir değerleri genel olarak düşük seyretmektedir. R- 3. istasyonda tuzluluk da dahil olmakla beraber tüm parametrelerin diğer istasyonlara göre düşük olduğu gözlenmiştir. SO<sub>4</sub> değerlerinin de yüksek olması Sülfat redükliyen bakterilerin aktivitesini artırabilmekte ve korozyonun artmasına neden olmaktadır. Suda çözünmüş CO<sub>2</sub> miktarı arttıkça, pH değerlerinin önemli ölçüde düştüğü Tablo 1.de görülmektedir.

Petrol sahası sularına en çok korozif özellik kazandıran bir başka etken, suda üreyen mikroorganizmalardır. Bunların en sık karşılaşılanı (SRB) Sülfat indirgeyen bakteri olup oksijensiz ortamda yaşarlar, anaerobiktirler. Sudaki sülfat ürünlerini metabolik ürünleri olan asetik asiti kullanarak hidrojen sülfüre indirgerler. Meydana gelen hidrojen sülfür demir ile reaksiyona girerek metali korozyona uğratar ve deler. Biyosit enjeksiyonu öncesi R ve G sahaları SRB koloni sayımları Tablo 2. ve 3. de görülmektedir. Özellikle R- 1. ve R-3. istasyonlarda ve G sahası SSA' da 1000 olan koloni sayımı sonrası bu noktalarda biyosit enjeksiyonu yapılmasına karar verilmiştir. R 1. ve 3. istasyonlarda yapılan enjeksiyonlar başarılı olmuştur.

Sahalarda bulunan biyosit A-2 kodlu biyositir. Enjeksiyon R 1. ve R 3. istasyonlarda yapılmıştır. Özellikle R 3. İstasyonda 1000 olan SRB koloni sayısı biyosit enjeksiyonu sonrası 10'a düşmüştür. R-1. istasyonda ise 10 olan SRB koloni sayısı 1 'a gerilemiştir. Biyosit enjeksiyonları periyodik olmadığı sürece elde edilen düşük koloni sayıları süreklilik arz etmeyecektir. A-2 biyositi 300L/hafta dozajda enjekte edilmiştir.

Biyosit performans testinde biyositli ve biyositsiz olmak üzere iki farklı ekim yapılarak çalışılmıştır. Flakonlara (küçük SRB mediumu içeren şişeler) biyosit enjeksiyonu 100 ppm konsantrasyonda yapılmış, SRB koloni üremesinde belli miktarlarda düşüş olduğu gözlenmiştir. Fakat performansın daha iyi olabileceği, 200 ppm'de koloni miktarlarının daha düşük olacağı (SRB'lerin engelleneceği) düşünülmektedir. C. kodlu biyosit dışında tam sonuç alınamamıştır. Bu durumun blank flakonun değerinin çok yüksek olmasından da (1000000) kaynaklanabileceği düşünülmektedir. 100 ppm Biyosit enjeksiyonu öncesi 1000000 olan SRB koloni miktarı kullanılan sekiz farklı biyositten sonra genel olarak düşmüştür. Tablo 5 de bu değerler ve biyosit öncesi blank flakonundaki üreme değeri görülebilmektedir.

Ağırlık kaybı yöntemi kullanılarak, belirlenen belli sayıdaki biyosit numuneleri korozyona karşı duyarlılığı açısından test edilmiştir. Biyositlerin sahadaki korozyon dışında, ekstradan korozif olması ve korozyona neden olması istenmez, dolayısıyla ekstradan korozyon yapan veya korozyona karşı yüzeyi koruyan biyositlerin ağırlık kaybı yöntemi ile korozyon testi yapılmıştır, sonuçlar tablo 6'da görülmektedir. Korozyon bakımından koruma sağlayan biyositler; C-2,C-3,B-1, A-2 kodlu biyositler olarak belirlenmişlerdir. Biyosit kullanımını, korozyon inhibitörü yanında tercih edilmelidir. Performans testlerini yaptığımız biyositler arasından performansı iyi olan ve korozyonu arttırmayan bir biyosit seçimi uygun olacaktır.

## 5.SONUÇ VE ÖNERİLER

Proje kapsamında R ve G sahalarında kuyulardan, atık su tanklarından, serbest su ayırıcılardan alınan su numunelerinde pH, CO<sub>3</sub>, HCO<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> analizleri, sülfat indirgeyen bakteri takibi için bakteri ekimleri ve sayımları yapılmıştır. Kuyu, atık su tankları, serbest su ayırıcılardan (SSA) alınan su numunelerinin klor, sülfat, iletkenlik ve yoğunluk analizleri Araştırma Merkezi Genel Kimya Laboratuvarında, ana element analizleri ise ICP-OES Laboratuvarında yapılmıştır. 3 biyosit markasının (A,B,C ) farklı kodlu numuneleri olmak üzere toplam 8 adet biyositin Korozyon Laboratuvarında performans analizleri ve korozyon yapma potansiyelleri (seri seyreltme metodu ve ağırlık kaybı metoduyla) değerlendirilmiştir. Biyosit enjeksiyonu R sahası 1.istasyon ve 3. istasyonda yapılmış, enjeksiyon öncesi ve sonrası SRB ekimi için gerekli olan SRB mediumları Araştırma Merkezi

laboratuvarında hazırlanarak Batman Bölge Müdürüğü Rezervuar Laboratuvarına gönderilmiştir.

Yapılan analizler ve saha çalışmaları sonucunda R 1. ve 3. istasyonlar ve G sahası serbest su ayırıcılarında limitlerin üstünde korozif gazlar (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>) belirlenirken, tuzluluk değerleri R 1. İstasyon ve G, Ge. SSA'larında 20-25bin ppm değerlerini görmektedir (10bin ppm'in üstünde korozif özellik gösterebilir), bakteri sayımları ise (GAB) Genel Aerobik Bakteri popülasyonunun zararsız düzeyde, SRB (Sülfat indirgeyen Bakterinin) popülasyonunun 1000 -10000 koloni civarında seyretmekte olduğu gözlenmiştir. Bu değer ciddi boyutta korozyon yapma potansiyeli olarak değerlendirilebilir.

R 1. ve 3. istasyonda yapılan biyosit enjeksiyonu (300 L/ hafta) (Biyosit A-2) sonrasında R 3. istasyondaki 1000 SRB koloni, 10 SRB koloniye R 1.istasyondaki 10 SRB, 1 SRB koloniye düşmüştür. Takibi yapılarak biyosit enjeksiyonları yinelenmektedir. Periyodik enjeksiyonlar bakteri koloni sayısını kontrol altına alabilmektedir. Fakat enjeksiyon öncesi ve sonrası analizlerin kontrolü sıkı yapılmalıdır.

Bu çalışmada saha çalışmaları ve biyosit enjeksiyonları ile paralel olarak laboratuvar şartlarında farklı biyositlerin performans testleri ve ayrıca korozyondan koruma potansiyelleri de belirlenmiştir. C-1 ve C-2 biyositleri bakteriden koruma açısından 100 ppm konsantrasyonda iyi performans göstermişlerdir. 200 ppm biyosit konsantrasyonun bakteri temizlemede daha iyi performans göstereceği ve yeterli olacağı düşünülmüştür. Analizlenen 8 farklı biyositten C-3 kodlu, B-1 kodlu, A-2 kodlu biyositlerin 100 ppm konsantrasyonda korozyona karşı koruma sağladığı belirlenmiştir. Sahalarda korozyon yapıcı bakteri kontrolü için periyodik biyosit enjeksiyonları önemlidir. Bunun yanında korozyonla mücadele için oksijen ve hidrojen sülfür scavengerlar, korozyon inhibitörleri optimum konsantrasyonlarda kullanılmalıdır.

## KAYNAKÇA

1. API RP 45 Recommended Practice Analysis of Oil Field Waters
2. P.Hoşhan, B.Araç, E. Taptkı, H.Kaya "TPAO Diyarbakır Beykan Ve Kurkan Sahası Yüzey Tesisleri Üretim ve Atık su Enjeksiyon Hatlaında Korozyonun Tespiti Ve Kontrolü" TPAO Araştırma Merkezi Rapor No: 3573, Şubat, 2011
3. US EPA Method 200.7 Trace Elements In Water, Solids and Biosolids by inductively Coupled Plasma- Atomic Emission Spectrometry
4. Çetin D., Dönmez G. Ankara, Ekim 2007 "Ham Petrol Sahalarından İzole Edilen Sülfat İndirgeyen Bakterilerin Korozyon Etkisinin Belirlenmesi Ve Önlenmesi Doktora Tezi
5. Boyeldiu C., 1998 'Bacteria in the oilfield' The technical review, Currents in Research And Technology, Volume 37, number 1
6. Onat T.A., Dönmez G., Ankara, 2010 Biyositlerin Sülfat İndirgeyen Bakterilerin Sebep Olduğu Korozyona Etkileri Doktora Tezi

**Tablo 1. R ve G Sahalarına bağlı kuyular, SSA'lar da komple su analiz sonuçları**

PARAMETRELER	R- 1 SSA	R- 3 SSA	G- SSA	G- SSA
pH	5,9 ( 39,5 °C)	6,15 ( 44 °C)	6,17 ( 31,4 °C)	6,37 ( 29,6 °C)
CO <sub>2</sub> (ppm)	500	250	300	100
H <sub>2</sub> S (ppm)	240	120	120	35
O <sub>2</sub> (ppm)	2	1	0,45	0,39
İletkenlikmS/cm	39,5 (21,5 °C)	11,7 (28,4 °C)	43,2 (28,4 °C)	43,5 (28,1 °C)
Spezifik Gravite	1,01959	1,0059	1,0094	1,0206
CO <sub>3</sub> (ppm)	0	0	0	0
HCO <sub>3</sub> (ppm)	863,47	488,51	597,96	316,1
SO <sub>4</sub> (ppm)	1750	1125	775	1000
Cl (ppm)	14561,32	3482,82	18146,71	15970,82
Tuzluluk (ppm)	23695,41	5738,97	28807,96	26318,11
AKM (ppm)	-	-	33,25	33,3
Sodyum (ppm)	8632	1658	8028	8060
Kalsiyum (ppm)	1442	581,2	1023,2	1115,8
Magnesyum (ppm)	284,4	11,98	303,2	232,8
Baryum (ppm)	0,138	0,04	0,2	0,07
Demir (ppm)	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Potasyum (ppm)	322,7	70,39	221	249,2
Stronsiyum (ppm)	38,5	16,2	81,8	90,2

Saha  
19.04-03.05.2013  
Laboratuvar  
7-9.05.2013

**Tablo 4. Biyosit öncesi ve sonrası SRB sayımları**

Tarih	Saha & kuyu adı	Biosit öncesi	Biosit sonrası	Açıklamalar
31.05.2013	R 1.İst. SSA	10		A- 2 300 L/hafta
31.05.2013	R 3.İst. SSA	1000		
04.06.2013	R 1.İst. SSA		1	
04.06.2013	R 3.İst. SSA		10	
05.06.2013	G SSA	10	-	-

**Tablo 5. Biyosit performans analiz sonuçları**

Biyosit Kodu		SRB Koloni
C	Blank	1000000
	1	100
	2	1000
	3	1
B	1	10000
	2	100000
A	1	1000
	2	10000

100 ppm Biyosit

**Tablo 2. Biyosit öncesi SRB sayımları (R)**

SRB Sayım Noktası	Biyosit Öncesi SRB Sayımı(Koloni/ml)
	28.04.2012
R- 1. İst	1000
R- 1. İst SSA	100
R- 3. İst	1000
R- 3. İst AST	1000
R- 2M -1	1000
R- 3M -1	1000
R- 3M -3	1000
R- 3M -7	10

**Tablo 3. Biyosit öncesi SRB sayımları (G)**

SRB Sayım Noktası	Biyosit Öncesi SRB Sayımı(Koloni/ml)
	28.04.2012
G -SSA	1000
G -AST	10
G -12	1000
G -16	10
G-34	1000
G-63	10
G -76	10
G -91	10
G-102	100

**Tablo 6. Biyosit korozyon analiz sonuçları**

Biyosit Markası	Biyosit kons. (ppm)	Test Öncesi Tartım	Test Sonrası Tartım	Tartım Farkı	Korozyondan koruma % Verim		
C	1	50	8,8987	8,8602	0,0385	17,204	
		100	8,5933	8,5468	0,0465	0,000	
		50	8,8925	8,8773	0,0152	67,312	
	2	100	8,8591	8,8578	0,0013	97,204	
		50	8,6381	8,6141	0,0240	48,387	
		100	8,9083	8,8960	0,0123	73,548	
	4	50	8,8600	8,8438	0,0162	65,161	
		100	8,8790	8,8105	0,0685	-47,312	
		50	8,5491	8,5341	0,0150	67,742	
	B	1	100	8,8924	8,8793	0,0131	71,828
			50	8,8775	8,7897	0,0878	-88,817
			100	8,6065	8,5316	0,0749	-61,075
A	1	50	8,6422	8,5776	0,0646	-38,925	
		100	8,5959	8,5628	0,0331	28,817	
		50	8,8619	8,8509	0,0110	76,344	
Blank	2	100	8,8522	8,8407	0,0115	75,269	
		-	-	8,6817	8,6352	0,0465	-

## Mitigating Corrosion and Wear, Increasing The Rod Life in Production, Injection and Disposal Wells



**Koray Yasar**

Borusan Mannesmann

---

In today's market of fluctuating commodity prices, operators look for cost effective options to protect steel tubing from corrosion and wear. Corrosion/Wear and rod rupture are the main problems in oilfield application, increasing the cost of workover operations. Oilfield people are trying to minimize their cost by fewer work-overs, increased tubing life, continuous production, reduction in energy during lifting in Artificially Lifted wells, and reduction in corrosion inhibitor use. In this article, types of corrosion seen in oilwells, and way to mitigate that problem is discussed. Also increasing the "fatigue" life of rods by decreasing the loads on it, is simulated with the help of Modified API GOODMAN diagram.

# Rod Pumped Well Completion: Design, Selection and Optimization



**Mohamed Ghareeb Moustafa Ahmed**

GE Oil & Gas

---

Sucker rod pumping systems continues to be the most widely used means of artificial lift for oil wells. Because of its wide use, the method for design and analysis of those pumping installations are being refined and improved continually, the envelop of the system capabilities and applications are expanded to include deep, high volume, deviated and horizontal wells. Also dual and selective completions to produce more than one producing zone as comingled or selectively become more common in this area. In all cases, selecting the right completion components became extremely necessary to extend run life and reduce lifting costs.

In a standard rod pumping completion, the tubing and the pump seating nipple are the essential parts in the completion string. But for moderate and deeper wells, a tubing anchor catcher (TAC) became the third important part for successful artificial lift well operations. Selecting the suitable tubing anchor catcher (mechanical or hydraulic), its seating depth and the required tension usually depending on well geometry (vertical, deviated or horizontal), fluid properties and operating condition. This paper will present the main guide lines in design and selecting the correct completion tools for different well and fluid conditions. This will include sandy and/or gassy fluids.

This paper also will address the analysis of the current well completions conditions and associated problems and then it will present practical completion solutions for normal and difficult well conditions. This paper will also present case studies from different.

# Well Run life Improvement with PCP in Heavy Oil and High Gas Operation



**David Caballero, Alban Pierchon**

PCM Europe S.A.S

The first hydrocarbon finding in Argentina was that of the Golfo San Jorge Basin (GSJB), discovered during the search for water for human consumption. Rapidly after the discovery of oil in the northern flank of the basin, in 1907, the geological studies of the basin were encouraged by the Argentinian State. The Golfo San Jorge basin is located in central Patagonia, covering a surface of approximately 170,000 km<sup>2</sup>.

Following the study of Progressing Cavity Pump Technology's behavior in Multiphase conditions (SPE 95272), the subsequent development of the "New PCP" (SPE 97833), this paper shows how the HRPCP Technology adapts to the specific Golfo San Jorge Basin (GSJB) environment, and what this technology could bring to further development of this heavy oil mature field.

After a lot of years of intensive production programs, some fields are showing signs of depletion and associated production of gas is increasing. In narrow collaboration between field operator and the Artificial Lift Provider supplying Progressing Cavity Pumps technologies to GSJB since the very beginning, the choice was made to evaluate the multiphase PCP technology (Hydraulically regulated PCP) in order to extend well run life in these fields where SRPs and PCPs systems' MTBF has shown sharp decrease in the last few years.

The idea of the HRPCP is to handle the free gas much earlier in the hydraulic profile and to even out the pressure gradient throughout the pump, resulting in a uniform effort from most of the cavities and lower temperature rise due to the gradual gas compression. The design must take into account the way pressure builds up in liquid and multiphase flow.

The HRPCP is a self-regulated system: the more pressure variation between cavities, the more back flow occurs within the regulators to make the compensation, leading to an auto adjustment. The technology is completely embedded within the pump hydraulic profile and allows otherwise keeping all the advantages of a standard PCP, including operational simplicity, handling of abrasive & viscous fluids as well as its flexibility of use.

In 2009, a project was launched in collaboration with the operator's optimization department in order to validate the multiphase PCP technology in this field. 4 x 13E2600 HR pumps were installed in selected wells.

The wells selections criteria were:

- Wells with high gas production & high estimated GVF
- Wells with high intervention rate per year.

This study shows how this technology was validated in GSJB and with SINOPEC collaboration and began to bring benefits with currently 48 wells running with improved failure index (from 1.26 to 0.78).

*Son yıllarda, PCP, progressive cavity pump, birçok avantajından dolayı daha fazla kuyuda tercih ediliyor. Avantajlarının yanı sıra pompa durduğu zaman rotor ve rod dizisinde geri dönüş meydana geliyor. Bu geri dönüş önemli sorunlara ve kayıplara yol açmaktadır. Bu problemi aşmak için üretim dizilerin de statorun alt tarafına çek valf ilave edilmelidir. Böylece geri dönüş ile oluşan, üretim dizisinin boşalması engellenir, geri dönüşün bitmesini beklemeden üretim kaldığı yerden devamı eder, rod çözülmesini durdurur ve hızlı geri dönüşün pompaya, kasnaklara, kayışlara oluşturduğu zararlar ortadan kaldırır. Sonuç olarak, kuyuda kullanılacak çek valf ile sürekli ve verimli bir üretim sağlanmış olur.*

*Lately, Progressive Cavity Pump (PCP) is preferred as an artificial lift method due to its advantages. This paper clarifies how benefits of check valve in PCP tubing strings.. Check valve prevents backspin if any shut down occurs for pumps because of maintenance, power cut or etc. It does not let to discharge of tubing into the annulus. Preventing backspin does not cause any connection to loosen and not need to reproduce tubing volume which supplies energy and oil production savings. Additionally, check valve also prevents undesirable events and generates safety operation. Backspin may create too dangerous accidents in the surface owing to its high rotation. Lastly, while rod string rotates in a high speed due to backspin, couplings will damage the tubings and cause to tubing leakages. Consequently, check valve provides sustainable and efficient production operations.*

## 1. PCP GENEL BİLGİ

Petrol sahalarının genişlemesi, üretimin artması ve rezervuar basınçlarının düşmesi gibi nedenlerle petrol kuyularında pompa kullanımı artmıştır. Rezervuarların sağlanması için başlarda sucker rod pompa kullanılmasına rağmen daha sonraları akışkan ve kuyu özelliklerinden dolayı, farklı pompa ihtiyaçları ortaya çıkmıştır. Bu alternatifler arasında bir tanesi de PCP, progressive cavity pump'dır.

PCP pompası 1980 den itibaren petrol endüstrisinde kullanılmaya başlandı. Pozitif ötelemeli, ağır petrole uygun, kurulumu kolay, maliyetleri düşük, verimi yüksek, enerji tüketimi az olduğu için kullanımı gün geçtikçe artmaktadır. Türkiye'de üretim kuyularının %32 'sinde PCP pompa mevcuttur ve PCP pompa kullanımı son dört senede %15 artış göstermiştir. Ağır petrolü olan Kanada da kuyuların %50 si (2010) PCP ile üretim yapmaktadır. Dünya da 50,000 kuyuda PCP pompa kullanıldığı tahmin ediliyor1.

## 2. PCP - GERİ DÖNÜŞ

PCP ile çalışan kuyularda, üretim dizisi ile anülüs arasındaki sıvı seviyesi farkından ve dairesel hareketten dolayı enerji depolanması olur. Sistem herhangi bir nedenle durduğu zaman (enerji kesintisi, drivehead bakımı, enerji dalgalanması gibi) depolanan enerji açığa çıkar ve rotorun, rodların, kayışın ve kasnakların ters yönde dönmesine sebep olur. Bu, saat yönünün tersi veya üretim yaptığı yöne göre ters yöndeki harekete geri dönüş (backspin) denir.

Geri dönüş, mekanik ve hidrolik olmak üzere iki temele dayanır. Hidrolik etki, pompanın emiş ve deşarj basınçlarının farkından ortaya çıkar. Sistem durduğu zaman, pompa ters çalışıp sıvıyı anülüse gönderecek şekilde ötelere ve üretim dizisi ile anülüs arasındaki sıvı dengeleninceye kadar devam eder. Mekanik etki, pompanın tüm rod dizisi boyunca oluşturduğu açısız elastik deformasyonun birikimi ile ortaya çıkar.

Geri dönüş süresi ve hızı bazı parametrelere bağlıdır. Pompanın set edildiği derinliğin ve drivehead dişli oranının artmasıyla geri dönüş süresi - hızı artmaktadır. Diğer taraftan, akmazlık, pompa kapasitesi, anülüs kısmında pompanın üzerinde kalan sıvı sütununun yüksekliği ve rod çapının artmasıyla da geri dönüş süresi - hızı azalmaktadır. Yüksek basınç ve debi kapasiteli pompalar, burulma geriliminin ve üretim dizisi ile anülüs arasındaki potansiyel enerjinin çok artmasına sebep olur. Eğer sistem kontrol altına alınmazsa, geri dönüş muhtemelen zarar verici boyutlara ulaşabilir. Personel ve malzemeler için riskli durumlar doğurabilir. Buna ek olarak da geri dönüş süresince petrol üretimi de duracaktır. Bu dönüş süresi koşullara göre 6 saate kadar da varabilir, bu da ciddi üretim kaybı demektir. Çek valf ile geri dönüşleri durdurarak böyle sıkıntılar ortadan kaldırılır. Ayrıca çek valf ve tahliye valfi ile de kule operasyonlarında ciddi zaman kazanımları sağlanır. Çek valf ile operasyon öncesi üretim dizisinin sızdırmazlık testi yapılarak üretim dizisinde kaçak olup olmadığının kontrolü yapılır. Tahliye valfi ile sızdırmazlık testi tamamlandıktan sonra dolu olan üretim dizisi anülüse boşaltılarak çıkışa geçilir. Çek valfin avantajları aşağıda ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

## 3. ÜRETİM DİZİSİNDE ÇEK VALFİN AVANTAJLARI

Ernst, T. (2006), geri dönüşü, üretim dizisi ile kuyu seviyelerinin eşitleninceye kadar akışkanın dizi içerisinden kuyuya aktığı süre zarfında motorun ters yöndeki dönme hareketi olarak tanımlar. Geri dönüş, aralıksız üretim için birçok sorun oluşturur. Rodların



çözülme riski, zaman – enerji – petrol kayıpları ve daha fazla pompa – kayış arızaları, geri dönüşün ortaya çıkardığı problemlerdir. Geri dönüşten kaynaklanan bu sıkıntılar önüne geçmek için, üretim dizisinde pompanın alt kısmına çek valf ve tahliye valfi kullanılması gerekmektedir. Herhangi bir nedenden dolayı sistem durduğu zaman çek valf rodların geri dönüşünü durdurur. Bunlara ek olarak kule operasyonlarında, üretim dizisinin kontrolü çıkış yapmadan sağlanabilir ve ekstra bir iniş çıkış yapılmasına gerek kalmaz. Üretim dizisinin sızdırmazlık testi sonrası dizi içerisindeki akışkanı boşaltmak içinde tahliye valfi kullanılır. Bu sayede kolayca çıkışa geçilebilir. Sonuç olarak, çek valf sayesinde güvenli sorunsuz hızlı ve kayıpsız bir üretim ve operasyon yapılabilir.

### 3.1. Kule Operasyonlarında Zaman ve Maliyet Avantajı

Her kule operasyonu sırasında üretim dizisinin sızdırmazlık testi yapılması gerekir. Bunun için PCP ile çalışan çek valfsiz kuyularda, üretim dizisini test etmek için pompanın çıkartılmasından sonra dizi ucu kapatılıp üretim dizisi inışı yapılır. Test sonrası tekrar çıkış yapılır ve pompa inişine geçilir. Eğer dizide çek valf kullanılırsa ekstra üretim dizisi iniş çıkışına gerek kalmadan test yapılabilir. Bu sayede pompa derinliğine ve üretim dizisinin çapına bağlı olarak ortalama 15-20 saat operasyon süresinden avantaj sağlanır. Böylece daha hızlı kule operasyonları ile arızalı kuyular daha erken üretime alınabilir. Kuyuların arıza yaptıktan sonra kule gelmesi için beklenen süre azalır. Sonuç olarak, operasyon başına daha düşük yakıt tüketimi ve iş gücü maliyeti olur.

### 3.2. Üretim Kayıplarının Azaltılması

#### 3.2.1 Üretim Kayıplarının Azaltılması

Geri dönüş ile beraber üretim dizisinin boşalması ve tekrar dizinin doldurulması için geçen toplam süre bakımından geri dönüşün etkisinin üretim kaybına iki katı olacağını gösterir (Ernst, T., et al, 2006). Elektrik kesintileri olduğu zaman, motor durur ve anülüs ve dizi seviyesi eşitleyinceye kadar ters akış olur. Geri dönüş tamamlandıktan sonra motora tekrar enerji verilmesiyle beraber üretim dizisindeki boşalan kısım doldurulur. Geri dönüş esnasında zaman ve üretim kaybı, daha sonra enerji gelmesiyle beraber boşalan üretim dizisinin tekrar doldurulması için de süre, enerji ve üretim kaybı olur. Sürekli enerji kesintilerinin yaşandığı bölgelerde ciddi üretim kayıpları meydana getirir. Bir de bunlara drivehead bakımları eklendiği zaman ortaya büyük bir zaman ve üretim kaybı çıkar.

#### 3.2.2 Pompa Arızalarının Azaltılması

Rotorun dönüş hızı pompanın çalışma ömrünü belirleyen önemli bir parametredir. İnce petrol için çok düşük hızlar gibi özel durumların dışında rotorun dönüş hızı ile pompanın çalışma ömrü arasında doğru orantılı bir ilişki vardır. Normal koşullar altında, yüksek

rotor hızı pompa ömrüne zarar verici bir etkiye sahiptir. Bu yüzden yüksek dönüş hızı pompa ömrünü keskin bir şekilde düşürür. Üretici firmalar maksimum dönüş hızı için 300 rpm'i önerirken, pompa geri dönüş hızları ise 3000-4000 rpm'e ulaşabilmekte ve kuyu – akışkan özelliklerine bağlı olarak da 6 saat sürebilmektedir. Bir de yıl içinde çok fazla enerji problemleri olup bakımlarda eklendiği zaman geri dönüşler pompanın ömrünü ciddi bir şekilde etkilemektedir.

Pompaların verimli çalışabilmesi için rotor ve elastomer arasındaki boşluk çok az olması gerekir. Fakat yüksek dönüş hızı akışkan tarafından elastomeri aşındırmaya sebep olur. Bu clearance'ın (rotor ve elastomer arasındaki boşluk) artışı ile pompa, akışkan için basınç yaratamaz. Elastomerin aşınması ile clearancedaki kayma miktarı artacağından pompada verim düşüşü görülür. Sonuç olarak, yüksek dönüş hızı pompaların aşınması sebep olur ve çalışma ömrünü azaltır. PCP kuyularında üretim dizilerinde çek valf kullanılarak geri dönüşlerin önlenmesiyle pompanın da yıpranması engellenmiş olur.

#### 3.2.3 Kayış Ömürlerinin Azalmasının Engellenmesi

Kayış kasnak sistemlerinde kayış ömrünün belirlenmesinde en önemli parametrelerden biri kayış üzerindeki yüklerdir. Bu yükleri etkileyen bir faktörde sistemin dönme hızıdır. Sistem üzerinde kayışı etkileyen yükler Şekil 1 de gösterilmiştir.

Kayış kasnak etrafında dönmesi sırasında 3 çeşit gerilim ortaya çıkar.

1. Kayış kollarındaki kuvvetler çeki gerilmesi doğurmaktadır. Kayışın sıkı ve gevşek taraftaki gerilim farkının oluşturduğu çekme gerilimi, TW.
2. Kayış kasnak üzerine sarılırken eğildiğinden eğilme gerilimi meydana gelir, TB.
3. Hızın etkisiyle de merkez kaç kuvvet oluşur, TC.

Şekil 1. Kayış Kasnak siteminde gerilimler

Bu üç kuvvetin oluşturduğu toplam kuvvet;

Toplam gerilme, TP= TT + TB + TC

Toplam gerilme miktarı kayış performansını ve çalışma ömrünü belirleyen en etken parametredir. Çekme kuvveti ile kayış hızı arasında ters orantılı bir ilişki vardır. Kayış hızı artmasıyla çekme kuvveti lineer olarak azalmaktadır.

$TW = TT - TS = (33,000 \times HP / V)$

TT: Kayışın sıkı taraftaki gerilimi

TS: Kayışın gevşek taraftaki gerilimi

HP = Güç, V = Kayış Hızı, ft/min

Eğilme gerilimi kayışın dönme hızından bağımsızdır. Aşağıdaki formüle göre merkezkaç kuvveti ise kayış hızına bağlı ve üstel olarak değişmektedir.

$$TC = M \times V^2$$

M = Kayış ağırlığına bağlı sabit, lbs/(ft/min)<sup>2</sup> V = Kayış Hızı, ft/min

Bu durumda dönme hızı arttıkça merkezkaç kuvvetini karesi oranında artması, çekme kuvvetindeki düşüşten fazla olacağı için toplam yük artacaktır. Toplam yükün artması da kayış ömrünü azaltmaktadır. Bu nedenle, PCP sisteminde dönüş hızı kayış ömrünü etkilediği için yüksek devirli, uzun süre geri dönüş olan ve sürekli enerji kesintisi yaşanan kuyularda kayış ömrünü ciddi oranda azaltmaktadır.

### 3.2.4 Rodların Çözülmemesi

Geri dönüş üretim kayıplarına ve maliyetlerine ek olarak, rod dizisinin çözülmesine de etki eder (Ernst, T., et al, 2006). Geri dönüş çok hızlıdır bu yüzden saat yönünün tersine dönüş olurken, rodlar bağlantı kısımlarının en zayıf olduğu yerden çözülebilir. Bu geri dönüşün en büyük zararlarından biridir. Çünkü kuyuya kule veya rodpuller alınması gerekmektedir. Önce rod dizisinin çıkışı yapılır. Kalan rodların çıkartılması için tahlisiye malzemesi ile iniş yapılır ve kalan rodlar da çıkartılır. Tahlisiye aradan çıkartılarak tekrar rod dizisi inişi olur. Bu operasyonun süresi ve kaybın boyutu pompa derinliğine, çözüc rodun derinliğine, tek veya çift rod çıkışına bağlı olarak değişir. Rod çözücülerinin çok büyük bir kısmı rotorun üstündeki ilk 10 rod arasında olmaktadır. Bu da daha uzun çıkış süresi, daha uzun operasyon süresi, daha fazla üretim kaybı, daha büyük operasyon maliyetine sebep olur.

### 3.2.5 Kasnak Kırılmalarının Engellenmesi

Geri dönüş hızları, normal rotor hızlarınının 10 katına kadar ulaşabilmektedir. Bu geri dönüş çok ani ve çok hızlı olması ile beraber tehlikeli durumlara da sebep olmaktadır. Drivehead kasnakları kırılabilir ve parçalanmış kısımlar çalışan personelin ciddi şekilde yaralanmasına sebep olabilir. Çünkü geri dönüş ile oluşan merkezkaç kuvveti kasnakların mekanik mukavemetini aşabilir. Böylece kasnakların ve drivehead zarar görmesine sebep olur. Çek valfin kullanılması ile beraber hem malzemenin zarar görmesi engellenmiş olup üretim kayıpları minimize edilir hem de ve en önemlisi personelin sağlığı korunmuş olur.

## 4. SONUÇLAR

PCP pompaların petrol üretim kuyuları için çok büyük avantajları olmasına rağmen en büyük sıkıntısı geri dönüştür. Geri dönüş nedeniyle üretim kayıpları, enerji kayıpları, rod dizisinin çözülmesi, pompa, kayış ve kasnak problemlerinin oluşması gibi sorunlara yol açar. Üretim dizilerinin alt kısmına çek valf bağlanması ile geri dönüşü engellediği (hidrolik etkiye bağlı geri dönüş

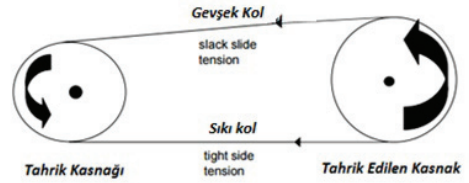
engelleniyor, mekanik etkiye bağlı geri dönüş hariç) için bu sıkıntılarının hiçbir yaşanmaz, operasyon esnasında ve üretim boyunca önemli zaman - maliyet avantajı sağlar.

## KAYNAKLAR

1-[http://petrowiki.org/Progressing\\_cavity\\_pump\\_\(PCP\)\\_systems](http://petrowiki.org/Progressing_cavity_pump_(PCP)_systems)

2 - Ernst, T., et al. 2006. Back Spin Control in Progressive Cavity Pump for Oil Well. Presented at the IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin America, Venezuela, 15-18 August.

### Kayış Kasnak Sistemindeki Gerilimler



# ESP Malzeme Kullanım Ömürlerinin (Runlife) Adıyaman, Diyarbakır ve Batman Bölgelerinde İncelenmesi “Investigation of ESP Equipments Runlife in Adıyaman, Diyarbakır and Batman Region”



**Ayhan Budak, Bedri Çitli**

Türkiye Petrolleri, Üretim Daire Başkanlığı, Ankara

Electrical Submersible Pump (ESP) system has proven itself in the oil production industry. It is one of the highly efficient oil production systems with wide production range and application area. Turkish Petroleum (TP)'s first ESP application was made in 1985 in South Sahaban field and upon receipt of positive results the use of ESP has expanded rapidly. As of today 178 ESP wells run in 3 different regions and in range of 120-7100 bpd gross production.

In this study, the technological advances in the ESP system, the management, the impact of the well conditions and properties on the materials runlife is aimed to be determined. Therefore 2092 ESP operation reports (1120 run and 972 pull reports) and 6107 ESP downhole equipments recorded in this reports were examined, belong to the last 28 years (between 1987-2014).

ESP downhole equipment's runlife value were assessed and the results were compared separately for having different features regions Adıyaman, Diyarbakır and Batman.

## ÖZ

Elektrikli Santrifüj Dalgıç Pompa (ESP) sistemi, petrol üretim sektöründe kendini kanıtlamış, üretim aralığı ve uygulama alanı geniş, yüksek verimli petrol üretim tekniklerinden bir tanesidir.

Türkiye Petrolleri'nin ilk ESP uygulaması, 1985 yılında Güney Şahaban sahasında yapılmış ve olumlu sonuçlar alınması üzerine ESP kullanımı hızla yaygınlaşmıştır. Bugün itibarıyla Adıyaman, Diyarbakır ve Batman Bölgelerinde 178 adet kuyu ESP ile 120-7100 v/g aralığında üretim yapılmaktadır.

Bu çalışmada, ESP sistemlerindeki teknolojik gelişmelerin, işletmeciliğin, kuyu şartlarının ve mayi özelliklerinin malzeme kullanım ömürleri üzerindeki etkilerinin tespit edilmesi hedeflenmiştir. Bu nedenle son 28 yıllık süreçte (1987-2014 yılları arası) yapılan 2092 adet ESP operasyon raporu (1120 iniş ve 972 çıkış raporu) ve bu operasyonlarda kullanılan 6107 adet ESP yeraltı malzemesi (motor, pompa, intake ve seal) incelenmiştir. ESP malzemelerinin kullanım ömürleri, değişik kuyu ve mayi özelliklerine sahip olan Adıyaman, Diyarbakır ve Batman Bölgeleri için ayrı ayrı olarak değerlendirilip sonuçları karşılaştırılmıştır.

## GİRİŞ

Türkiye Petrolleri'nde ESP üretim sistemlerinin ilk kullanılması 1985 yılında Diyarbakır Bölgesinde, G.Şahaban sahasında olmuştur. Yüksek debili, derin ve yüksek sıcaklıktaki kuyu şartlarına uygun bir üretim tekniği olduğundan, Adıyaman Bölgesindeki kuyularda 1989 yılında ESP uygulamaları başlamış ve olumlu sonuçlar alınmasıyla birlikte uygulama sayısı hızla artmıştır. Bugün itibarıyla, Adıyaman, Diyarbakır ve Batman Bölgelerinde bulunan değişik kuyu şartlarına ve mayi özelliklerine sahip 178 kuyudan ESP sistemleriyle 120-7100 v/g debi aralığında üretim yapılmaktadır.

Petrol üreten şirketlerin hedefi, aldıkları malzemeyi mümkün olduğunca uzun süreli kullanabilmektir. Bu sayede kuyularda görülen arıza sayısı azalacak ve neticesinde üretim kayıpları ve operasyon maliyetleri de azaltılmış olacaktır. Daha uzun süreli çalışma süresini (runlife) yakalayabilmek için teknoloji takip edilmekte ve yeni geliştirilen ürünler daha fazla maliyete katlanılarak satın alınmaktadır. Yeni bir uygulama veya ilk kez kullanılan bir malzeme hakkında karar verebilmek için 3-5 yıllık bir süreyle takip edilmesi gerekmektedir.

Petrol üreten firmaların beklentilerini çok iyi bilen üretici firmalar ise ESP sistemlerini gerek yeraltı gerekse yerüstü ekipmanları olsun, teknolojik olarak sürekli yenilemekte ve geliştirmektedirler. Bu durum doğal olarak malzeme fiyatlarına artış olarak yansıtılmaktadır.

Petrolü bulmak kadar düşük maliyetlerle üretmeninde önemli olduğu günümüzde, üç temel parametre, 1-uygun malzeme seçimi, 2-işletmecilik ve 3-ekonomik analiz, dikkat edilmesi gereken unsurlar haline gelmiştir.

Bu çalışmanın amacı, elimizdeki veriler ışığında, aşağıdaki soruların yanıtlarını bulmaktır.

- Daha fazla para ödeyerek aldığımız yenilenmiş ürünler, gerçekten beklentilerimizi karşılayabiliyor mu?
- Kuyu şartları ve mayi özellikleri, malzeme kullanım ömrünü ne kadar etkiliyor?
- Yer üstü kontrol ekipmanları, malzeme kullanım ömrünü ne kadar etkiliyor?
- Malzeme seçiminde ne kadar isabetli kararlar veriliyor?
- İşletmecilik, malzeme kullanım ömrünü ne kadar etkiliyor?

Bu soruların cevaplarını verebilmek için; Adıyaman, Diyarbakır ve Batman Bölgelerinde 1987-2014 yılları arasında kapsayan 28 yıllık süreçte yapılan 2092 adet ESP operasyonunun raporları incelendi. Bu üç bölge farklı kuyu şartlarına ve mayi özelliklerine sahip olduklarından, çalışma her bölge için ayrı olarak yapıldı. Çıkış Raporlarında yer alan 6107 adet ESP malzeme kaydı kullanılarak, motor (648 adet), pompa (936 adet), intake (332 adet) ve seal (977 adet) için ayrı ayrı runlife değerleri hesaplandı.

### 1-) ESP YER ALTI ARIZALARI ve DAĞILIMI

Yeraltı arızası nedeniyle yapılan toplam 972 adet ESP çıkış operasyonunun, 701 adedi Adıyaman, 179 adedi Diyarbakır ve 92 adedi Batman Bölgelerinde gerçekleştirilmiştir. Arıza dağılımı incelendiğinde (Tablo-1) %65'lik kısmının (630 adet) kablo + motor + pompa arızalarından oluştuğu görülmektedir. Arızaların %14'lük kısmını intake + seal + tubing oluştururken geriye kalan %21'lik kısmını yeniden tamamlama, ESP dizisi güçlendirme/büyütme, check valve arızası, bleeder valve arızası vb. nedenlerden dolayı yapılan operasyonlar oluşturmaktadır.

Üretici firmalara incelenmek üzere gönderilen az sayıda malzemelerin haricinde diğer arızalı malzemelerin açılarak iç kısımlarında ayrıntılı bir inceleme yapmamız mümkün olmadığından, arıza tespiti dışarıdan görsel ve elektriksel ölçme yöntemiyle yapılmaktadır. Bu yöntem bazen yanlış sonuçlar elde etmemize neden olabilmektedir. "Motor Arızası" olarak belirtilen arızaların bir kısmının asıl nedeni seal, pompa, intake ya da kablo olabilirken, aynı şekilde "Kablo Arızası" olarak belirtilen arızaların bir kısmının asıl nedeni ise motor arızası olabilmektedir.

### 2-) KUYU ŞARTLARI ve MAYİ ÖZELLİKLERİ

ESP ile üretim yapılan kuyulardaki pompa derinlikleri, mayi özellikleri, kuyu dibi sıcaklıkları ve debileri, Adıyaman, Diyarbakır ve Batman Bölgelerinde farklılıklar göstermektedir (Tablo-2).

Adıyaman Bölgesi, ortalama 1843 m (495-2393 m arası) üretim derinliği ve ortalama 232 F (190-255 F arası) mayi sıcaklığı ile en zorlu kuyu şartlarına sahiptir. Bu durum Diyarbakır Bölgesinde, ortalama 1375 m ve 148 F ile daha iyi bir durum sergilemektedir. En iyi şartların ortalama 1196 m derinlik ve 140 F sıcaklık ile Batman Bölgesinde olduğu görülmektedir.

Batman Bölgesinde casing çaplarının küçük olması ve üretim miktarlarının ortalama 1990 v/g (928-3360 v/g arası) ile diğer bölgelere göre fazla olması çok daha iyi motor soğutma imkanı sunmaktadır.

Petrol gravitesine bakıldığında, Diyarbakır'ın 31 API ile en yüksek ortalamaya sahip olduğu görülmektedir.

Gravite, Adıyaman'da ortalama 26 ve Batman'da 18 API değerindedir.

### 3-) ESP MALZEMESİ KULLANIM ÖMÜRLERİ (RUNLIFE)

Motor, Pompa, Intake ve Seal için Adıyaman, Diyarbakır ve Batman Bölgelerinde, 28 yıllık sürecin daha fazla önem arzettiği için son 15 yılına ait bilgileri gösteren (2000-2014 yılları arası) "Yıl Sonu Runlife", "Dağılım" ve "Operasyon Sayısı" grafikleri hazırlandı.

#### 3.1-) MOTOR KULLANIM ÖMÜRLERİ

ESP motorları için hazırlanan grafikler (Grafik-5, 6 ve 7) incelendiğinde; runlife (RL) değerinin sürekli olarak arttığı görülmektedir. 2000 yılında 2.16 yıl olan ortalama RL değeri, 2014 yılında 3.74 yıla yükselmiştir. Adıyamanda 3.53 yıl, Diyarbakırda 3.38 yıl olan RL değeri, kuyu şartlarının daha uygun olduğu Batman bölgesinde ortalamanın çok üzerine çıkarak 6.05 yıla ulaşmıştır. 9 defa kuyuya indirilen ESP motoru bulunmakla beraber, en fazla RL değeri Batman bölgesinde 8 defa kuyuya indirilen ve toplamda 18.70 yıl çalışan motora aittir.

#### 3.2-) POMPA KULLANIM ÖMÜRLERİ

ESP pompaları için hazırlanan grafikler (Grafik-8, 9 ve 10) incelendiğinde; runlife (RL) değerinin sürekli olarak arttığı görülmektedir. 2000 yılında 3.29 yıl olan ortalama RL değeri, 2014 yılında 5.66 yıla yükselmiştir. Adıyamanda 5.52 yıl, Diyarbakırda 4.79 yıl olan RL değeri, kuyu şartlarının daha uygun olduğu Batman bölgesinde ortalamanın çok üzerine çıkarak 8.45 yıla ulaşmıştır. 11 defa kuyuya indirilen ESP pompaları bulunmakla beraber, en fazla RL değeri Batman bölgesinde 5 defa kuyuya indirilen ve toplamda 20.11 yıl çalışan pompaya aittir.

#### 3.3-) INTAKE KULLANIM ÖMÜRLERİ

ESP intake'leri için hazırlanan grafikler (Grafik-11, 12 ve 13) incelendiğinde; runlife (RL) değerinin sürekli olarak arttığı görülmektedir. 2000 yılında 2.46 yıl olan ortalama RL değeri, 2014 yılında 4.79 yıla yükselmiştir. Adıyamanda 4.85 yıl, Diyarbakırda 4.29 yıl olan RL değeri, kuyu şartlarının daha uygun olduğu Batman bölgesinde ortalamanın üzerine çıkarak 5.75 yıla ulaşmıştır. 11 defa kuyuya indirilen ESP intake bulunmakla beraber, en fazla RL değeri Batman bölgesinde 4 defa kuyuya indirilen ve toplamda 20.02 yıl çalışan intake'e aittir.

#### 3.4-) SEAL KULLANIM ÖMÜRLERİ

ESP seal'leri için hazırlanan grafikler (Grafik-14, 15 ve 16) incelendiğinde; runlife (RL) değerinin sürekli olarak arttığı görülmektedir. 2000 yılında 1.42 yıl olan ortalama RL değeri, 2014 yılında 2.44 yıla yükselmiştir. Adıyamanda 2.18 yıl, Diyarbakırda 2.77 yıl olan RL değeri, kuyu şartlarının daha uygun olduğu Batman

bölgesinde ortalamının üzerine çıkarak 3.53 yıla ulaşmıştır. 5 defa kuyuya indirilen ESP seal bulunmakla beraber, en fazla RL değeri Adıyaman bölgesinde 1 defa kuyuya indirilen ve toplamda 17.84 yıl çalışan ve halende çalışmaya devam eden seal'e aittir. Bu kuyunun şartları, Adıyamandan farklılık gösterip Batman bölgesi kuyu şartlarına daha yakın olduğundan uzun RL değeri yakalanmıştır.

## SONUÇLAR

ESP üretim dizisinin temel malzemeleri olan motor, pompa, intake ve seal runlife değerleri incelendiğinde, sürekli olarak bir artış olduğu görülmektedir. Özellikle 2011 yılına kadar daha yüksek artış ivmesi izlenirken, bu yıldan sonra ivmede azalma, hatta Batman ve Diyarbakır bölgelerinde negatif yönde trendler görülmüştür. Bu trend değişiminin nedenleri Diyarbakır bölgesinde Perenco firmasından devralınan kuyularda yapılan yeniden tamamlama, jel operasyonları, kullanım ömrünü doldurmuş pompaların yenileriyle değiştirilmesi, Batman bölgesi Raman sahasında yapılan jel operasyonlarına bağlı pompa değişiklikleri ve üretim artışı projesi kapsamında ESP ile üretilmeye başlanan kuyulardır.

Yazının giriş bölümünde ki sorularımıza cevap verecek olursak;

- Daha fazla para vererek aldığımız yenilenmiş ürünler, gerçekten beklentilerimizi karşılayabiliyor mu? Motor, pompa, intake ve seal RL değerlerinde görülen sürekli artış beklentilerimizi karşıladığını göstermektedir.

- Kuyu şartları ve mayi özellikleri, malzeme kullanım ömrünü ne kadar etkiliyor? Adıyaman, Diyarbakır ve Batman bölgelerindeki RL değerleri karşılaştırıldığında, çok net bir ayrım olduğu görülmektedir. Kuyu derinliklerinin sıg, sıcaklığın düşük, casing çaplarının dar ve üretim debisinin yüksek olduğu (daha iyi motor soğutması sağlıyor) Batman bölgesinde çok daha yüksek RL değerleri görülmektedir.

- Yer üstü kontrol ekipmanları, malzeme kullanım ömrünü ne kadar etkiliyor? ESP sistemine kesintisiz ve düzenli enerji verildiğinde arızalanma riski azalmaktadır. Bunu sağlamak amacıyla SWB (switchboard) alımı azaltılarak yerine VSD (variable speed driver) alınarak kullanım oranı artırılmaktadır. Bu sayede ESP dizisine düzenli enerji verilmekle birlikte aynı zamanda da kuyuda dizi değişikliği yapmadan daha geniş üretim aralığında çalışma imkanı kazanılmaktadır.

- Malzeme seçiminde ne kadar isabetli kararlar veriliyor? Nadiren de olsa yetersiz veriden kaynaklı hatalı dizaynlar yapılabilmektedir. Bu durumların çoğu önceden tahmin edilebildiği için, oluşabilecek sorunları engelleyecek tedbirler alınarak VSD ile geniş üretim aralıklarına sahip dizaynlar yapılmaktadır. Satın alınacak malzemeler ve tedarikçi firmalar seçilirken, en zor kuyu şartlarına uygun malzemeler ve ürünleri denenip olumlu sonuçlar alınmış firmalar tercih edilmektedir. Bu çalışma sonucunda malzemelerin RL değerlerinde görmüş olduğumuz sürekli artış, yapılmakta olan

uygulamanın doğruluğunu göstermektedir.

- İşletmecilik, malzeme kullanım ömrünü ne kadar etkiliyor? İşletmeciliğin malzeme ömrü üzerinde çok etkili olduğu kesindir. Düzenli yapılan yerüstü kontrolleri, yük kartı takip ve yorumları, kuyu mayi seviyesi, üretim testi, numune analizleri vb. sayesinde muhtemel pek çok arıza oluşmadan tespit edilmekte ve gerekli önlemler alınmaktadır. İşletmeciliğin iyi yapılmadığı yerlerde çok daha fazla arıza görülecek ve malzeme RL değerleri düşecektir.

ESP sistemi malzeme seçimi, pompa dizaynı, iniş/çıkış operasyonu, işletmecilik, malzeme takibi, stoklama, sorunların incelenmesi, kendisini kanıtlanmış firmalarla çalışma, zamanında malzeme temini gibi pek çok konu başlığını barındırmaktadır. Bu konularda Adıyaman, Batman ve Diyarbakır bölgelerinde uygulanmakta olan dikkatli ve titiz çalışmanın olumlu sonuçlarının alındığı görülmektedir.

Türkiye Petrolleri sahip olduğu teknik kapasite ve edindiği deneyimler doğrultusunda, teknolojik gelişmeleri ve yenilikleri kullanarak, istatistiksel analizleri düzenli olarak gerçekleştirerek, dikkatli ve özenli takip gerektiren ESP çalışma sistemini geliştirmek için çaba harcamaya devam edecektir.

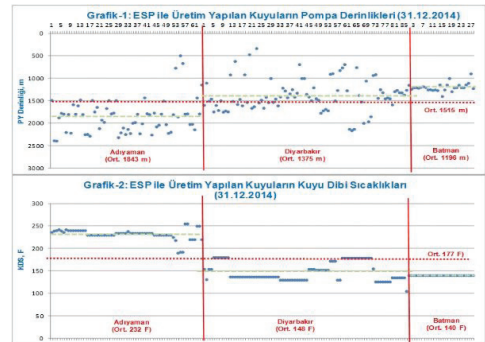
**A: Tablo-1-2**

Tablo-1: ESP Arızalarının Bölgelere ve Türlerine Göre Dağılımı															
	Kablo		Motor		Pompa		Intake		Seal		Tubing		Diğer		
	Arıza Sayısı	Oran	Arıza Oran	Oran	Arıza Oran	Oran	Arıza Oran	Oran	Arıza Oran	Oran	Arıza Oran	Oran	Arıza Oran	Oran	
Adıyaman	701	214	31%	178	25%	45	6%	11	2%	0	0%	113	16%	140	20%
Diyarbakır	179	42	23%	75	42%	7	4%	1	1%	4	2%	3	2%	47	26%
Batman	92	41	45%	28	30%	0	0%	0	0%	0	0%	1	1%	22	24%
<b>Toplam</b>	<b>972</b>	<b>297</b>	<b>31%</b>	<b>281</b>	<b>29%</b>	<b>52</b>	<b>5%</b>	<b>12</b>	<b>1%</b>	<b>4</b>	<b>0%</b>	<b>117</b>	<b>12%</b>	<b>209</b>	<b>22%</b>

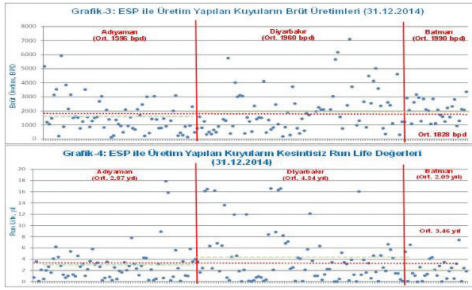
  

Tablo-2: Bölgelerin Kuyu Şartları ve Mayi Özellikleri						
	Ort. Üretim Derinliği, m	Ort. Mayi Sıcaklığı, F	Ort. Brit Üretim, BPD	Gravite, API	Casing OD, inches	Kesintisiz Çalışma Stresi, Yıl
Adıyaman	1843	232	1596	18-34, Ort.26	7" : 6 7/8" - 9 7/8"	2,87
Diyarbakır	1375	148	1960	24-34, Ort.31	7" : 6 7/8" - 7"	4,34
Batman	1196	140	1990	18-18, Ort.18	6 7/8" - 5" - 9 7/8"	2,09

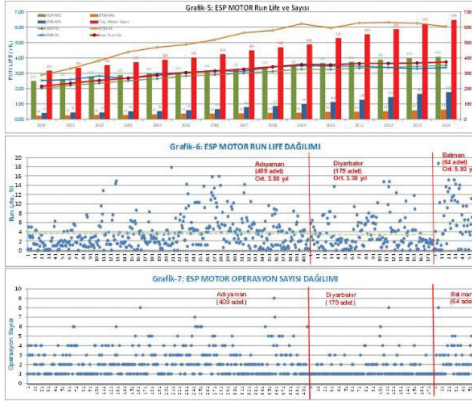
**B: Grafik-1-2**



C: Grafik-3-4



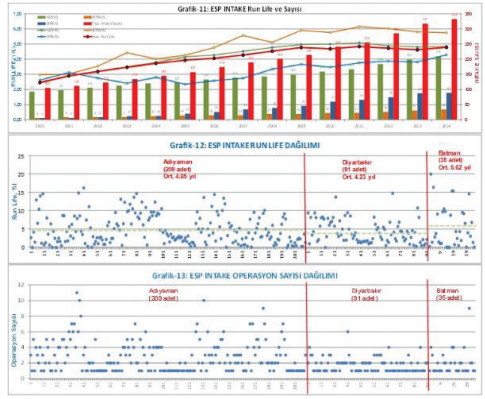
D: Grafik-5-6-7



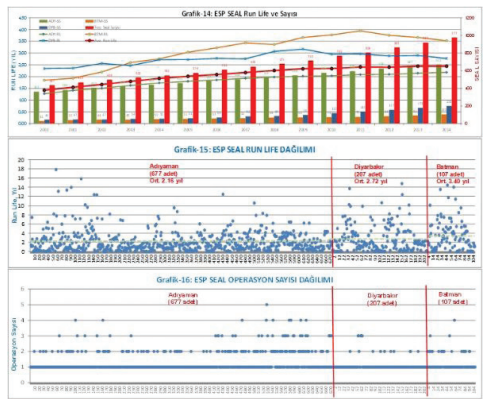
E: Grafik-8-9-10



F: Grafik-11-12-13



G: Grafik-14-15-16



# Adıyaman Sahalarında ESP Performans Değerlendirmesi / ESP Performance in Adıyaman Fields



**Mustafa Özmen<sup>1</sup>, Ayhan Budak<sup>2</sup>, Bedri Çitli<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Türkiye Petrolleri, Adıyaman Bölge Müdürlüğü, Üretim Müdürlüğü, Adıyaman

<sup>2</sup>Türkiye Petrolleri, Üretim Daire Başkanlığı, Ankara

## ABSTRACT

Turkish Petroleum (TP) has been applying artificial lift with ESPs since 1985. The first application was done in Güney Şahaban field in Diyarbakır. Since good results were observed in this application, wells producing with ESPs increased by the time.

In Adıyaman fields, the first application was done in 1989. In 2005, Ulay & Budak published a paper about the study made in Adıyaman fields that covers the period beginning of 1990 and end of 2004, presenting the historical failures of ESPs, analysis of failures, actions that is taken to reduce the number of failures and that increased the run life. This study showed that, with the works done average run life increased from 213 days to 1213 days. After this study, TP continued making efforts to enhance ESP run life by carrying on careful operation and monitoring, performing statistical failure analysis, producing solutions to overcome frequently encountered failures, applying technical improvements and using newly developed equipments. This resulted in continuation of success in average run life, started with the previous study and reached to 1258 days at the end of 2014.

This paper presents the performance and average run life of ESPs in Adıyaman fields from the period 2005 to 2014 together with the statistical failure analysis.

## Öz

Türkiye Petrolleri (TP) petrol üretim sistemi olarak ESP'yi 1985 yılından beri kullanmaktadır. İlk uygulama Diyarbakır il sınırları içinde bulunan Güney Şahaban sahasında yapılmıştır. İyi sonuçlar alınması üzerine ESP ile üretim yapan kuyu sayısı zamanla artmıştır.

Adıyaman sahalarında ilk uygulama 1989 yılında yapılmıştır. 2005 yılında Ulay & Budak tarafından yayınlanan bildiri ile 1990 yılının başından 2004 yılının sonuna kadar olan periyodu kapsayan ve Adıyaman sahalarında ESP arızalarının tarihçesini, analizini, arızaları azaltmak ve ESP ortalama çalışma ömürlerini (run-life) artırmak için alınan önlemleri içeren çalışmalar yayınlamışlardır. Bu bildiri, yapılan çalışmalar sonucunda ortalama çalışma ömrünün 213 günden 1213 güne çıktığını göstermiştir. Türkiye Petrolleri bu çalışmadan sonra ESP çalışma ömürlerini sürdürülebilmek ve artırabilmek için ESP operasyonlarını dikkatli bir şekilde yapmaya, kuyu parametrelerini sıkı takip etmeye, istatistiksel arıza analizi yapmaya,

sık karşılaşılan problemlere çözüm üretmeye, teknik gelişmeleri ve yenilikleri uygulamaya devam etmiştir. Bunun sonucunda çalışma ömürlerinde önceki çalışmada yakalanan başarı devam etmiş ve 2004 sonunda ortalama çalışma ömrü 1258 gün olmuştur.

Bu bildiri 2005-2014 yılları arasında Adıyaman sahalarında istatistiksel arıza analiziyle birlikte ESP performansını ve çalışma ömürlerini incelemektedir.

## GİRİŞ

Adıyaman sahaları çatlaklı karbonat rezervuarlarından oluşan güçlü akifer desteği olan su itimli, su yüzdesi, mayi akışkanlığı ve genellikle kuyudibi sıcaklıkları yüksek, kuyuları derin ve düşük GOR'lı sahalaradır. Dolayısıyla üretim sistemi olarak ESP Adıyaman sahaları için en uygun sistemlerden biridir. ESP sisteminin tek dezavantajı workover maliyetlerinden kaynaklı yüksek işletme maliyetidir. Workover maliyetlerinin daha az olabilmesi için ESP arızalarının az olması sonuç olarak da ESP ortalama çalışma ömürlerinin (run-life) uzun olması önem arz etmektedir. Bu sebeple bu çalışma önceki yapılan çalışmanın devamı olarak 2005-2014 yılları arasında ESP sistemi ile çalışan kuyuların ortalama çalışma ömürlerini ve sık karşılaşılan arızaları incelemeyi amaçlamıştır.

Adıyaman sahalarında 1989 yılında KRŞ-3 no'lu kuyuyla başlayan ESP uygulamaları sahaların ESP ile üretime uygun olması ve olumlu sonuçlar alınması üzerine hızla çoğalmış ve 2014 yılı sonu itibarıyla 64 kuyuya ulaşmıştır.

## ESP ARIZALARI VE ANALİZİ

ESP sistemi çalışma ömrünün artırılması için üzerinde durulması gereken en önemli konulardan biri arızaların iyi analiz edilmesi ve giderilmesi için önlemler alınmasıdır. Bu sebeple Türkiye Petrolleri ESP çıkış ve iniş operasyonlarını bir veri tabanında kayıt altına almakta ve buradaki veriler kullanılarak arızalar istatistiksel olarak analiz edilmektedir.

Adıyaman sahalarında 1990-2004 yılları arasında 450, 2005-2014 yılları arasında 251 olmak üzere toplam 701 adet ESP çıkış operasyonu yapılmıştır (Tablo-1b). Çıkış sayısının yıllara göre dağılımı kuyu sayısı ile birlikte incelendiğinde (Tablo-1a & Grafik-1), 1990 yılından 1999 yılına kadar kuyu sayısındaki artışla birlikte arıza sayısında da artış gözlenmiştir. 1990 yılında 4/15 (0,27) olan arıza oranı (arıza/kuyu) 1999 yılında en

yüksek seviye olan 60/64 (0,94) seviyesine ulaşmıştır. 1999 yılından sonra yapılan iyileştirmeler sonucu kuyu sayısında ciddi düşüş olmasa da arıza sayısında ciddi oranda düşüş olmuş ve 2001 yılında arıza oranı 23/70 (0,33) ile en düşük seviyesine ulaşmıştır. 2004 yılından sonra kuyu sayısı 62-66 aralığında sabitlemiş, arıza miktarı 2009 yılı hariç (33 arıza) 25-28 civarında gerçekleşmiştir. 2004 yılında 25/66 (0,38) olan arıza oranı 2013 yılında 23/66 (0,35) ile 2005-2014 yılları arasındaki en düşük orana ulaşmış, 2014 yılı sonunda 26/64 (0,41) olarak gerçekleşmiştir. Dönemsel olarak incelendiğinde 1990-2004 yılları arasında 30/49 (0,61) olan ortalama arıza oranı, 2005-2014 yılları arasında 25/63 (0,40)'e gerilemiştir (Tablo-1c).

Çıkış operasyonları yıllık olarak incelenmiş ve arızaların yüzdeleri tespit etmek için çeşitlerine göre dağılımını gösteren bir tablo (Tablo-1a) oluşturulmuştur. 1990-2004 ve 2005-2014 yılları arasındaki arıza dağılımlarındaki değişimleri gözleyebilmek için Tablo-1b, Tablo-1c ve Grafik-2 oluşturulmuştur.

1990-2004 yılları arasında en sık karşılaşılan arızalar; kablo, motor, tubing ve pompa arızalarıdır. Arıza dağılımları ise şu şekilde olmuştur;

1. Kablo Arızaları: % 30,3 (Kablo:% 16,7, Kablo-Ek Yeri: % 13,6)
2. Motor Arızaları: % 25,6
3. Tubing Arızaları: % 13,3
4. Pompa Arızaları: % 5,1

2005-2014 yılları arasında da en sık karşılaşılan arızalar kablo, motor, tubing ve pompa arızaları olmuştur. Arıza dağılımları ise şu şekildedir;

1. Kablo Arızaları: % 31,1 (Kablo: % 20,7, Kablo-Ek Yeri: % 10,4)
2. Motor Arızaları: % 25,1
3. Tubing Arızaları: % 21,1
4. Pompa Arızaları: % 8,8

İki dönem karşılaştırıldığında kablo arızalarının oranında ciddi bir değişiklik olmadığı, ancak kablo ve kablo ek yeri arızaları ayrı ayrı değerlendirildiğinde ek arızalarının oranının düştüğü, kablo arızalarının oranının ise yükseldiği görülmektedir. Arızaların yıllık ortalamasını gösteren tabloya (Tablo-1c) bakıldığında kablo ek yeri arızalarının yıllık ortalamasında düşüş olduğu ancak kablo arızalarının ortalamasının değişmediği görülmektedir.

Motor arızalarının oranında ise ciddi bir değişiklik görünmemektedir. Yıllık ortalama arıza sayılarına bakıldığında motor arızalarında bir miktar düşüş gözlenmektedir.

2005-2014 yılları arasında tubing arızalarının oranında ciddi bir yükseliş gözlemlenmiştir. Tablo-1a'ya bakıldığında 2005-2009 yılları arasında tubing arızalarının periyodik olarak artıp azaldığı görülecektir.

2010-2012 yıllarında tubing arızalarının sayısı azalmış ancak 2013-2014 yıllarında tekrar yükseliş olmuştur. Aynı dönemde pompa arızalarının oranında da, yıllık ortalama arıza miktarlarında da artış gözlenmiştir. Arıza sayısının artış gösterdiği 2014 yılındaki pompa arızasından kaynaklı çıkış yapılan kuyuların operasyon raporları incelendiğinde pompaların bir kısmının kuyu dibinden gelen kirlilikten dolayı tıkandığı tespit edilmiştir. Pompaların bir kısmının ise uzun süre çalışma sonucu yıpranmaktan arızaya geçtiği görülmüştür.

İstatiksel arıza analizi yaparak arızaların asıl sebebine inilememektedir. Bu analizler sadece arıza çeşitlerini ve dağılımını görmeye, en sık karşılaşılan arızanın hangisi olduğunu tespit etmeye ve malzeme kaynaklı arızaların sık sık tekrarlanması durumunda arızanın malzemeden kaynaklandığını tespit etmeye yardımcı olmaktadır. Atölyelerimizde arıza kök sebep analizi (DİFA) yapacak imkânlarımız olmadığından arızaların temel sebebine inilememektedir. Bu sebeple arızalar sadece gözle, el ile mekanik kontrol yapılarak ve elektriksel ölçümlerle tespit edilebilmektedir. Motor arızası gibi temel sebebi genellikle başka arızalara dayanan arızaların kök sebepleri tespit edilememektedir.

Tablo-1a

Yıllar	ESP Çıkış Operasyonu		Kablo Arızaları		Kablo Ek Yeri Arızaları		Motor Arızaları		Pompa Arızaları		Sırt Arızaları		İnşaat Arızaları		Tubing Arızaları		Diğer Değişken (Makül/Değişik)		Yatay Arızalar		Diğer Arızalar	
	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%
1990	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1991	28	6	149	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1992	21	2	95	1	4	7	33	4	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1993	29	5	217	2	87	8	34	3	43	0	0	0	0	0	0	1	43	0	0	0	0	0
1994	24	3	125	5	208	4	207	3	125	0	0	0	0	0	0	5	208	0	0	0	0	0
1995	31	4	119	6	104	12	387	1	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1996	30	2	56	5	119	14	389	2	56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1997	36	7	184	8	211	13	342	3	126	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1998	56	14	250	7	150	13	212	1	18	0	0	0	0	0	1	18	5	89	6	307	6	18
1999	60	6	150	9	150	12	250	3	127	0	0	0	0	0	1	127	11	183	2	131	27	283
2000	29	8	276	2	69	6	207	2	69	0	0	0	0	0	0	3	203	0	0	0	0	0
2001	23	16	261	0	180	10	190	0	160	100	0	0	0	0	100	15	257	3	43	30	197	
2002	31	5	161	6	104	9	290	1	12	0	0	0	0	0	65	7	226	0	0	1	12	0
2003	21	4	190	4	190	3	143	0	0	0	0	0	0	0	10	10	476	0	0	0	0	0
2004	21	5	200	3	120	4	160	4	160	0	0	0	0	0	0	9	160	0	0	0	0	0
2005	25	5	200	4	160	8	320	1	40	0	0	0	0	0	2	80	4	160	0	0	0	0
2006	25	5	200	4	160	8	320	1	40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	29	7	181	2	181	4	182	2	181	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2008	22	4	162	5	207	5	207	3	186	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	30	9	273	3	93	4	121	4	121	0	0	0	0	0	61	9	273	0	0	0	0	0
2010	28	7	210	1	16	11	393	2	71	0	0	0	0	0	1	16	2	71	0	0	1	16
2011	25	15	260	0	190	10	160	0	0	100	0	0	0	0	140	10	260	0	0	0	0	0
2012	24	7	202	2	83	6	250	1	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	23	6	263	0	0	3	110	0	0	0	0	0	0	0	43	7	264	0	0	0	0	0
2014	26	4	154	3	115	6	211	4	154	0	0	0	0	0	0	7	209	0	0	0	0	0
1990-2004	701	127	111	0	112	110	258	0	6	0	0	0	0	0	11	111	111	11	12	0	0	0
2005-2014	701	127	111	0	112	110	258	0	6	0	0	0	0	0	11	111	111	11	12	0	0	0

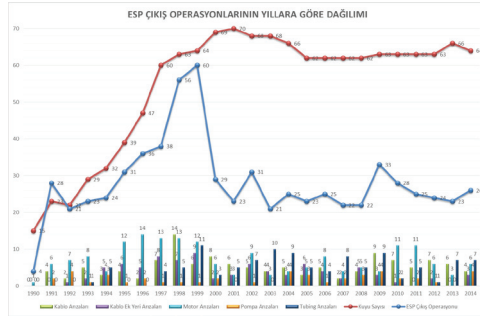
Tablo-1b

Yıllar	ESP Çıkış Operasyonu		Kablo Arızaları		Kablo Ek Yeri Arızaları		Motor Arızaları		Pompa Arızaları		Sırt Arızaları		İnşaat Arızaları		Tubing Arızaları		Diğer Değişken (Makül/Değişik)		Yatay Arızalar		Diğer Arızalar	
	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%
1990-2004	400	76	107	11	116	110	258	21	51	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005-2014	291	12	207	26	104	103	253	12	88	0	0	0	0	0	7	23	10	211	0	0	11	12
1990-2014	701	127	111	0	112	110	258	0	6	0	0	0	0	0	11	111	111	11	12	0	0	0

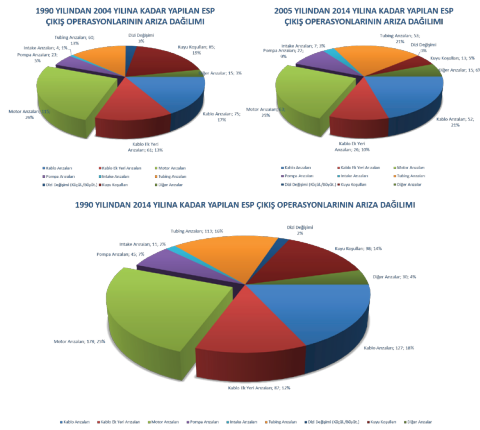
Tablo-1c

Yıllar	Kablo Arızaları		Kablo Ek Yeri Arızaları		Motor Arızaları		Pompa Arızaları		Sırt Arızaları		İnşaat Arızaları		Tubing Arızaları		Diğer Değişken (Makül/Değişik)		Yatay Arızalar		Diğer Arızalar		
	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	Sayı	%	
1990-2004	40	30,0	5,0	4,1	7,7	1,5	0,0	0,3	4,0	0,8	5,7	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2005-2014	61	25,1	5,2	2,6	6,3	2,2	0,0	0,7	5,3	0,0	1,3	1,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1990-2014	65	23,0	5,1	2,9	7,1	1,5	0,0	0,4	4,3	0,5	6,2	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0





Grafik-1



Grafik-2

## ESP ARIZALARINI AZALTMAK İÇİN ALINAN ÖNEMLER VE YAPILANLAR

**1. Kablo Ek Yeri Arızaları:** Kablolar motor bağlantısı için eklenmesi zorunlu olan MLE kablunun eki dışında ek yapılmamasına özen gösterilmiştir. Stoklarda uygun uzunlukta ve çeşitlilikte kablo tutularak kuyulara inilecek kablolar ikinci bir ek yapılmasının önüne geçilmiş ve böylece ek arızası riski azaltılmıştır. Kablo eki yapan personelin yıllar geçtikçe tecrübelenmesi ve eklerin daha titiz bir şekilde yapılması sonucu kablo ek yeri arızalarında düşüş gözlemlenmiştir.

**2. Motor Arızaları:** Motor arızalarının sayısını azaltmak için uzun süre çalışıp kuyudan çıktıktan sonra yedek olarak stokta bekleyen motorlar kullanılmaya çalışılmıştır. Motorların arızaya geçme sürelerini tespit etmek ve kuyulara inilecek motorlarda arıza riskini öngörebilmek için bütün motorların çalışma süreleri gözden geçirilmiş ve arızalan, çalışan ve yedek bekleyen tüm motorların ortalama çalışma süreleri hesaplanmıştır. (Tablo-2)

**3. Tubing Arızaları:** Tubing arızalarını azaltmak için çıkış yapılan kuyularda kullanılan tubinglerin çalışma süresinin 5 yılın üzerinde olması durumunda aynı tubinglerle tekrar iniş yapılmayıp tubinglerin değiştirilmesi karar olarak alınmıştır. Bu karar uygulamaya başlandıktan sonra tubing arızalarında düşüş gözlemlenmiş (2010, 2011, 2012 yılları) ancak temin edilen tubinglerde kalite ile ilgili sorunlar yaşanmasından dolayı 2013-2014 yıllarında tubing arızalarının tekrar arttığı görülmüştür.

**4. Pompa Arızaları:** Pompa arızalarının sayısında 2005-2014 yıllarında artış olması üzerine operasyon raporları incelenmiş ve pompaların bir kısmının kuyu dibinden gelen kirlilikten dolayı tıkanarak arızaya geçtiği tespit edilmiştir. Bu problemi çözmek için çıkış sonrası kuyulara düşük konsantrasyon ve hacimli asit yapılmasına karar verilmiştir. Ayrıca uzun süre çalışıp kuyudan çıktıktan sonra yedek olarak stokta bekleyen pompaların kullanılmaması kararı alınmıştır. Pompaların arızaya geçme sürelerini tespit etmek ve kuyulara inilecek pompalarda arıza riskini azaltmak için bütün pompaların çalışma süreleri gözden geçirilmiş ve arızalan, çalışan ve yedek bekleyen tüm pompaların ortalama çalışma süreleri hesaplanmıştır. (Tablo-3)

Bunların dışında önceki dönemde başlatılan ESP dizi dizaynlarının doğru ve kuyu koşullarına uygun seçilerek yapılmasına, ESP operasyonlarının titizlikle yapılmasına, malzemelerin uygun koşullarda stoklanıp kuyuya nakledilmesine, kuyu parametrelerinin sıkı takip edilmesine ve arıza takiplerine ciddiyle devam edilmiştir. Teknolojik gelişmeler ve yenilikler de kullanılarak çalışma ömürlerinin artırılmasına çalışılmaktadır.

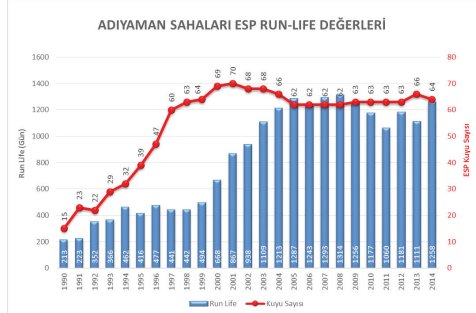
## ESP ÇALIŞMA ÖMÜRLERİ (ESPRUN-LİFE)

ESP çalışma ömürleri farklı şekillerde ifade edilmektedir. En yaygın ve en çok kullanılanları; ESP dizi arızası nedeniyle yapılan çıkışlar dikkate alınarak hesaplanan ortalama çalışma ömrü ve Son iniş tarihi dikkate alınarak hesaplanan ortalama çalışma ömrüdür. Bu çalışmada da bu iki hesaplama yönteminin dışında ESP motor ve pompalarının çalışma ömürleri de hesaplanarak tablo haline getirilmiştir.

### 1. ESP Dizi Arızası Nedeniyle Yapılan Çıkışlar Dikkate Alınarak Hesaplanan Ortalama Çalışma Ömrü

Kısaca ESP çalışma ömrü (ESP run-life) veya İki arıza arasında geçen ortalama zaman (Mean Time Between Failure, MTBF) ortama şeklinde de ifade edilen çalışma ömrü, çıkış yapılmış ve çalışan tüm ESP dizilerinin hesap yapılan tarihteki çalışma sürelerinin toplamının ESP dizi elemanlarından birinin arızalanmasıyla yapılan çıkış sayısına bölünmesiyle hesaplanmaktadır. Tubing arızası, yüksek su yüzdesi, yeniden tamamlama gibi ESP dizi arızasından kaynaklanmayan çıkışlar hesaplamaya dâhil edilmemektedir.

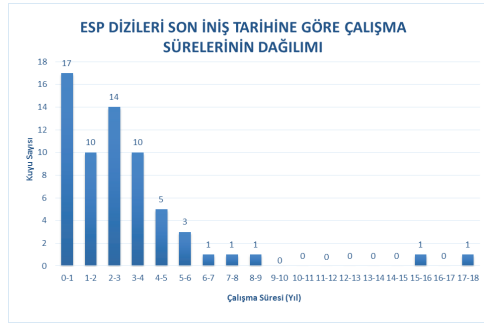
Adıyaman sahaları için 1990-2004 yılları arasında yapılan çalışmaya devam edilmiş ve her yılın sonunda ESP çalışma ömrü hesaplanmıştır. Bu değerler yıllara göre ESP çalışma ömrünün değişimini izlemek için grafik (Grafik-3) haline getirilmiştir. Grafik incelendiğinde 2000-2004 yılları arasında yakalanan başarının 2004-2014 yılları arasında devam ettirildiği, 2008 yılında 1314 gün ile zirve yaptığı, 2010-2013 yılları arasında bir miktar düşüş yaşansa da 2014 yılında 1258 gün çalışma ömrü ile 2004 yılında ulaşılan 1213 günün geçildiği görülmektedir.



Grafik-3

## 2. Son İnış Tarihi Dikkate Alınarak Hesaplanan Ortalama Çalışma Ömrü

Son inış tarihi dikkate alınarak hesaplanan ortalama çalışma ömrü, tüm çalışan ESP dizilerinin son inildiği tarihten hesaplama yapılan tarihe kadar çalıştığı sürelerin çalışan kuyu sayısına bölünmesiyle hesaplanmaktadır. Dolayısıyla hesaplama arızalardan tamamen bağımsız olarak yapılmaktadır. Burada önemli olan kuyuya inilen ESP dizisinin doğru dizayn edilmesi, kuyu şartlarına uygun olarak malzeme seçiminin doğru yapılması, kullanılan ESP ekipmanlarının ve tubinglerin kaliteli olması, inış operasyonunun dikkatli ve hatasız yapılması böylece arızaya sebebiyet verecek durumların önceden tespit edilip önlem alınmasıdır. Yeni devreye alınmış kuyular ortalama ömrü kısaltılmaktadır. Adıyaman sahalarında 2014 yılı sonunda çalışan 64 adet ESP dizisinin son inış tarihleri dikkate alınarak hesaplanan ortalama çalışma ömrü 1049 gün olarak hesaplanmıştır. En uzun çalışma ömrü 6512 gün (17,8 yıl) en kısa çalışma ömrü ise 38 gündür. Ayrıca çalışan dizilerin çalıştığı yıllara göre dağılım grafiği (Grafik-4) oluşturulmuş ve dizilerin % 64'ünün (41 adet) ortalamının altında olduğu görülmüştür. Özellikle de 0-1 yıl arası çalışan ESP dizi sayısının diğerlerine göre en yüksek olması ve çalışan dizilerin yoğunluğunun çalışma ömrünün 0-4 yıl aralığında bulunması Adıyaman sahalarında hesaplanan mevcut ortalama çalışma ömrünün artırılabilceğini göstermektedir.



Grafik-4

## 3. ESP Motorlarının Çalışma Ömrü

ESP motorlarının inış/çıkış operasyon raporları incelenerek çalışma süreleri çıkarılmıştır. Toplam 408 adet motorun kayıtları incelenmiş ve arızalı, çalışan ve kuyuda kullanılıp çıktıktan sonra yedeğe alınan motorların ortalama çalışma ömürleri hesaplanmıştır. ESP motorlarının ortalama çalışma ömrünün 2014 yılı sonunda 1291 güne ulaştığı görülmüştür. (Tablo-2)

Tablo-2

	Çalışan ve Yedek Bekleyen	Arızalanan		Tüm Motorlar		
Motor Sayısı	107	301		408		
Ortalama (Gün/Yıl)	1689	4.63	1149	3.15	1291	3.54
En Fazla Çalışan (Gün/Yıl)	6512	17.84	5989	16.41	6512	17.84
En Az Çalışan (Gün/Yıl)	0	0.00	1	0.00	0	0.00

## 4. ESP Pompalarının Çalışma Ömrü

ESP pompalarının inış/çıkış operasyon raporları incelenerek çalışma süreleri çıkarılmıştır. Toplam 610 adet pompanın kayıtları incelenmiş ve arızalı, çalışan ve kuyuda kullanılıp çıktıktan sonra yedeğe alınan pompaların ortalama çalışma ömürleri hesaplanmıştır. ESP pompalarının ortalama çalışma ömrünün 2014 yılı sonunda 2003 güne ulaştığı görülmüştür. (Tablo-3)

Tablo-3

	Çalışan ve Yedek Bekleyen	Arızalanan		Tüm Pompalar		
Pompa Sayısı	236	374		610		
Ortalama (Gün/Yıl)	2179	5.97	1891	5.18	2003	5.49
En Fazla Çalışan (Gün/Yıl)	7313	20.04	6030	16.52	7313	20.04
En Az Çalışan (Gün/Yıl)	3	0.01	1	0.00	1	0.00

## SONUÇLAR

2005-2014 yılları arasında Adıyaman sahalarında arıza nedeniyle 251 kuyuda ESP çıkış operasyonu yapılmıştır. Bu operasyonların 81 tanesi ESP dizisi haricindeki sebeplerden, geri kalan 170 adedi ise ESP dizisi arızası nedeniyle yapılmıştır.

ESP 1990-2004 yıllarında başlatılan çalışmalara 2004 yılında sonra da devam edilmiş ve elde edilen veriler ışığında ESP çalışma ömürlerinde yakalanılan başarı devam etmiştir. 2014 yılı sonunda;

- ESP dizi arızası nedeniyle yapılan çıkışlar dikkate alınarak hesaplanan ortalama çalışma ömrü 1258 güne
- Son iniş tarihi dikkate alınarak hesaplanan ortalama çalışma ömrü 1049 güne
- ESP motorlarının ortalama çalışma ömrü 1291 güne
- ESP pompalarının ortalama çalışma ömrü 2003 güne ulaşmıştır.

Bu çalışma Adıyaman sahalarında hesaplanan mevcut ortalama çalışma ömrünün artırılabilceğini göstermiştir. Türkiye Petrolleri teknolojik gelişmeleri ve yenilikleri de kullanarak çalışma ömürlerinin artırılması için çalışmalara devam edecektir.

## REFERANSLAR

1. S. Ulay and A. Budak: "Electrical Submersible Pump (ESP) Applications And Run Life Study in Adıyaman District" 15 th International Petroleum and Natural Gas Congress and Exhibition of Turkey, Ankara, May 11-13, 2005





**Yeraltı Gaz Depolama**  
**Underground Gas Storage**

---



# Integrity Management and Performance Optimization (Natural Gas Storage in Salt Caverns)



Carlos Gomez Montalvo

GESTOCK

The objective of a Subsurface Integrity Management Plan is to ensure that the storage is operated under safe and efficient operating conditions. The subsurface asset of any underground storage for hydrocarbons is twofold, the geological structure which holds the product and the equipment that connects the product to the surface processing facilities.

In the case of natural gas storage in salt caverns, the geological structure would be the caverns, the salt dome or salt layer and the overlaying formation from the top of the salt up to the surface. The "connecting equipment would be one or two wells per cavern, the completion of the wells, the Sub Surface Safety Valves, if any, and the Christmas tree.

This presentation concentrates on the Cavern Integrity Management System (CIMS).

So the CIMS objective is to assess and ensure the integrity of the caverns under operating conditions, that is to say the tightness and the long term stability. The monitoring of a suite of parameters enables a comprehensive assessment and the organization, maintenance, and upgrade when necessary of all the related records enables the operator to give assurance of the integrity of its subsurface asset to the operating personnel, to the users or Clients of the storage, to the Authorities, to the Transport System or to any third party that could be or would be interested. Such a system enables the Operator to redefine periodically the operating envelope for more efficiency and added value to the system and the users, to optimize the maintenance budgets and to evaluate and extend the remaining lifetime.

## 1. CAVERN FILE

The first step is to create and maintain the cavern file. This file compiles the geology, the design, the construction records, the Acceptance Tests Reports, the First Gas Fill Reports, the first Sonar under gas and its subsequent controls. The cavern file integrates as well the operating and performance envelope

- Minimum Allowable Pressure
- Maximum Allowable Pressure
- Minimum Allowable Temperature
- Maximum Allowable Temperature
- Maximum Allowable duration at minimum pressure
- Maximum Injection Flowrate
- Minimum Injection Flowrate

- Maximum Production Flowrate
- Minimum Production Flowrate
- Maximum Inventory
- Minimum Inventory (Cushion Gas)
- Caverns Performance Curves

Of course these values do have some relationship between themselves

## 2. OPERATING RECORDS

During Operations a series of data need to be collected by the Operator

- Well Head Pressure
- Well head Temperature
- Flowrate
- Gas quality

Some specific controls need to be implemented, such as

- Logs (Pressure Temperature, Moisture)
- Bottom tag
- Neck & roof controls
- CCL (hanging string)
- Sonars under gas
- Re-Certification, cavern re-testing as required
- Subsidence Monitoring
- Microseismic activity

## 3. CAVERN STATUS EVALUATION

All the above enables the operator to have a clear view of the status of its caverns, in terms of inventory of gas inside and in terms of overall stability.

### 3.1. Inventory

The assessment of inventory is done with a Thermodynamical Cavern Model that needs to be constructed, calibrated and of course matched, typically with one year of leaching, first filling and production data.

The input data are the pressure and temperature, the exact shape given by the sonars.

The main adjustment of the model is very often just the metering errors.

### 3.2. Stability

The review of the cavern stability is typically done on a yearly basis, the two parameters that are checked are the stability and the closure of the cavern. This is done with a geomechanical model

The input data are:

- Pressure and temperature evolution within the cavern
- Sonars in gas
- Bottom cavity tags
- Microseismic monitoring
- Subsidence monitoring
- The input data are:

And the output data are the:

- Caverns Stability assessment under the operating conditions implemented
- Evaluation of closure and anticipated evolution
- Evaluation of Subsidence and anticipated evolution
- Recommendations for optimisation of operating envelope (upgrade or downgrade and recommendations for remedial actions in case cavern damage is identified)

#### 4. PERFORMANCE REVIEW

This phase of the CIMS aims at the optimization of the Working Gas, of the Maximum Flowrate and at the identification of any debottlenecking and enables the operator to:

- Check whether in/out flow performance curves (vs Pressure or inventory) can be improved
  - Update the cavern specific performance curves
  - Check feasibility of new operation scenarios
  - Update & optimize operating rules and support permitting process required for their implementation
- An efficient communication between the Engineer, the Operator and the users benefits this optimization of the subsurface asset.

The workflow for this phase is to:

- Collect thermodynamical data & calibrate thermodynamical model.
- Build typical representative operation scenarios (communication with stakeholders is crucial)
- Create a coupled Thermo-Geomechanical model.

#### CONCLUSION

A good CIMS allows to assess & Demonstrate the Integrity & Compliance of the Salt Caverns assets under operating conditions in terms of Stability / Closure and tightness and to Optimize Caverns operating performance and lifetime



# Hutubi Underground Gas Storage Project

**Nedim Serkan Gür**

Kerui Holding Group



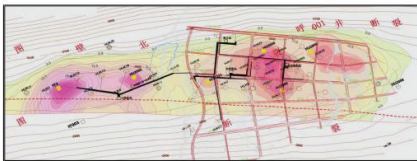
The Hutubi underground gas storage built on the basis of the original Hutubi gas field since July 2011. A total of 37 wells were drilled with 30 natural-gas-injection/-withdrawal wells, five observation wells, and two water-injection wells. With a total storage capacity of 10.7 billion cubic meters, it is the largest of its kind in China, and the first large-scale auxiliary system to the West-East Gas Pipeline Network. Up to now, its daily gas injection volume stands at 11.23 million cubic meters, meeting the design requirements.

## Hutubi Gas Collection Area

Part D: Successful cases

More Efficient in Oil & Gas Extraction

[Hutubi Gas Storage Project \(Gas collection area\)](#)



Page 66

KERUI

# Induced Seismicity in Underground Gas Storage: The Case of Castor, Offshore NE Spain



**Rodrigo Del Potro, Jesus Artieda**

Geostock Iberia

Oil and Gas operations have the potential to induce earthquakes, and this is becoming an increasing concern for operators and regulators. Here we present the case of the Castor Underground Gas Storage, offshore NE Spain. In spite of comprehensive analyses during the different stages of evaluation and construction, unexpected seismicity was induced during the first phases of gas injection. Activity took place in a small undetectable fault within the reservoir formation. The microseismicity that occurred during the injection period, and which was not felt nor caused any disruption, evolved into magnitude 4 events almost two weeks after the end of the injection. The largest earthquakes of the sequence were weakly felt by coastal populations (EMS-98 Intensity III) and, in spite of having caused no disruption to the UGS, of posing no risk and being very far from causing any damage to property or injury to population, have pressed the authorities to halt all activity in the UGS.

## 1. INTRODUCTION TO INDUCED SEISMICITY

It is well known that industrial activities that change the stress conditions in the Earth's crust have the potential to induce seismicity. Historically water reservoirs have induced the largest earthquakes and have caused the most damage (NRC, 2013). More recently, fluid injection/extraction activities, especially Oil and Gas operations, have become a major concern for operators and regulators. The most common case of induced seismicity is during reservoir exploitation, due to depletion (e.g. Bergemeer, Groningen or Lacq; Segall et al., 1994; van Eck et al., 2006), or due to wastewater injection (e.g. Ellsworth, 2013; McGarr, 2014). The use of unconventional techniques (i.e. hydraulic fracturing) has also induced earthquakes (e.g. Friberg et al., 2014), which have recently become a strong argument against such techniques.

Other activities that induce earthquakes include mining, enhancement of geothermal reservoirs (EGS), wastewater disposal (brines or hazardous substances), groundwater extraction and artificial aquifer recharge, or carbon capture and storage (CCS).

Here we focus on the case of underground gas storage (UGS) facilities, more specifically on the case of the Castor UGS offshore northeast Spain, which induced seismicity during the early stages of gas injection. The largest earthquakes of the sequence were weakly felt by coastal populations and, in spite of posing no risk and being very far from causing any damage to property or injury to population, pressed the authorities to halt all activity in the UGS.

## 2. CASTOR UNDERGROUND GAS STORAGE (UGS)

Castor is an underground gas storage in the Valencia Trough, 22 km off the coast of northeast Spain (Figure 1). Castor was built in response to Spain's urgent strategic need for gas storage, it was completed in 2012 and it is the largest UGS in Spain in terms of volume of working gas and extraction rate.

Castor UGS makes use of the depleted Amposta oil reservoir, where 56 Mbbls of oil (9 106 m<sup>3</sup>) were extracted in the 1980s. The reservoir is a mixed-type stratigraphic-structural trap, bound by a listric fault to the west and capped by 1700 m of clays and sands (Castellon and Ebro Groups) (Figure 2). The structure is interpreted to be a tilted horst block, with a large fault displacement, downthrown to the west. The main reservoir lies within the secondary porosity of a karstic Lower Cretaceous limestone formation, which has high transmissivity and allows for fast gravitational segregation of fluids (during exploitation of the oil reservoir the volume of water extracted was <1%). Also, the system is a very active water-drive, so that the existing aquifer, which is at hydrostatic conditions, replaced the oil extracted, and easily flows to make room for the gas injected. As such, observed pressure variations in the aquifer have been transient and small (in the order of 2-3 bar).

These characteristics make the structure an ideal underground gas storage: with small pressure changes (compared to volumetric storage facilities), with no depletion and hence no gradually lower extraction rates, and with very small volumes of water or oil extracted alongside the gas.

## 3. SEISMICITY-RELATED STUDIES

In order to detect if a given industrial activity is inducing earthquakes it is essential to have a seismic monitoring network capable of detecting the seismicity, potentially of very small magnitude (micro-seismicity). Moreover, it is important to monitor the area prior to the start of the industrial activity so that the naturally occurring background seismicity is well characterised. This way, possible deviations from it during future industrial operations can be clearly identified. Additionally, operation precautions include testing that the expected operation pressures will not induce fractures as well as continuous detailed monitoring of reservoir pressure and injection rates. Other factors such as the natural stress conditions in the crust and the presence of potentially active faults in the vicinity of the operation should be studied.

As previously mentioned, the injection of gas into subsurface formations for storage purposes, such as Castor UGS, is known to have the potential to induce earthquakes and thus all of the above were implemented in Castor UGS during the various development stages:

- The stress tensor was determined from borehole breakouts, anisotropy logging and density columns in Castor wells as well as neighbouring wells.
- Leak-off tests and minifrac tests were performed on all wells of Castor, and in all cases indicated that the maximum expected operation pressures (~10% above the natural hydrostatic conditions) are far from inducing fractures in the caprock. These findings agree with tests performed on nearby boreholes.
- Potentially active faults were identified using existing 2D and 3D, and newly acquired 3D reflection seismic data (Figure 3).
- Geomechanical models (analytical and numerical) were developed to study the effect of the operation on the identified potentially active faults, indicating in all cases that operation pressures would not induce slip.
- The existing national seismic network was enhanced with the addition of local stations. The new network was surveyed for two years prior to the start of gas injection, so the natural background seismicity was well characterised, and continued to be surveyed in real-time during the gas injections.
- Pressure and temperature gauges were installed in three monitoring wells.

The conclusions of the above mentioned studies indicate that Castor is in an area of low natural seismicity, and that, from a geomechanical standpoint, the structure is suitable for gas storage.

## 4. INDUCED SEISMICITY AT CASTOR

### 4.1. Gas injection and earthquake sequence

Two periods of gas injection took place in June and August 2013, as planned. The third phase started on September 2nd 2013 and lasted until September 17th. The first micro earthquake was detected on September 5th (Figure 4). Microseismicity ( $M < 3$ ) was recorded during the rest of the injection, though none of the earthquakes were felt, nor caused any disruption. This seismic activity appeared to decrease following the end of the injection, however, one week later, on September 24th larger magnitude earthquakes occurred. The seismic activity culminated in a series of M4 earthquakes between October 1st and 4th, after which the activity gradually returned to background levels.

The largest events were felt in coastal populations with EMS-98 intensity III (Weak), which is very far from potentially causing any damage. Still, these minor earthquakes have been enough to put on hold the entire operation.

### 4.2. Earthquake relocations and source mechanisms

The study of seismic waves recorded in the stations of the local network allows calculating the locations of earthquakes and their source characteristics. For Castor this has been done by a number of institutions. It is very important to note here that accurate determinations are non-trivial and that expertise is required. In order to illustrate this, Figure 5 compares (a) the initial locations and (b) the calculated relocations of Cesca et al. (2014). Earthquake depths are shallow, and compatible with the location of the underground storage formation. Source characteristics in the form of moment tensor inversions or focal mechanisms provide the geometry and motion of the seismogenic fault (Udías et al., 2014). These calculations require a good signal-to-noise ratio and thus have been calculated for the largest magnitude events. The results show very similar mechanisms for all earthquakes, suggesting a single, common fault (Cesca et al., 2014). The representative mechanism is shown in Figure 6.

### 4.3. Identification of the seismogenic fault

The combined study of earthquake relocations and focal mechanism indicates the location and characteristics of the seismogenic fault. In this case, none of the faults identified in the reflection seismic data (Figure 3) match the required characteristics, so we conclude, in agreement with Cesca et al. (2014) that the seismogenic fault is small, it is located within the Montsia limestone formation, most likely beneath the gas bubble, it has a SW-NE direction, it dips to the south east and it has left-lateral strike-slip kinematics (i.e. it is the plane A1 represented in red in Figure 6). Such fault has little or no vertical offset and hence does not have a clear signal in the reflection seismic data. A hindsight analysis of the 3D seismic block may hint to the presence of such fault, which is indicated in Figure 7.

## 5. CONCLUSIONS

- The Castor/Amposta structure has optimal characteristics for UGS due to its high transmissivity, active water-drive and super-caprock.
- Comprehensive pre-operation studies indicated that the maximum expected pressures are far from fracturing the rock and will not induce slip on the potentially active faults identified in the exploration geophysics surveys.
- However, unexpected seismicity was induced during the first stages of gas injection at Castor, with a fluid pressure increase of ~2 bar, on a small fault that has no geophysical signal.
- The microseismicity that occurred during the injection period, and which was not felt nor caused any disruption, evolved into magnitude 4 events almost two weeks after the end of the injection.
- The largest earthquakes of the sequence were weakly felt by coastal populations (EMS-98 Intensity III) and, in spite of having caused no disruption to the UGS, of posing no risk and being very far from causing any

damage to property or injury to population, have pressed the authorities to halt all activity in the UGS.

- Castor is an excellent case to illustrate the problem of induced seismicity, the need for good quality seismic studies: good quality observations and good quality tools to assess them.

**REFERENCES**

Cesca, S., Grigoli, F., Heimann, S., González, Á., Buforn, E., Maghsoudi, S., Blanch, E. and Dahm, T., 2014. The September-October 2013 seismic sequence offshore Spain: a case of seismicity triggered by gas injection? *Geophysical Journal International*, In Review.

Ellsworth, W.L., 2013. Injection-Induced Earthquakes. *Science*, 341(6142).

Friberg, P.A., Besana-Ostman, G.M. and Dricker, I., 2014. Characterization of an Earthquake Sequence Triggered by Hydraulic Fracturing in Harrison County, Ohio. *Seismological Research Letters*, 85(6).

McGarr, A., 2014. Maximum magnitude earthquakes induced by fluid injection. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 119(2): 1008-1019.

NRC, N.R.C., 2013. *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*. The National Academies Press, Washington, DC, 262 pp.

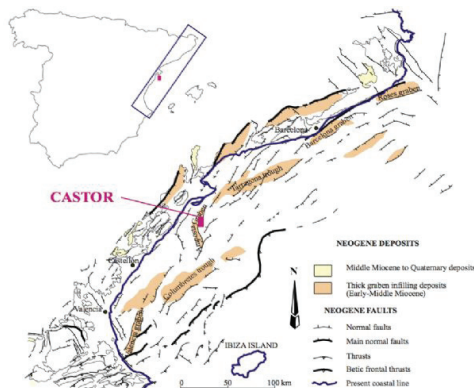
Roca, E. and Guimera, J., 1992. The Neogene structure of the eastern Iberian margin: structural constraints on the crustal evolution of the Valencia trough (western Mediterranean). *Tectonophysics*, 203: 203-218.

Segall, P., Grasso, J.-R. and Mossop, A., 1994. Poroelastic stressing and induced seismicity near the Lacq gas field, southwestern France. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 99(B8): 15423-15438.

Udias, A., Madariaga, R. and Buforn, E., 2014. *Source Mechanisms of Earthquakes*. Cambridge University Press.

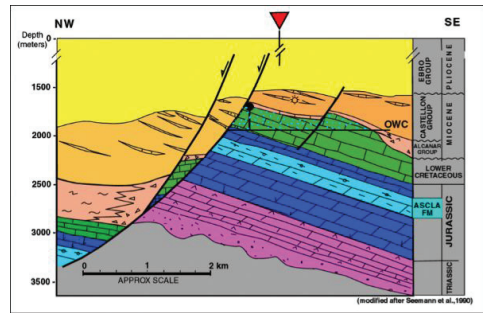
van Eck, T., Goutbeek, F., Haak, H. and Dost, B., 2006. Seismic hazard due to small-magnitude, shallow-source, induced earthquakes in The Netherlands. *Engineering Geology*, 87(1-2): 105-121.

**Figure 1**



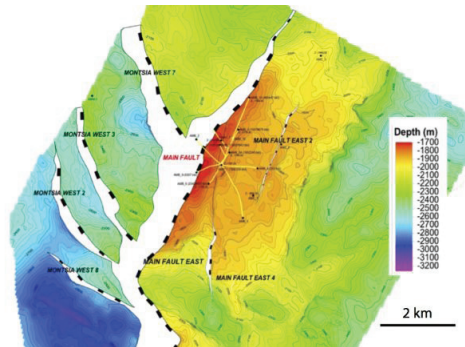
Location of Castor UGS offshore NE Spain, and regional structural sketch. After Roca and Guimera (1992).

**Figure 2**



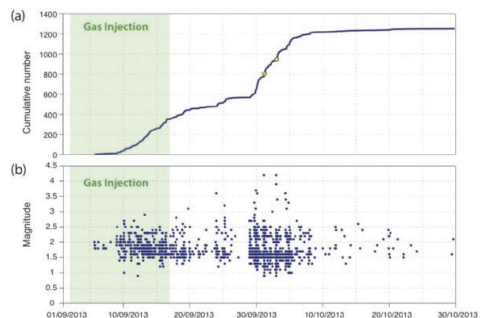
Cross-sectional sketch of the geological structure of the Castor UGS. OWC indicates the depth of the original oil water contact in the Amposta reservoir, which is also the maximum level for gas storage.

**Figure 3**



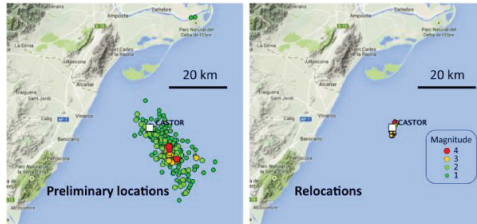
Structural map of the top of the limestone formation, from 3D reflection seismic data. White regions within the block are offsets in the continuity of the layer, and hence indicate faults. The higher region (warmer colours) is the location of Castor UGS and the yellow lines the trajectories of wells.

**Figure 4**



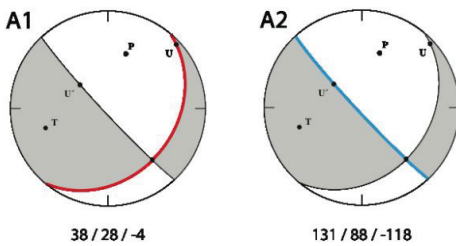
Plots of the seismic sequence (a) total number of earthquakes and (b) earthquake magnitudes versus time. The green region indicates the period of gas injection. The largest magnitude earthquakes (yellow stars in (a)) took place almost two weeks after the injection was stopped.

**Figure 5**



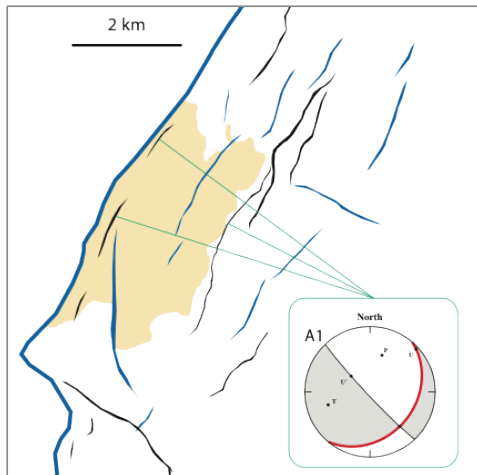
Earthquake locations: (a) initial calculations and (b) recalculated by Cesca et al. (2014). The latter show a more accurate and precise solution, which indicates a SW-NE direction.

**Figure 6**



Earthquake Focal Mechanism for the largest earthquakes in the sequence (Cesca et al., 2014). The numbers indicate azimuth/dip/rake respectively for each case.

**Figure 7**



A reanalysis of the 3D seismic block in hindsight, hints at the possible presence of small faults, with possible expression on the roof of the limestone formation, with characteristics compatible with the observed seismicity. The beige area is the extent of the Castor UGS, the black and the blue lines are possible small faults that dip to the east and west respectively. The green lines point to examples of the compatibility of the focal mechanism's plane A1 with the hinted small faults that dip to the east.

# Silivri Doğal Gaz Depolama Tesisi ve Kapasite Artırım Projeleri



## Ramazan Eren

Türkiye Petrolleri Trakya Bölge Müdürlüğü Doğal Gaz Depolama Müdürlüğü

Türkiye'nin ilk yeraltı doğal gaz depolama tesisi olan TPAO Silivri Doğal Gaz Depolama Tesisi 2007 yılında devreye alınmış olup, içinde bulunduğumuz 7. Depolama Döneminde enjeksiyon ve geri üretim faaliyetlerine devam edilmektedir. Geçen bu 7 Depolama Döneminde elde edilen deneyimler neticesinde; depolama kapasitesinin projenin başında hesaplanandan daha fazla olduğu, rezervuarda aktif su itişim mekanizmasının olmadığı, geri üretimin başında enjekte edilen gazın yakın bir gaz üretilirken geri üretimin sonlarına doğru orijinal gaz gelişimin arttığı ve karışım oranının %30 seviyelerine ulaştığı, ayrıca hidrokarbon kondensat ve su üretiminin yıllara göre azaldığı tespit edilmiştir.

Depolama Tesislerinin toplam depolama kapasitesi 2,661 Milyar Sm<sup>3</sup> (bunun 2,1 Milyar Sm<sup>3</sup>'ü BOTAŞ'a tahsis edilmiştir), maksimum enjeksiyon kapasitesi 16 Milyon Sm<sup>3</sup>/gün ve maksimum geri üretim kapasitesi 20 Milyon Sm<sup>3</sup>/gün'dür. "Silivri Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisleri Temel Kullanım Usul ve Esasları (KUE)" EPDK tarafından onaylanmış ve 06.04.2012 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanmıştır. 561 Milyon Sm<sup>3</sup>'lük kapasitemiz, 2012 yılından itibaren doğal gaz ithalat ve/veya toptan satış lisansına sahip firmalara eşit ve tarafsız şartlarda kullanılmaktadır.

TPAO, Ülkemizin enerji arz güvenliğinin temininde depolama tesislerinin önemini, depolama yapılan rezervuarlarımızın kapasitesini ve yakın civarda bulunan Batı Sinekli ve Değirmenköy- Osmancık sahalarının da depolama amaçlı kullanılabileceğini değerlendirerek tesislerin maksimum enjeksiyon kapasitesini 45 Milyon Sm<sup>3</sup>/gün'e, maksimum geri üretim kapasitesini 75 Milyon Sm<sup>3</sup>/gün'e ve toplam depolama kapasitesini 4,3 milyar Sm<sup>3</sup>'e çıkarmaya karar vermiştir. Tesislerin kapasite artırımını iki faz olarak planlanmıştır. "Değirmenköy Tevsi ve Çevre Doğal Gaz Sahaları Depolama Projesi (Faz-II)" ve "Kuzey Marmara Sahası Depolama Tevsi Projesi (Faz-III)" çalışmaları devam etmekte olup Faz-II Projesinin 2015 yılı sonunda, Faz-III Projesinin ise 2020 yılında hizmete alınması hedeflenmektedir.



**Hidrokarbon Aramalarında Sağlık, Emniyet ve evre  
(SEÇ)**

**Health, Safety, and the Environment (HSE) in  
Hydrocarbon Exploration**

---





## Hidrokarbon Arama – Üretim Faaliyetleri Kapsamında İş Sağlığı Güvenliği Mevzuatının Değerlendirilmesi ve Türkiye Petrolleri’nde Gerçekleştirilen Uygulamalar

**Bahadır Ekizer, Banu Çiçek Başer**

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

Health and Safety issues which was taking place in several legislations before were collected in a one law named “Health and Safety (No: 6331)” in our country on 30.06.2012. By this law, it is declared that, job providers are responsible for protecting their employees health and safety.

By this low, all employees in governmental and non governmental companies are bringing same laws coverage. General approach on Health and Safety issues is determined proactive planning instead of rules, it is provided that employees can join to the Health and Safety works. On the other hand, job providers are assigned some roles as risk assesment, Emergency Response and setting an HS team in the work area. In this paper, it is mentioned that the legislation about Health and safety related oil and gas exploration and production sector, some applications about that and HSE Management Sysytem in TP.

### ÖZ

Ülkemizde daha önce farklı yasal düzenlemeler ile takip edilmekte olan İş Sağlığı ve Güvenliği konusu, 30.06.2012 tarihinde yayımlanan 6331 Sayılı İş Sağlığı ve Güvenliği Kanunu ile, ilk kez müstakil olarak ele alınmıştır. Kanun ile öncelikle işverenlerin, çalışanların işle ilgili sağlık ve güvenliğini sağlamakla yükümlü olduğu belirtilmiş, bu kapsamda görevleri bulunduğu deklere edilmiştir.

Kanun ile kamu özel farkı gözetmeksizin tüm çalışanlar kapsama alınmış, kuralcı bir yaklaşım yerine önleyici bir yaklaşım getirilmiş, çalışanların temsilcileri ile veya bizzat kendilerinin, İSG çalışmalarına katılım imkanı sağlanmış, İş Güvenliği Uzmanı ve İşyeri Hekimi çalıştırılması, Risk Değerlendirmesi, Acil Durum, Planlaması, Sağlık Gözetimi, periyodik bakımlar ve daha bir çok farklı konuda işverenlere önemli görevler getirmiştir.

Bu bildiride, Hidrokarbon faaliyetleri yürüten kurumların faaliyetlerini ilgilendiren başlıca İSG konulu yasal düzenlemeler özetlenerek, TP’ de bu konuda yürütülen çalışmalar ve kurulan Entegre Yönetim Sistemi hakkında bilgiler verilecektir.

### İŞYERİ TEHLİKE SINIFLARI

2012 yılında ayrı ayrı yayımlanmış olan İş Güvenliği Uzmanlarının ve İşyeri Hekimlerinin Görev Yetki Sorumlulukları ile ilgili olan iki yönetmelik ile; işverenlerin, mevzuatta tanımı yapılmış olan uygun niteliklere sahip, işyerinin tehlike sınıfı ve çalışan sayısını dikkate alarak iş güvenliği uzmanı, işyeri hekimi ve diğer sağlık personeli görevlendirmeleri zorunlu hale gelmiştir. İşyeri hekimi ve iş güvenliği uzmanının tam süreli görevlendirilmesi gereken durumlarda işveren, işyeri sağlık ve güvenlik birimi kuracak ya da bir Ortak Sağlık Güvenlik biriminden hizmet alacaktır.

26.12.2012 tarihinde yayımlanmış olan İş Sağlığı ve Güvenliğine İlişkin İşyeri Tehlike sınıfları Tebliği ile tüm işler, tehlike durumlarına göre, “Az Tehlikeli”, “Tehlikeli” ve “Çok Tehlikeli” olarak sınıflandırılmış olup, hidrokarbon arama ve üretimi çalışmalarında en çok karşılaşılan kodlar aşağıda verilmiştir.

06.10.01 Ham petrolün çıkarılması (Çok Tehlikeli)

09.10.03 Petrol ve gaz çıkarımı ile ilgili vinç ve sondaj kulesi kurma, onarım, sökme vb. hizmet faaliyetleri (Çok Tehlikeli)

71.20.01 Teknik test ve analiz faaliyetleri (Tehlikeli)

70.22.02 İşletme ve diğer idari danışmanlık faaliyetleri (bir organizasyonun stratejik, mali, pazarlama, üretim, iş süreçleri, proje vb. yönetim hizmetleri ile ticari marka ve imtiyaz konularında danışmanlık) (Az Tehlikeli)

49.41.01 Karayolu ile şehir içi yük taşımacılığı (gıda, sıvı, kuru yük, vb.) (gaz ve petrol ürünleri hariç) (Tehlikeli)

49.42.01 Kara yolu taşımacılığı ile ev ve iş yerlerinin taşınması (evden eve nakliyat, vb.) (Tehlikeli)

41.20.01 İkamet amaçlı olmayan binaların inşaatı (fabrika, atölye vb. sanayi üretimini amaçlayan binalar ile hastane, okul, otel, işyeri, mağaza, alışveriş merkezi, lokanta, kapalı spor tesisi, cami, kapalı otopark, tuvalet, vb. inşaatı) (Çok Tehlikeli)

İş güvenliği uzmanlarından; (C) sınıfı belgeye sahip olanlar az tehlikeli sınıfta, (B) sınıfı belgeye sahip olanlar az tehlikeli ve tehlikeli sınıflarda, (A) sınıfı belgeye sahip olanlar ise bütün tehlike sınıflarında yer alan işyerlerinde çalışabilirler.

Bu düzenlemeler kapsamında, TP' de tüm işyerleri için gerekli görevlendirmeler yapılmış durumdadır. Tüm uç noktalara ulaşılarak, İSG açısından başta rehberlik ve iş birliği olmak üzere gerekli hizmet sağlanmaya çalışılmaktadır. İş güvenliği uzmanlarının çalışma süreleri, her bir çalışan başına olmak üzere, az tehlikeli için 6, tehlikeli için 8, çok tehlikeli için 12 dakika olarak belirlenmiştir. İşyeri hekimlerinin çalışma süreleri ise, her bir çalışan başına olmak üzere, az tehlikeli için 5, tehlikeli için 10, çok tehlikeli için 15 dakika olarak belirlenmiştir.

### RİSK DEĞERLENDİRME

Kanuna bağlı olarak oluşturulan düzenlemeler kapsamında, işverenler; çalışma ortamının ve çalışanların sağlık ve güvenliğini sağlama, sürdürme ve geliştirme amacı ile iş sağlığı ve güvenliği yönünden risk değerlendirmesi yapmak veya yaptırmak zorundadırlar.

Risk değerlendirmesi, işverenin oluşturduğu bir ekip tarafından gerçekleştirilecek olup. Risk değerlendirmesi ekibi aşağıdakilerden oluşur.

- İşveren veya işveren vekili.
- İşyerinde sağlık ve güvenlik hizmetini yürüten iş güvenliği uzmanları ile işyeri hekimleri.
- İşyerindeki çalışan temsilcileri.
- İşyerindeki destek elemanları
- İşyerindeki bütün birimleri temsil edecek şekilde belirlenen ve işyerinde yürütülen çalışmalar, mevcut veya muhtemel tehlike kaynakları ile riskler konusunda bilgi sahibi çalışanlar

Oluşturulan bu ekip tarafından, tespit edilmiş olan tehlikelerin her biri ayrı ayrı (Patlayıcı Ortam, Biyolojik Etkenler, Gürültü, Kimyasal Maddeler, Titreşim ve diğerleri) dikkate alınarak, bu tehlikelerden kaynaklanabilecek risklerin hangi sıklıkta oluşabileceği ile bu risklerden kimlerin, nelerin, ne şekilde ve hangi şiddette zarar görebileceği belirlenir. Bu belirleme yapılırken mevcut kontrol tedbirlerinin etkisi de göz önünde bulundurulur. Yapılan değerlendirme ve derecelendirme sonuçlarına göre riskler, "hafif, kabul edilebilir, orta, yüksek ve kabul edilemez" seviyelerinde belirlenmektedir. Sonrasında ise, öncelik sırasına göre belirlenen önlemler yerine getirilir.

Risk kontrol tedbirleri kararlaştırılırken, Riskin tamamen bertaraf edilmesi, bu mümkün değil ise riskin kabul edilebilir seviyeye indirilmesi için aşağıdaki adımlar uygulanır.

- 1) Tehlike veya tehlike kaynaklarının ortadan kaldırılması.
- 2) Tehlikelinin, tehlikeli olmayanla veya daha az tehlikeli olanla değiştirilmesi.
- 3) Riskler ile kaynağında mücadele edilmesi.

Bu yasal düzenleme ve bilimsel veriler ışığında, TP' de kurulan EYS nin tüm işyerleri için Risk Değerlendirmeleri yapılmış olup, çalışanlar konu

hakkında bilgilendirilmiş, gelişen olaylara göre de risk değerlendirmeleri revize edilmektedir.

### ACİL DURUM

2013 yılında yayımlanmış olan İşyerlerinde Acil Durumlar Hakkında Yönetmelik ile, İşverene aşağıda belirtilen yükümlülükler verilmiştir:

- Çalışma ortamı, kullanılan maddeler, iş ekipmanı ile çevre şartlarını dikkate alarak meydana gelebilecek ve çalışan ile çalışma çevresini etkileyecek acil durumları önceden değerlendirerek muhtemel acil durumları belirler.
- Acil durumların olumsuz etkilerini önleyici ve sınırlandırıcı tedbirleri alır.
- Acil durumların olumsuz etkilerinden korunmak üzere gerekli ölçüm ve değerlendirmeleri yapar.
- Acil durum planlarını hazırlar ve tatbikatların yapılmasını sağlar.
- Acil durumlarla mücadele için işyerinin büyüklüğü ve taşıdığı özel tehlikeler, yapılan işin niteliği, çalışan sayısı ile işyerinde bulunan diğer kişileri dikkate alarak; önleme, koruma, tahliye, yangınla mücadele, ilk yardım ve benzeri konularda uygun donanıma sahip ve bu konularda eğitilmiş yeterli sayıda çalışması görevlendirir ve her zaman hazır bulunmalarını sağlar.
- Özellikle ilk yardım, acil tıbbi müdahale, kurtarma ve yangınla mücadele konularında, işyeri dışındaki kuruluşlarla irtibatı sağlayacak gerekli düzenlemeleri yapar.
- Acil durumlarda enerji kaynaklarının ve tehlike yaratabilecek sistemlerin olumsuz durumlar yaratmayacak ve koruyucu sistemleri etkilemeyecek şekilde devre dışı bırakılması ile ilgili gerekli düzenlemeleri yapar.
- Varsa alt işveren ve geçici iş ilişkisi kurulan işverenin çalışanları ile müşteri ve ziyaretçi gibi işyerinde bulunan diğer kişileri acil durumlar konusunda bilgilendirir.

İşyerinde meydana gelebilecek acil durumlar aşağıdaki hususlar dikkate alınarak belirlenir:

- Risk değerlendirmesi sonuçları.
- Yangın, tehlikeli kimyasal maddelerden kaynaklanan yayılım ve patlama ihtimali.
- İlk yardım ve tahliye gerektirecek olaylar.
- Doğal afetlerin meydana gelme ihtimali.
- Sabotaj ihtimali.

İşveren; işyerlerinde çok tehlikeli sınıfta yer alan işyerlerinde 30 çalışana, tehlikeli sınıfta yer alan işyerlerinde 40 çalışana ve az tehlikeli sınıfta yer alan işyerlerinde 50 çalışana kadar; Arama, kurtarma ve tahliye, Yangınla mücadele, konularının her biri için uygun donanıma sahip ve özel eğitilmiş en az birer çalışması destek elemanı olarak görevlendirir.

Hazırlanan acil durum planının uygulama adımlarının düzenli olarak takip edilebilmesi ve

uygulanabilirliğinden emin olmak için işyerlerinde yılda en az bir defa olmak üzere tatbikat yapılır Acil durum planları; tehlike sınıfına göre çok tehlikeli, tehlikeli ve az tehlikeli işyerlerinde sırasıyla en geç iki, dört ve altı yılda bir yenilenir.

TP' de tüm işyerleri için Acil Durum Planları yapılmış, görevli personel güncel olarak belirlenmiş ve tatbikatlar da gerçekleştirilerek raporları hazırlanmıştır. Tatbikatlardan elde edilen sonuçlara göre düzeltici – önleyici faaliyetler de gerçekleştirilmiştir.

### İSG EĞİTİMİ

2013 yılında yayımlanan Çalışanların İş Sağlığı Ve Güvenliği Eğitimlerinin Usul ve Esasları Hakkında Yönetmelik ile, İşveren, çalışanların iş sağlığı ve güvenliği eğitimleri ile ilgili; Programların hazırlanması ve uygulanmasını, Eğitimler için uygun yer, araç ve gereçlerin temin edilmesini, Çalışanların bu programlara katılmasını, Program sonunda katılanlar için katılım belgesi düzenlenmesini sağlamakla görevlendirilmiştir.. İşveren, çalışanlarına İş sağlığı ve güvenliği ile ilgili olarak, asgari yönetmelikte belirtilen konuları içerecek şekilde iş sağlığı ve güvenliği eğitimlerinin verilmesini sağlayacaktır.

Verilen eğitimler, değişen ve ortaya çıkan yeni riskler de dikkate alınarak aşağıda belirtilen düzenli aralıklarla tekrarlanır.

- Çok tehlikeli sınıfta yer alan işyerlerinde yılda en az bir defa.
- Tehlikeli sınıfta yer alan işyerlerinde iki yılda en az bir defa.
- Az tehlikeli sınıfta yer alan işyerlerinde üç yılda en az bir defa.

Çalışanlara verilecek eğitimler, çalışanların işe girişlerinde ve işin devamı süresince belirlenen periyotlar içinde;

- Az tehlikeli işyerleri için en az sekiz saat,
- Tehlikeli işyerleri için en az on iki saat,
- Çok tehlikeli işyerleri için en az on altı saat olarak her çalışan için düzenlenir.

TP' de tüm işyerlerindeki çalışanlar ve geçici olarak hizmette bulunan kişiler için İSG eğitim programları hazırlanarak uygulamaya geçirilmiştir.

Hidrokarbon arama ve üretim sektörünü ilgilendiren önemli düzenlemelerden bir tanesi de 2013 yılında yayımlanan Tehlikeli ve Çok Tehlikeli Sınıfta Yer Alan İşlerde Çalıştırılacakların Mesleki Eğitimlerine Dair Yönetmeliktir. Bu yönetmeliğin ekinde verilen işlerde çalışanlar ( bu işlerden biri de ARAMA VE SONDAJ İŞLERİ dir), işe alınmadan önce, mesleki eğitime tabi tutulmaları zorunludur. TP' de bu konuda gerekli hassasiyet gösterilmektedir.

### İSG KURULLARI

2013 yılında yayımlanan İş Sağlığı ve Güvenliği Kurulları Hakkında Yönetmelik, Elli ve daha fazla çalışanın bulunduğu ve altı aydan fazla süren sürekli işlerin yapıldığı işyerlerinde, işverene, iş sağlığı ve güvenliği ile ilgili çalışmalarda bulunmak üzere kurul oluşturma yükümlülüğü getirmiştir.

### İSG KURULU ÜYELERİ

- İşveren veya işveren vekili,
- İş güvenliği uzmanı,
- İşyeri Hekimi
- İnsan kaynakları, personel, sosyal işler veya idari ve mali işleri yürütmekle görevli bir kişi,
- Bulunması halinde sivil savunma uzmanı,
- Bulunması halinde formen, ustabaşı veya usta,
- Çalışan temsilcisi, işyerinde birden çok çalışan temsilcisi olması halinde baş temsilci şeklindedir. Kararları işvereni İSG konularında aydınlatmak ve önerilerde bulunmak olan bu kurul, TP' nin tüm işyerleri için toplanmakta ve gerçekten, çalışanları ve işvereni yönlendiren kararlar almaktadır.

### PERİYODİK KONTROLLER

2013'te yayımlanan İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği, İşverene, işyerinde kullanılacak iş ekipmanlarının yapılacak işe uygun olması ve bu ekipmanın çalışanlara sağlık ve güvenlik yönünden zarar vermemesi için gerekli tüm tedbirleri alması yönünde yükümlülük vermektedir. İşveren; iş ekipmanının Yönetmeliğin ekinde belirlenen asgari gereklerle ve güvenlik düzeyine uygun olmasını sağlayacaktır. Hangi tür iş ekipmanının kontrole tabi tutulacağı, bu kontrollerin hangi sıklıkla ve hangi şartlar altında yapılacağı da yine tanımlanmış olup, söz konusu ekipmanlar genel olarak, basınçlı kaplar, kaldırma ve iletme ekipmanları, tesisatlar, tezgahlar olarak sınıflandırılabilir.

TP'de tüm işyerleri için, kontrole tabii ekipmanlar belirlenmiş olup, ilgili olduğu ünitesi tarafından kontrolleri yaptırılmakta ve İSG birimleri tarafından kayıt altına alınmaktadır.

### İŞ İZİNİ UYGULAMASI

İş izni sistemleri, herhangi bir işyerinde yürütülen ve tehlike potansiyeli olan özel faaliyetlerin güvenli bir şekilde yürütülmesini sağlayan bir prosedür olarak tanımlanır.

İş İzni sistemi uygulanacak faaliyetlerin kapsamı mutlaka önceden belirlenmiş olup, uygulanan basit bir sistem ve farkındalık yaratma özelliği ile, tehlikelerin önceden belirlenmesi ve gerekli önlemlerin alınması sağlanabilmektedir. Diğer taraftan, İş izni sisteminin uygulanması ile, çalışanlar dolaylı olarak diğer tüm İSG konularının yeniden farkına varmakta ve proaktif önlemlerin seviyesi yükselmektedir.

TP’de oluşturulan EYS kapsamında ilgili prosedür, talimat ve formlar ile İş İzin uygulaması tanımlanmış olup, genel olarak, yüksekte çalışma, kazı – hafriyat işleri, sıcak işler, basınçlı kaplarla ilgili yapılan işler, kapalı alan işleri, elektrik işleri ve yalnız olarak yapılan işler için İş İzin Sistemi uygulaması yaygınlaştırılmıştır.

### **DÜZELTİCİ ÖNLEYİCİ FAALİYET (DÖF) UYGULAMASI**

İSG açısından tespit edilen mevcut uygunsuzlukların giderilmesi ya da tahmin edilen uygunsuzlukların oluşmaması için gerekli önlemlerin alınması kapsamında gerçekleştirilen faaliyetler bütünü “Düzeltilici - Önleyici Faaliyetler” olarak sınıflandırmak mümkündür. Mevzuat gereklerinin yerine getirilmesi, iş kazalarının en aza indirilmesi ve kurumda İSG kültürünün canlı tutulması için DÖF uygulamaları ve kayıtlarının tutulması önem arz etmektedir.

TP’ de yasal mevzuat, iç ve dış denetleme sonuçları, risk değerlendirme raporları, gözlem kartları ve ramak kala formları dikkate alınarak tespit edilen uygunsuzluklar, Düzeltilici – Önleyici Faaliyet Formu doldurulması ve kayıtlı olarak işin takip edilmesi ile sonuçlandırılmaya çalışılmaktadır.

### **SAĞLIK GÖZETİMLERİ**

6331 sayılı kanun ve ilgili mevzuatta çalışanların sağlıklarının korunması yönünde işyeri hekimleri başta olmak üzere, işverene önemli görevler verilmektedir. Bununla birlikte, 2013 yılında yayımlanan İşyeri Hekimi ve Diğer Sağlık Personelinin Görev, Yetki, Sorumluluk ve Eğitimleri Hakkında Yönetmelik ile, çalışanın kişisel özellikleri, işyerinin tehlike sınıfı ve işin niteliği öncelikli olarak göz önünde bulundurulurken uluslararası standartlar ile işyerinde yapılan risk değerlendirmesi sonuçları doğrultusunda; az tehlikeli sınıftaki işlerde en geç beş yılda bir, tehlikeli sınıftaki işlerde en geç üç yılda bir, çok tehlikeli sınıftaki işlerde en geç yılda bir defa olmak üzere tüm çalışanların periyodik sağlık muayenelerinin tekrarlanması zorunluluk haline gelmiştir.

Bu kapsamda, TP’ de yapılan bir planlama ile tüm personelin, çalıştığı işyerinin tehlike sınıfı ve kendi çalışma şartları dikkate alınarak takibe alınması sağlanmış olup çalışma rutin olarak ilerlemeye devam etmektedir.

### **ALT İŞVERENLER**

İşverenler, çalışma alanlarında görev yapan kendi çalışanları yanında, stajyer, alt işveren çalışanları ve diğer etkilenebilecek kişilerin de sağlık ve güvenliklerinden sorumlu bulunmaktadır. Bu nedenle, TP’ de alt işverenler ile yapılacak tüm sözleşmelerin bir eki olmak üzere ve gerektiğinde alınan hizmetin niteliğine uygun olarak revize edilmeye müsait olan

bir “İş Sağlığı Güvenliği ve Çevre Yükümlülükleri” dökümanı hazırlanmıştır. Bu sayede, TP ile çalışan tüm alt işverenlerin en az, ulusal mevzuat ve TP EYS gerekliliklerini karşılaması hedeflenmektedir.

Bununla birlikte, yapılan tüm alt işveren çalışmaları, TP’ nin kendi çalışanları ile yürüttüğü diğer faaliyetlerden ayrı tutulmaksızın, İSG açısından, ilgili ünitesi ile işbirliği içinde izlenmekte ve rehberlik hizmeti sağlanmaktadır.

### **OHSAS 18001 İŞ SAĞLIĞI VE GÜVENLİĞİ YÖNETİM SİSTEMİ**

OHSAS İngilizce Occupational Health And Safety Assessment Systems kelimelerinin baş harflerinin kısaltılmasıyla oluşturulmuştur. İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetim Sistemi anlamına gelen OHSAS 18001 ise bu konudaki uygulamaların standart haline getirilmesiyle oluşan uluslararası standarttır.

OHSAS 18001 Yönetim Sistemi iş sağlığı güvenliği faaliyetlerinin sistematik olarak ele alınarak sürekli iyileştirme yaklaşımı içerisinde yürütülmesi için bir araçtır.

OHSAS 18000 İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetim Sistemi Standardı uluslararası bir standart olup standardın ilgili maddesi yasal şartların sağlanmasını zorunlu kılar. Dolayısıyla Yönetim Sistemi standardına uygun çalışan şirketler mevzuata uygun çalıştıklarını belgelemiş olurlar.

### **ISO 14001 ÇEVRE YÖNETİM SİSTEMİ**

Uluslararası Standart Organizasyonu (ISO) tarafından yayınlanan çevrenin korunmasına yönelik standarttır. Bu standart, özünde, doğal kaynak kullanımının azaltılması, toprağa, suya, havaya verilen zararların minimum düzeye indirilmesini amaçlayan standartlar bütünüdür. Bunu da çevre performansının izlenmesi ve sürekli iyileştirilmesi temeline dayandırmakta ve çevre faktörlerine ilişkin olarak ilgili mevzuat ve kanunlar tarafından tanımlanmış koşullara uymayı şart koşturmaktadır.

ISO 14001 çevre yönetim sistemi belgesi bir kurumun yaptığı faaliyetlerde çevreye verdiği zararı bir yönetim sistemi prensibiyle yani sistematik bir şekilde minimize etmeye veya yok etmeye çalışan bir sistemdir.

### **ENTEGRE YÖNETİM SİSTEMİ (EYS)**

İş Sağlığı Güvenliği Yönetim sistemi ile Çevre Yönetim Sisteminin eşgüdümü olarak uygulanması ile ENTEGRE YÖNETİM SİSTEMİ kavramına ulaşılmakta olup, bu Yönetim Sistemini uygulayan Kurumlar:

- Ulusal ve uluslararası yasal mevzuata uyumlu çalışan,

- İSG ve çevre riskleri belirlenmiş ve bu riskleri gerekli önlemlerle asgari seviyeye indirmiş,
- İSG ve çevre risklerine göre eğitimlerin verildiği
- Acil Durumlara göre hazırlıkların yapıldığı,
- İSG ve çevre Performansının izlendiği,
- İSG ve çevre hedeflerinin belirlendiği ve hedeflere ulaşmak için yönetim programlarının hazırlandığı,
- İSG ve çevre korumaya yönelik çalışmaların dokümanite edildiği ve sonuçların kayıt altına alındığı, kurumlar olarak tescillenmektedir.

## **TÜRKİYE PETROLLERİNDE OHSAS 18001 VE ISO 14001 YÖNETİM SİSTEMİ ÇALIŞMALARI**

Genel Müdürlük ve Bölge Müdürlüklerinde Yönetim sistemi çalışmalarına Eylül 2014 tarihinde başlanmış Haziran 2014 tarihinde sistem kurularak Türk Standartları Enstitüsü'nden yönetim sistemi belgeleri alınmıştır.

İş Sağlığı Güvenliği ve Çevre Entegre Yönetim Sistemi; Petrol, Doğalgaz Arama, Sondaj, Üretim ve Depolama faaliyetlerini kapsamaktadır.

Ortaklığımız Üst Yönetimi, Entegre Yönetim Sistemi El Kitabında açıklanan politika ışığı altında yönetim sistemini sürekli geliştirmeyi, ülkemizin mevzuatına uymayı, bu doğrultuda amaçlarını belirlemeyi, düzenli olarak gözden geçirmeyi, yönetim sisteminin sürmesini ve gelişmesini devam ettirmek için gerekli kaynakları sağlamak kararlılığındadır.

Sistemin Kurulması aşamasında;

- Sahalarımızda mevcut durum değerlendirmesi
- Çalışanların ve üst yönetimin bilgilendirilmesi
- Sistemin kurulması sürecinin belirlenmesi
- Politikanın belirlenmesi
- El Kitabı-Prosedür ve Talimatların hazırlanması
- Risk ve Çevre Boyut etki değerlendirmelerin güncellenmesi
- Mevzuat takip sisteminin kurulması
- İç tetkiklerin yapılması
- Uygunsuzlukların tespiti ve düzeltici faaliyetlerin gerçekleştirilmesi
- İş İzin sisteminin uygulanması
- Gözlem Kartı görüş öneri sisteminin uygulanması
- Alt işveren çalışmalarının takibi ve denetimi
- Yönetimin Sistemi Gözden Geçirmesi çalışmaları yürütülmüştür.

## **ENTEĞRE YÖNETİM SİSTEMİ (EYS) DOKÜMANLARI**

### **İSG ve Çevre Politikası**

Üst Yönetimin; İSG ve Çevre çalışmalarında, her türlü önlemi almayı, kaynak ayırmayı ve tüm çalışanların katılımı ile bu konuda sürekli iyileşmeyi taahhüt ettiği dokümandır.

### **EYS El Kitabı**

Sistemin hangi faaliyetlerimizi, kimleri kapsadığı, nasıl yönetileceği; görev yetki ve sorumluluklar ile ilgili dokümanları nerede bulacağımız, nasıl uygulayacağımıza ilişkin yönetsel açıklamalar yer almaktadır.

İSG ve Çevre Hedefleri ve Yönetim Planı Ana hedefimiz sıfır iş kazası ve çevre kirliliğinin oluşmamasıdır. Bu hedefe ulaşmak için her yıl alt hedeflerimiz saptanmakta ve sistemin sürekli iyileşmesi sağlanmaktadır. İSG ve Çevre hedeflerine ulaşmak üzere her yıl Yönetim Planı hazırlanmakta ve bu planın yürütülmesi izlenmektedir. EYS Yönetim Planlarımız'da hedeflere ulaşmak üzere açıklanan tüm faaliyetlerin kim tarafından, ne zaman ve nasıl yürütüleceğinin belirtilmektedir.

### **EYS Prosedürleri**

Prosedürlerde; acil durum hazırlıkları, yasal zorunlulukları izleme, risk değerlendirme ve çevre boyutlarını saptama süreçleri, İş ve Çevre Denetimleri, Düzeltici ve Önleyici Faaliyet süreçleri, eğitim organizasyonu, dokümantasyon ve kayıtların nasıl saklanacağı ve nasıl imha edileceği, iletişimin nasıl sağlanacağı açıklanmaktadır.

### **Talimatlar**

Birimlerimizde yürütülen işlerde; iş sağlığı, güvenliği ve çevre koruma yönünden tehlike oluşturabilecek durumların oluşmasını önlemeye yönelik hazırlanan dokümanlardır. Saha faaliyetleri için basılı olarak çalışanların ulaşabilecekleri noktalarda bulunur ayrıca tüm çalışanlar intranet sisteminde dokümanlara ulaşabilir. Tüm çalışanların işlerini bu talimatlara uygun yürütmesi; yürütemediği durumlarda da amirinin bilgisi ve onayı ile çalışması istenmektedir.

### **Formlar**

İSG ve Çevre Yönetim Sistemi'nin etkin biçimde yürütüldüğünün izlenmesini sağlayan dokümanlardır. Örneğin, Sıcak İş, Kapalı Alan, Yüksekte Çalışma, Kaza Hafriyat gibi çalışmalar için İş İzin Sistemi geliştirilmiştir. Sisteme göre bu çalışmalar için İş İzin Formu onaylanmadan çalışmaya başlanılmaz. Prosedür ve talimatlarda hangi işler için hangi formların doldurulacağı belirtilmiştir. Formlara erişim intranet ortamından sağlanmıştır.

### **Diğer Dokümanlarımız**

İSG ve Çevre Mevzuatı İzleme Listesi, Eğitim Planı, MSDS Malzeme Güvenlik Bilgi Formları, Acil Durum Planları ve Acil Kaçış Planları, İSG Tehlike Tanımlama ve Risk Kontrol ile Çevre Etki-Boyut değerlendirme Çalışmaları bu kapsamda değerlendirilmektedir.

# Petrol Şirketlerinde Meydana Gelen Trafik Kazaları ve Kazalara Etki Eden Faktörler



İrfan Memişoğlu<sup>1</sup>, Ali İbrahim Atılğan<sup>2</sup>, Zafer Emirhan<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Türkiye Petrolleri A.O.

<sup>2</sup>Gazi Üniversitesi Mühendislik Fakültesi

Günümüzde motorlu taşıtların sayısı arttıkça, trafik, yaya veya sürücü olarak hayatımızın büyük bir bölümüne etki etmektedir. Artan taşıt trafiği günlük ve iş hayatında fayda sağlamanın yanı sıra can ve mal kayıplarına da neden olmaktadır.

Trafik kazalarının sebeplerine bakıldığında çok büyük oranda sürücü ve/veya yaya hatalarından kaynaklandığı, yol ve araç kusurlarının da sebep olan diğer unsurlar olduğu görülmektedir.

Bu çalışmada, Türkiye’de meydana gelen trafik kazaları ve sebeplerinin incelenmesine yönelik çalışmalar yapılmış, petrol sektöründeki bazı firmaların trafik kaza verileri incelenmiştir.

Ayrıca bu çalışması kapsamında petrol sektöründe meydana gelen trafik kazalarına sebep olan unsurlar detaylı bir şekilde incelenip, kazaların azaltılmasına yönelik bir uygulama ortaya konulması ve diğer petrol şirketlerine örnek olması amaçlanmaktadır.

## 1. GİRİŞ

Günümüzde; teknolojik gelişmelere paralel olarak, trafik kazalarının ülkemizde ve dünyada giderek önlenmesi beklenirken; henüz bu sağlanamamaktadır. Trafik kazaları, beklenmedik yerde, beklenmedik şekilde can ve mal kaybına veya zararına sebep olabildikleri için can ve mal güvenliğini tehdit eden en büyük sorunlardan biridir. Hızlı nüfus artışı, plansız kentleşme ve motorlu araç sayısındaki artışlar da kaza riskini arttırmaktadır.

Ülkemizde trafik kazalarının nedenlerini; insan, yol, taşıt, çevre ve trafik yönetim ve denetim uygulamaları olarak dört ana unsur altında ele alabiliriz. 1

İstatistiklere bakıldığında en önemli etkenin, insan olduğu ve kazaların insanların trafik kurallarına uymamasından kaynaklandığı görülmektedir.

Trafik kazalarının nedenlerinin araştırılıp, önlenmesine yönelik çeşitli sektörlerde olduğu gibi petrol ve petrol sektöründeki şirketlerde de çalışmalar yapılmakta ve politikalar uygulanmaktadır.

Kazalar, ciddi can ve mal kayıplarına, olumsuz sosyal ve psikolojik etkilere ve maddi kayıplara sebep olduğu için kazaya etki eden faktörler dikkatle irdelenmeli ve çözüme yönelik girişimlerde bulunulmalıdır. İnsan

faktörünün kazalara olan yüksek etkisi düşünüldüğünde yol ve trafik güvenliği konusunda eğitimlerin, bilinçlendirme çalışmalarının ve denetlemelerin etkin biçimde yapılması gerekliliği açıktır.

## 2. ÜLKEMİZDEKİ TRAFİK KAZALARINA SEBEP OLAN ANA FAKTÖRLER

Türkiye’de motorlu kara taşıtı sayısı yıllar geçtikçe artış göstermektedir; 2003 yılında 8.903.843 adet araç varken, 2013 yılında bu sayı 17.939.447 olarak, iki katına ulaşmıştır. 2 Türkiye ile diğer gelişmiş ülkeler karşılaştırıldığında; 2005 yılı KGM verilerine göre 100.000 araca Türkiye’de 41 ölüm gerçekleşirken, bu sayı Almanya ve Hollanda’da 12, İngiltere ve Japonya’da 11’dir. 4

Ülkemizde yük taşımacılığının %88,7’si, yolcu taşımacılığının da %90,3’ü hala karayolu ile yapılmaktadır, taşıt sayılarındaki artışın yanı sıra bu da kaza sayılarının yükselmesinde önemli bir etkidir.2

Türkiye İstatistik Kurumu verilerine göre 2008-2013 yıllarında ortalama 1.140.430 kaza meydana gelmiştir. Bu kazalardaki ortalama kusur oranları dağılımı; % 98,98 insan (sürücü, yaya ve yolcu), % 0,41 araç ve % 0,61 yol şeklindedir.2

### 2.1. İnsan Faktörü

İnsan faktörü; genel olarak sürücülerini, yayaları ve yolcuları kapsamaktadır; ancak en önemli rol sürücülerindir. Kişinin yaşı, cinsiyeti, sürüş tecrübesi, fiziksel özellikleri, sosyal hayatı, eğitim seviyesi ve sağlık durumu, aynı zamanda uyku kalitesi ve ilaç kullanımının kazalar üzerinde yadsınamaz etkisi vardır.

Türkiye’de ehliyet almak için gidilen kursların eğitim kalitesinin yetersiz olması ve konunun yeterince ciddi olarak ele alınmaması, dolayısıyla kişilerin bilinçsiz ve dikkatsiz bir şekilde trafiğe çıkmaları kazaların artışına sebep olan diğer faktörlerdir.3

İstatistikler, araç hızını yol, hava ve trafiğin gerektirdiği şartlara uydurmama, manevraları düzenleyen genel şartlara uymama, dönüş kurallarına uymama, kavşaklarda geçiş önceliğine uymama, emniyetli takip mesafesine uymama, şerit ihlali, kırmızı ışık ihlali, alkolü araç kullanma ve arkadan çarpma gibi sürücü kusurları, trafik kazalarına yol açan en yaygın hatalardır. 2013 yılı Emniyet Genel Müdürlüğü ve Jandarma Genel Komutanlığı trafik kaza verilerine bakıldığında;

%41.04 ile araç hızının mevcut çevre koşullarına uygun olmaması, sürücü kaynaklı en yaygın kaza sebebi olup, %12.53 ile kavşak geçiş önceliğine uymama ve %6.88 ile de manevraları düzenleyen genel şartlara uymama da kazaya sebebiyet vermiş diğer önemli ihlallerden olduğunu ortaya koymaktadır. 2

Yayaların, geçit ve kavşakların bulunmadığı yerlerde geçme kurallarına uymamaları, kusur oranlarına bakıldığında en yüksek yüzdeye sahip kusur olarak görülmektedir. Ancak bu kusur dağılımında yayaların yanı sıra, yol düzenlemelerini yapan kurumların da sorumluluğu olup, yayaların güvenli geçişlerinin sağlanması için yeterli çalışmanın da yapılmamış olduğunun göstergesidir. Bunun yanı sıra yayaların da taşıt yoluna girmeleri, karşıdan karşıya geçişlerde kurallara uymamaları ve diğer trafik kuralları konusunda hassasiyet göstermemeleri kazalara sebebiyet vermektedir.

Araçtaki yolcular ise emniyet kemerlerini takmayarak kendi can güvenliklerini tehlikeye atmalarının yanında yola bir şey atıp, dökerek ve alkollü seyahat ederek kendileriyle birlikte diğer kişileri de tehlikeye atmaktadırlar.

## 2.2. Yol Faktörü

İnsan faktörünün yanında yol durumunun sebep olduğu kazaların oranı çok düşüktür. Kara yollarındaki düşük banket, çukur, yol yapımında yanlış malzeme kullanımı gibi yol kalitesinin düşük olması kazalara neden olmaktadır.

Bunların yanı sıra trafik işaretlerinin uygun yerleştirilmemesi, yol çalışmalarının uygun şartlar sağlanarak yapılmaması, trafik yoğunluğu, kara yollarının yetersizliği, bölünmemiş yolların varlığı ve ayrıca doğrudan yolun kalitesi ile ilgili olmayıp hava koşullarından kaynaklı görüş açısının düşüşü, yolun kayganlaşması, buzlanma, kar yağışından dolayı yolun kapanması, tipi gibi dönemsel sorunlar da kazalara sebebiyet veren unsurlardır.

%49.58 yolda gevşek malzeme kullanımının, %18,92 şerit çökmesinin, %16.27 yoldaki münferit çukurların ve %16.27 kısmi veya münferit çökmelerin en yaygın yol kaynaklı kaza sebepleri olduğu, 2013 yılı kaza istatistiklerinde görülmektedir.2

## 2.3. Araç Faktörü

Araçların tipi, yaşı ve bakımlarının yapıp yapılmadığı hem kaza sayısını hem de kazanın şiddetini, can ve mal kaybı ile yaralanmaları doğrudan etkilemektedir.5

2013 yılı kaza verilerine göre araç kaynaklı en yüksek kusur oranlarını şu şekilde sıralayabiliriz; %27.54 kusurlu fren, %24.04 lastik patlaması, %4.97 hatalı arka lambalar, %4.85 kusurlu kapı ve %4.33 kusurlu rot. Ayrıca direksiyon, aks, farlar, şaft, dönüş sinyali, şaft gibi aksamlardaki sorunlar da kazalara sebebiyet veren etkenlerdir.

## 3. PETROL ŞİRKETLERİNDE MEYDANA GELEN TRAFİK KAZALARI

Petrol şirketleri faaliyetleri sırasında çalışan taşımacılığı ve ekipman/malzeme nakliyatını havayolu, denizyolu ve/veya karayolu ile sağlayabilmektedir. Örneğin; denizdeki faaliyetleri sırasında çalışanların platforma taşınması helikopterler ile sağlanırken, malzemelerin taşınması gemiler ile gerçekleştirilmektedir.

BP, çalışanlarının ve müteahhit çalışanlarının 2013 yılında dünya genelindeki faaliyetleri sırasında, trafikte 670 milyon km den fazla yol kat ettiğini beyan etmektedir. Araç kazaları petrol sektöründe önemli bir risk etkeni olduğu için BP sürüş güvenliği performansını 1 milyon km başına ölüm, yaralanma ve döküntü ile sonuçlanan ciddi araç kazaları oranlarını ve takla atan veya araçta ciddi hasara yol açan kazaları izleyip, bunları önlemeye çalışmaktadır. Aynı zamanda 1 milyon km de, tüm motorlu araçlarda meydana gelen toplam kaza oranını takip etmektedir. BP' nin toplam araç kazası oranına baktığımızda 2012 yılında bunun 1.31, 2013 de ise 1.2; ciddi araç kazası oranının ise 2012 yılında 0.13 iken 2013 yılında 0.12 olduğu görülmektedir.

Shell Upstream Türkiye şirketinde ise 2014 yılında toplam 2.187.926 km yol kat edilmiş olup, hiçbir kaza yaşanmamıştır.

Türkiye Petrolleri Bölge Müdürlükleri'nin 2014 yılı trafik kazası istatistiklerine bakıldığında; Adıyaman Bölge Müdürlüğü' nde 9.659.798 km' de 7 adet, Batman Bölge Müdürlüğü' nde 15.781.500 km' de 11 adet ve Trakya Bölge Müdürlüğü' nde ise 1.519.892 km' de 3 adet trafik kazası meydana geldiği görülmektedir.

## 4. SONUÇ

Dünya ülkelerinin trafik kazası istatistikleri incelendiğinde Türkiye' de araç sayısına oranla ölümlerin ilk sıralarda, kaza ve ölü sayılarının da maalesef yüksek olduğu görülmektedir.4 Kaza sebeplerinin çok büyük oranda insan kusurlarından kaynaklandığı araştırmalardan görüldüğü üzere; trafik sorununun çözüm merkezinde de insan unsuru olmalıdır. Bu nedenle kazalar ancak toplumsal olarak sorumluluk ve bilincin artması, trafik eğitim ve kültürünün bir yaşam biçimi haline gelmesi ve yasal düzenlemelerin etkin bir şekilde uygulanabilmesi, trafik denetim ve kontrollerinin daha sık yapılması ile önenebilecektir.6

Toplumsal duyarlılığın artırılması da trafik eğitimlerinin; okul öncesi çağlardan başlayarak hayatımızın her anında görsel ve pratik olarak var olması ile sağlanabilir. %1.1'lik araç ve yoldan kaynaklı sorunları da kaynağında yok edebilmek için karayolları standartlarımızın gelişmiş ülkelerdeki standartlara ulaşması, araçların periyodik bakımların zamanında yapılması ve teknik donanımların uygun kullanılması ile sağlanabilir. Trafik kazalarının azaltılması ile hem can kayıplarının hem de ekonomik kayıpların önüne geçilerek, ülke ekonomisine zararı engellenebilecektir.

Gazi Üniversitesi Fen bilimleri Enstitüsü Trafik Planlaması ve Uygulaması Ana Bilim Dalı'nda yüksek lisans eğitimim kapsamında yapmakta olduğum tezim; trafik kazalarının azaltılmasına yönelik çalışmaları içermektedir. Bu doğrultuda; ülkemizde meydana gelen trafik kaza bilgileri ile Kurum (Türkiye Petrolleri) dâhilinde meydana gelen trafik kaza bilgilerinin detaylı incelenmesi ve değerlendirilmesi, trafik kazalarını etkileyen faktörlerin ve kazaya neden olan kusurların ayrıntılı olarak ortaya konulması, Kurum dâhilinde meydana gelen trafik kazalarının analizi için anket çalışması yapılması ve sonuçlarının değerlendirilmesi sağlanacaktır. Aynı zamanda, petrol sektöründe çalışan diğer kurumların trafik ile ilgili iç mevzuatı, araç kullanımı, eğitimleri, vb. konulardaki mevcut uygulamaları incelenecek ve uygulanabilirlikleri değerlendirilecek, araç güvenliği konusunda aktif ve pasif güvenlik tedbirleri ile araç güvenlik ekipmanların değerlendirilmesini içeren EURO NCAP standardı ve araştırma raporları incelenecektir. Yapılacak tüm analiz ve değerlendirmeler ışığında Kurum dâhilinde trafik kazalarını azaltmaya yönelik ve sektördeki diğer kurumlara örnek teşkil edecek; araç kullanımı konusunda düzenleme yapılması, trafik eğitimleri ve araç güvenliği konularında bir uygulama ortaya konulması amaçlanmaktadır.

#### KAYNAKLAR

1. Trafik Kazası, Trafik Kazaları ve Nedenleri <http://www.diyadinnet.com/YararliBilgiler-120&Bilgi=trafik-kazas%C4%B1-trafik-kazalar%C4%B1-ve-nedenleri>
2. Karayolları Genel Müdürlüğü Trafik Kazaları Özeti2013 <http://www.kgm.gov.tr/SiteCollectionDocuments/KGMdocuments/Trafik/TrafikKazalariOzeti2013.pdf>
3. Trafik Kazaları Nedenleri <http://www.mailce.com/trafik-kazalari-nedenleri.html>
4. Trafik ve İlk Yardım Eğitimi 2 Trafik Kazaları [http://yegitek.meb.gov.tr/aok/aok\\_kitaplar/AolKitaplar/Trafik1-2/6.pdf](http://yegitek.meb.gov.tr/aok/aok_kitaplar/AolKitaplar/Trafik1-2/6.pdf)
5. Trafik Kazalarının Nedenleri [http://www.thb.hacettepe.edu.tr/arsiv/2001/sayi\\_3-4/baslik5.pdf](http://www.thb.hacettepe.edu.tr/arsiv/2001/sayi_3-4/baslik5.pdf)
6. <http://osmanozturk.com.tr/trafik-kazalari-ve-nedenleri/>
7. <http://www.bp.com/en/global/corporate/sustainability/safety/transportation-safety.html>



# İnsan Kaynakları Yönetiminde Yeni Trend: Yetenek/Yeterlilik Yönetimi



**Ramazan Püsküllü, Özden Çiftçi, Serdar Şükrü Yıldırım**

Kamu Kalite Derneği

İnsan Kaynakları Yönetimi; işletmelerde kaynakların verimli ve etkin kullanımı deyince ilk akla gelen anahtar değerde bir kavramdır. Ekonomide fark yaratan unsurlar, insan olmadan eksik ve çoğu zaman da yetersiz kalacaktır. Dolayısıyla, İnsan Kaynakları: işletmelerde işlere uygun yetenek/yeterlilik ve bilgi/beceriye sahip çalışanların; kuruma alınması, kuruma tutulması, yeteneklerinin etkin bir şekilde kullanılarak geliştirilmesi ve ihtiyaçların planlanarak yedeklenmesi, çalışma sevinci yaratacak araçların geliştirilerek performansın artırılması, çalışan beklentileri ile işleme beklentilerinin dengelenmesi, gerekli kayıtların tutulması ve ücret ödemeleri ve politikaların tespiti gibi misyonları üstlenen ve her dönem yükselen ve yeniden keşfedilen bir alan olmuştur.

Çalışanlar hakkında kayıt tutma, personelin ücreti, yan ödemeleri, sigorta kesenekleri, izinleri, raporlu olduğu gün sayısı, işe devamsızlık ve geç kalma, emeklilik, maaş işlemleri, tavin, terfi, atamalar, sendikal haklar, işe alma, iş akdi feshi gibi konularda sevk ve kontrol etmeden öteye geçmeyen Personel Yönetimi günün şartlarına ve değişime ayak uydurmada yetersiz kalmıştır.

İnsan kaynakları yönetimi, personelcilik işlemleri gibi geleneksel görevlerine ek olarak, işletmeye yeni teknolojiler sunmak, işleri düzenlemek, çalışanlara kariyerlerini planlama ve geliştirmede yardımcı olmak, geleceğin yöneticilerini yetiştirmek ve geliştirmek görevlerini üstlenmiştir. İşletmelerde amaçlara ulaşabilmek için, işletmedeki insan kaynaklarını en etkili ve verimli biçimde harekete geçirecek faaliyetleri düzenlemekten ve yürütmekten sorumlu olan birim, insan kaynakları departmanıdır(Aldemir vd., 2004: 25). (2)

İnsana odaklanan insan kaynakları yönetimi dünya gündemine 1960'lerde, ülkemiz gündemine de 90'lı yıllarda girmiştir. İşletmeler için; çalışanların yeteneklerinden, yaşama ve çalışma sevinci yaratarak en etkili şekilde yararlanma fark yaratan unsurlardan birisi haline gelmiştir. İnsan, ilk zamanlarda maliyet, son 50 yıldır ise kaynak olarak görülmüştür. Artık, insan işletmelerde tüketilen bir kaynak değil, işletmenin sürekli gelişen ve zenginleşen öz değeri haline gelmiştir. Yetenek yönetimi yetenekli insanları kuruma çekme, kuruma tutmanın yanında kurumun hangi alanlarda kritik yeteneklere/yeterlilik ihtiyacı olduğunu tespit edip, çalışanların yetenek/yeterlilikleri ile iş için gerekli yetenek/yeterliliklerin örtüşmesini/bütünleşmesini sağlayarak insan verimliliğini artırmak olduğu söylenebilir.

Günlük hayatta sıkça kullanılan “yetenek” kelimesi, iş hayatı söz konusu olduğunda örgütler için önemli bir kaynak haline dönüşmektedir. Yetenek (talent) aynı anda başarı, beceri, liderlik, pratiklik, yaratıcılık ve zamanı iyi kullanabilme gibi özellikleri içeren bir kavramdır. Yani, bireyin belirli bir zaman dilimi içerisinde, işleri daha kolay ve yaratıcılığını katarak yapabileceği ve başarıya ulaşmada etrafındaki bireyleri de harekete geçirebilme kabiliyetidir. (Doğan & Demiral, 2008). “Yetenek”, farklı kaynaklarda “Talent” kelimesini oluşturan;Triumph (Başarı), Ability (Kabiliyet), Leadership (Liderlik), Easiness (Pratiklik), New-fangled (Yaratıcılık) ve Time (Zaman) kavramlarının bir bütünü olarak nitelendirilmiştir (Doğan &Demiral, 2008).(2)

Yetenek/yeterlilik Türk Dil Kurumu sözlüğünde de aşağıdaki gibi tanımlanmaktadır.

1. İsim; Bir kimsenin bir şeyi anlama veya yapabileceği niteliği, kabiliyet, istidat, bir duruma uyma konusunda organizmada bulunan ve doğuştan gelen güç, kapasite.

2. Eğitim bilimi; Kişinin kalıtıma dayanan ve öğrenmesini çerçeveyeleyen sınır, dışarıdan gelen etkiyi alabilme gücü(tdk.gov.tr)

Yeterlilik: Yeterli olma durumu, bir işi yapma gücünü sağlayan özel bilgi, ehliyet, görevini yerine getirme gücü, kifayet(tdk.gov.tr).

Yetenek yönetimi: işletmenin bütün kademelerindeki yöneticiler arasında işbirliği ve iletişimi gerektiren; işgücü planlaması, personel alımı, eğitilmesi, geliştirilmesi, yeteneklerin gözden geçirilmesi, başarı planlaması, performans değerlendirme, sahip olunan yeteneklerin elde tutulması gibi çeşitli aşamaları içeren ve günümüzde birçok işletmenin zorunlu olarak karşısına çıkmaya başlayan bir yaklaşımdır (McCauley ve Wakefield, 2006: 4). (2)

Yetenek Yönetimi: Örgüt içerisinde yetenek, bilgi ve deneyimiyle bireyleri etkileme ve harekete geçirme gücüne sahip kişilere yönelik olarak; hedef ve stratejilerin belirlenmesi, kilit pozisyonların belirlenmesi, yetenek havuzu oluşturulması, yetenekli bireylerin eğitimi ve geliştirilmesi, performanslarının değerlendirilmesi, örgütsel bağlılıklarının artırılması ve kariyer gelişimlerinin sağlanması alanlarında uygulamaya ilişkin süreçleri kapsamaktadır. (Çırpan, 2009). (2)

İşletmelerin başarı sağlanmasında anahtar role sahip

çalışanların işe alımı, eğitilmesi, geliştirilmesi ve yeteneklerinden uygun bir şekilde yararlanılması sürecini kapsayan yetenek yönetimi kavramı bugün insan kaynakları yönetiminde temel başarı faktörü haline gelmiştir. (1)

İşletmelerin yetenek/yeterlilik ihtiyaçlarının karşılanması; yeni ekonominin sürükleyici unsuru olarak teknoloji etkin kullanılarak planlanmaktadır. Ağ teknolojisinin gelişimi ile bazı işlerin, zamandan ve mekandan bağımsız olarak ağ üzerinden sanal çalışanlar aracılığı ile yapılması imkanı doğmuştur. Yeteneğe dayalı insan kaynakları yönetimi anlayışı, işletmelerin kritik başarı faktörlerinden biri haline gelmiş ve birçok işletmenin ajandasında yer almaya başlamıştır

İşletmelerde en önemli fark yaratıcı unsurlardan birisi her alanda hızlı hareket etme kabiliyetine sahip olmaktır.

Yukarıda bahsedildiği gibi yetenek yönetimi modelini kabullenmekle birlikte çalışanlarda TALENT (Başarı, Beceri, Liderlik, Pratiklik, Yaratıcılık ve Zamanı İyi Kullanma) ile açıklanamayan birçok yetenek/yeterlilik bulunmaktadır. Her çalışanın TALENT özelliğini taşımasını beklemek gerçekçi değildir. Gerçekçi olan, çalışanlarımızın güçlü yönlerini farklı deyişle yeteneklerini, fırsatlar ile örtüşen iş yapış şekillerini tespit etmek, zayıf yönlerini geliştirme yerine güçlü yönlerinden optimum düzeyde yararlanmak, işe uyumlulaştırmak, proje ve süreç bazlı iş yapma sistemine göre yetenek ihtiyaçlarını belirlemek, kaynak açıklarını giderme yollarını ve stratejilerini geliştirmektir.

Yetenek yönetiminin kurumda yalnız başına İnsan Kaynakları tarafından yapılabilmesi mümkün değildir. Çalışanlarını en yakından izleyen yönetici pozisyonundaki kişilerin, bir sistem ve kurumsal yapı üzerinde gözlemlerini/ihtiyaçlarını İnsan Kaynakları departmanına ileterek birlikte çalışmalarını çok önemlidir. Bunun kurumsal hale getirilmesi ve yöneticilerin kanaatlerini kolay ifade edebilecekleri iş platformlarının oluşturulması modern İnsan Kaynaklarının gerekliliğindedir.

Dünyada dijital teknolojinin gelişmiş olması, yetenek yönetiminin uygulanabilirliğini kolaylaştırmıştır. Kurumsal Kaynak Yönetimi (ERP) programlarının içinde genel uygulanabilir yetenek yönetimi ile ilgili modüller mevcuttur. Yeni yatırım alanlarında görev alacak çalışanların tespitinde; yetenek/yeterlilik kapasitesini analiz eden akıllı bir sisteme sahip olmak, fırsatların değerlendirilmesi noktasında şirketler için çok önemli bir rekabet unsuru olacağı muhakkaktır.

Ayrıca; işe alma, terfi, performans yönetimi gibi insan kaynakları fonksiyonları da, yetenek yönetimini doğrudan ilgilendirmektedir. İşin verimli ve etkin yapılmasını hedef alırken, çalışanların sevdiği ve yaparken heyecan duyduğu işlerde istihdamın

sağlanması, verimliliği artıracak önemli bir unsurdur. İşin gerektirdiği performans düzeyi önceden tespit edilebilir. İşe yerleştirmede ne tür bilgi/beceri, belge gerektiği, küçük iş parçacıkları olarak belirlenip, sınavlarda sorulacak sorular sistematik olarak yönetilebilir.

Petrol sektöründe, genel iş profillerine uygulanabilir yetenek haritaları mevcuttur. Bu sektör için bilinen bazı firmaların pazarlamakta oldukları yerbilimleri yoğunluklu yetenek haritaları bulunmaktadır. Özellikle büyük enerji şirketlerinin de yer aldığı 7-8 civarında petrol şirketinin ortaklaşa destekledikleri iş tanımlı odaklı yetenek haritaları yapan firmalardan bahsedilebilir. ERP programlarının içinde de proje ve iş bazlı yetenek/yeterlilik raporlamaları ve yetenek/yeterlilik ihtiyaç önerilerinde bulunan modüller yer almaktadır. Bunların benzerinin ülkemiz petrol sektörü için yapılması zor gözükmemektedir.

Yetenek yönetimi, bir çok kaynaktan, yukarıda özetlediğimiz gibi benzer şekilde tanımlanmaktadır. Ana sorumuz; yetenek tanımı için kullanılan 6 özelliğin tamamı bir kişide/çalışanda olmayıp da 5,4 veya 3'ü bir insanda varsa,- ki hayatın gerçeği budur. Bu durumda ne yapmalıyız? Mevcutları nasıl tespit etmeliyiz? Hangi yetenekleri nasıl geliştirmeliyiz? Geliştirmeli miyiz ? Kurumda her çalışan yukarıdaki tanıma uygun yetenekte (TALENT) olabilir mi ? Yetenek yönetimi deyince yetenekli kişilerin yönetimini mi, yoksa, çalışanlardaki yeteneklerin/yeterliliklerin yönetimini mi anlayacağız? Küçük iş parçacıklarından (moleküler) oluşan iş odaklı yetenek ihtiyaç haritalarımızı nasıl çıkartabiliriz? İşletmenin yetenek/yeterlilik ihtiyaç ve stoklarını tek ekranda görebileceğimiz bir sistem var mıdır? Kuruma/işletmeye özel böyle bir sistem kurmak mümkün müdür? Model nasıl kurgulanabilir? Yazılım teknolojilerinin kullanımı da dikkate alındığında sistemin kabaca algoritması nasıl olmalıdır?

Gazetecilikte sık başvurulan 5N1K mantığı ile baktığımızda neyi, nasıl, ne kadar sürede, nerede, ne şekilde ve kiminle sorularının cevaplarını arayacağız. Yetenek/Yeterlilik yönetim modelinin oluşmasında 4 genel adım veya aşamadan söz etmek mümkündür.

Birinci adım/aşama; iş profillerinin belirlenerek kurumda/sektörde ihtiyaç duyulan yetenek/yeterliliklerin tespit edilmesi ve seviyelendirilmesidir. Bu aşamada iş odaklı yetenek ve yeterlilik tanımlarının küçük parçalar(moleküler) halinde tanımlanması ve bir yetenek/yeterlilik havuzunun oluşturulması hedeflenmelidir. İş profillerine ve tanımlarına uygun olarak küçük parçaların eklenmesi marifetiyle alt ve üst iş ailelerinin tespit edilerek kurumun insan kaynağına dayalı gereksinimleri otomatik olarak belirlenmelidir. Söz konusu profilde yetenek ve yeterliliklerin performans beklentileri, eğitim ve gelişim gereklilikleri, sertifikalar, o profiledeki işe yeni atanacaklara sınavda sorulacak sorular gibi ayrıntılar da tanımlanmalıdır. Bu

model, yeni bir proje ve iş tasarımı yapılırken havuzdan bir "tık" marifetiyle seçilecek işlere kolayca gereksinim duyulan yetenek/yeterlilikleri rapor edecek, hem de, bu yetenek/yeterliliklerin kimlerde olduğunu ve hangi projelerde çalışıyor olduklarını rapor edecektir. Örnek verecek olursak Jeoloji ve Jeofizik Mühendisleri için 60 civarında yetenek/yeterlilik haritasından söz edilmektedir.. Her yetenek için gerekli bilgi düzeyleri, gerekli sertifikalar, alınması gereken eğitimler, yeteneğe sahip olan kişide azami beklenen performans, yapması beklenen işler, işleri daha etkin verimli yapması için gelişim programları yer almaktadır.

Ülkemizde sektörün ihtiyacını karşılayacak şekilde ortak çalıştaylar düzenlenebilir. Üniversitelerden ilgili bölümlerin yetkilileri de davet edilerek gelişim modelleri de revize edilebilmelidir. Üniversitemizin sektörün uygulama ihtiyaçlarına yönelik en azından seçmeli dersler vermeleri sağlanmalıdır. Seçmeli derslerin içerikleri sektörün iş profillerine yetenek/yeterlilik ihtiyaçlarını karşılamaya yönelik olmalıdır.

Öneri olarak; Sektör Gelişim Komisyonu adı altında bir çalışma ekibi oluşturulmalı. Ekipte, sektörün öncü kurumları, mesleki yeterlilik kurumu, üniversitelerin yerbilimleri bölümleri kesinlikle temsil edilmelidir. Sektörün yetenek/yeterlilik ihtiyaçları, üniversite eğitimi sırasında daha etkin ve verimli nasıl verilebilir, konusu tartışılmalı ve sektör kapılarını üniversitemize daha fazla açmalıdır. Üniversitemiz; yarım asırdır uygulanan, 30 günlük öğrenci stajı uygulamasının ilerisine geçmelidirler. Kurumsal yetenek/yeterlilik ihtiyaçlarının daha etkin, verimli, sonuç odaklı olarak karşılanması ve açıkların kapatılması(geliştirme) konusunda işletmelerle üniversitemiz birlikte hareket edebilmelidir. Gelişim programları oluşturulacak bu çalışma grubu tarafından akredite edilmiş ve her kurum kendi dersliği, kendi gelişim araç / gereçlerine yatırım yapmak yerine, Üniversitemizin ve özel sektörün belirlenen standartlar çerçevesinde düzenleyecekleri etkinliklerden yararlanmalıdır.

İkinci adım/aşama; İş yapan kişide bulunan yetenekler/yeterlilikler tespit edilmelidir. Daha önce tanımlanmış ve tasarlanmış iş için gerekli yeteneklerin/yeterliliklerin (Teknik ve bireysel) ne kadarının o işte çalışan kişilerde olup/ olmadığı ve kişilerin yetenek haritaları ortaya çıkarılmalıdır. Bunun için değişik teknikler kullanılmaktadır. İş görenin bireysel ve teknik olarak yetenek/yeterlilikleri tespit edilerek, İnsan Kaynakları veri tabanına işlenmelidir. Birey yetenek/yeterlilik parçalarının bütünleşmesi olarak tanımlanmalı, hangi yetenekleri/yeterlilikleri var, seviyesi nedir, belirlenmelidir.

Çalışanların gelişimi sürekli takip edilerek gelişim açıkları gerekirse, işbaşında giderilebilmelidir. Bu tamamen sektörde kurum içi uygulamaya yöneliktir. Kurumun kendisi de yapabilir veya sektörün oluşturduğu

ortak gelişim akademisinden de yardım alınabilir.

Ayrıca bu yaklaşım, sektörün yetenek ihtiyaç standartlarını kabaca ortaya koyduğu için, Üniversitemizin de, ders programlarındaki içerik tercihlerini olumlu yönde etkileyecek ve kaynakların israfını önleyecektir.

Üçüncü adım/aşama; işin gerektirdiği yetenek/yeterlilikler ile o işi yapan kişilerdeki yetenek/yeterliliklerin karşılaştırılarak gelişim açıklarının tespit edilmesidir. Kurum için hangi yetenekten kaç tane olduğunun bilinmesi önemli bir fark yaratıcı özelliktir. Gelecekteki stratejik planları dikkate alarak hangi yetenekleri/yeterlilikleri korumak ve geliştirmek gerektiğini bilmek, hayati bir olgudur. Bilgi teknolojileri kullanılarak, işlere, kişileri atama yerine, yetenekler/yeterlilikler ataması yapılabilmelidir. Bir kişi, birçok yeteneğe sahip olduğu için farklı projelerde, dijital iş platformlarının da marifeti ile katkı sağlayabilmelidir. Bir adım daha ileri giderek, sanal çalışan modeli, tartışılmalıdır. Bir projede kullanılacak yetenekleri bildiğinizde, sistem, anlık olarak, size bu alanda ne kadar yeteneğiniz/yeterliliğiniz olduğunu ve geliştirilmesi gereken yeteneklerin/yeterliliklerin neler olduğunu rapor edebilmelidir. Kervanın yolda dizilmesi yaklaşımının, hızlı ve çevik davranmanın en büyük fark yaratan unsur olduğu çağımızda stratejik karşılığının olmadığı bilinmelidir.

Dördüncü adım/aşama; Sistem kurulduktan sonraki rutinlerinden birisi ölçme, değerlendirme, sürekli iyileştirme ve değişimin getirdiği yeniliklere uyumlaştırma aşamasıdır.

E-öğrenme; diğer adı ile e-gelişim sistemleri çağımızın en önemli bilgi edinme araçlarından birisi haline gelmiştir. Ekonomi, yoğun biçimde ağ üzerine taşınırken, öğrenme de, ağ üzerine taşınmaktadır. Üniversitelerin öğrencilere sunmuş oldukları e-öğrenme sistemleri, günümüzde, iş dünyasında da yavaş yavaş yerini almaya başlamıştır. Sürekli değişim, doğası itibarı ile sürekli öğrenme ve sürekli gelişimi zorunlu kılmaktadır. E-öğrenmenin mekansız ve zamansız interaktif hale gelmesi için, m-öğrenme modelinin de tasarlanması gerekmektedir.

En önemli unsur; fikir, hizmet ve mal üretiminin ana kumandası olan insan yeteneklerinin/yeterliliklerinin doğru zamanda, doğru yerde kullanılmasıdır. Bunun içinde kurumun ihtiyacı olan yeteneklerin/yeterliliklerin neler olduğu, hangisinden ne kadar ihtiyaç olduğu, kullanım sıklığı ve yoğunluğu; süreç, pozisyon, proje, rutin işler dikkate alınarak anlık raporlanabilmelidir. Yetenek/yeterlilik haritaları hazırlanmalı ve işletmelerin insan kaynağı sermayesinin değeri tahmin edilebilmelidir.

1)Doç. Dr. Selen DOĞAN; Niğde Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Yönetim ve Organizasyon A.B.D.Arş. Gör. Özge DEMİRAL Niğde Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Yönetim ve Organizasyon A.B.D. / Ç.Ü. Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi, Cilt 17, Sayı 3, 2008, s.145-166

2)( Yrd. Doç. Dr. Erkan TABANCALI- Arş. Gör. Mithat KORUMAZYıldız Teknik Üniversitesi Eğitim Fakültesi)/ International Journal of Social Science Doi number:<http://dx.doi.org/10.9761/JASSS2336> Number: 25-1, p. 139-156, Summer I 2014

## Electro-Kinetic Oxidation: Ultra-Green Soil and Water Remediation



**Matthew Bryza<sup>1</sup>, Bahadır Ekizer<sup>2</sup>, Naci Köse<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Lamor Çevre Danışmanlık Hizmetleri, İstanbul

<sup>2</sup>Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Ankara

Working with a Finnish professor of engineering, Lamor has developed a new approach to soil and water remediation that is perhaps the most environmentally friendly and cost-effective such technology available anywhere.

pilot project in Batman with Turkish Petroleum). The presence of heavy metals or chlorinated hydrocarbons in such waste does not affect EKO/GRID's performance.

EKO/GRID uses carefully calibrated pulses of electricity to accelerate the natural process of oxidation, which breaks down crude oil into water and carbon dioxide. The system consists simply of a grid of steel rods inserted into polluted soil, ponds, or sludge pools; the rods are then connected to a pulse generator the size of a coffee table. Once the power is turned on, electro-kinetic oxidation begins immediately. Electro-kinetic oxidation simultaneously enhances a second pathway to break down the hydrocarbon waste, bio-remediation.

EKO/GRID requires virtually no staffing or maintenance on-site, other than taking a monthly sample. Otherwise, all monitoring is conducted remotely from Finland.

The technology requires very low voltage electricity and can even operate on solar or wind power.

EKO/GRID requires no chemical, biological, or other additives. Because treatment occurs in-situ, EKO/GRID's carbon footprint is extremely small, as it operates without soil mixing, excavation, transportation, or burning of waste.

Another of EKO/GRID's strengths is its scalability: once the minimal equipment is installed, the apparatus requires the same amount of time to treat 10,000 cubic meters of waste as 1000 cubic meters.

And, unlike virtually all other soil and water remediation technologies, EKO/GRID allows industrial sites undergoing treatment to continue operating at normal capacity.

Lamor is exploring new partnerships that will also allow for recovery of significant volumes of crude oil from hydrocarbon waste before the residual waste is treated through electro-kinetic oxidation.

Finally, EKO/GRID is able to treat an extremely wide range of hydrocarbon waste types, including with total hydrocarbon content over 80 percent, (as at Lamor's

# SOFTEK 2 Boyutlu Sismik Veri Toplama Projesi, İş Güvenliği ve Çevre Koruma Faaliyetleri



**Bahadır Ekizer<sup>1</sup>, Mehmet Emre Doğru<sup>2</sup>, İbrahim Kahraman<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, İş Güvenliği ve Çevre Koruma Daire Başkanlığı, Ankara

<sup>2</sup>Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, İş Güvenliği ve Çevre Koruma Başmühendisliği, Adıyaman

Çalışmanın amacı, Siirt'te Softek olarak adlandırılan bölgede Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) ile NV TURKSE PERENCO firması ortak çalışması altında sismik veri toplama faaliyetleri sırasında, projenin dokümantasyon aşamasından final aşamasına kadar uygulanan iş sağlığı, iş güvenliği ve çevre koruma faaliyetlerinin tanıtılması, paylaşılması ve tartışmaya açılmasıdır.

The purpose of the study is to define, share and discuss the Health Safety and Environmental Applications during Softek Seismic Data Acquisition Project which is held at the region called SOFTEK at Siirt; and by the Turkish Petroleum Corporation (TPAO) and NV TURKSE PERENCO.

## 1. PROJE HAKKINDA BİLGİ

Bu çalışmada Softek Bölgesinde Siirt ve Mardin illerini kapsayan arazide yapılan 2 boyutlu sismik veri toplama çalışmalarının çeşitli aşamalarda iş sağlığı, iş güvenliği ve çevre koruma faaliyetlerinin (İSGÇK) tanıtılması, paylaşılması ve tüm ilgililenenler tarafından tartışmaya açılması amaçlanmaktadır. Çalışmanın bölümlendirildiği bu aşamaların her biri için ayrı ayrı İSGÇK çalışmaları, alanında uzman mühendisler tarafından tasarlanarak, tüm çalışanların katılımının temel unsur olarak kabul edildiği bir İSGÇK sistemi hazırlanmıştır. Sonuç verilerine bakıldığında hiç zaman kayıplı kazanın yaşanmadığı, toplam 190 kişinin sürekli çalıştığı, 168.575 kilometrekare alanın kapsandığı ve 77 gün süren projenin bütün İSGÇK faaliyetleri detaylı olarak raporlanmıştır. Bu çalışmada ile sismik faaliyetlerde İSGÇK ile ilgilenen kişilerin kendi yapacağı çalışmalara ışık tutması, karşı taraflardan gelecek fikir ve geliştirme önerileri ile daha iyi sistemler tasarlanması, ülkemizde ve dünyada İSGÇK kültürünün toplumlarda bir adım daha ileri gitmesi amacı altında sunulması planlanmaktadır.

## 2. PROJENİN AŞAMALARI

İSGÇK kültürü ve bilincinin Siirt Bölgesinde yapılan çalışmalarda daha verimli olarak yayılabilmesi için ilk olarak projenin belli aşamalara bölünmesi sağlanmıştır. Bu aşamalar şu şekilde tanımlanabilir.

- Proje hazırlık ve kabul aşaması
- Proje dokümantasyon aşaması
- Kamp alanına Nakil aşaması
- Kamp Kurulumu ve Personelin hazırlığı aşaması
- Sismik Veri toplama faaliyetleri aşaması
- Mardin Bölgesinde 2. Kamp alanı kurulumu çalışması

- 2. Kamp alanı yeni lokal personel hazırlığı aşaması
- 1. Kamp alanı demobilizasyon aşaması
- Mardin Bölgesi Sismik Veri toplama faaliyetleri aşaması
- 2. Kamp alanı demobilizasyon aşaması
- Proje Finali ve dokümantasyon aşaması

Belirtilen bu aşamaların her biri için ayrı ayrı, uzman mühendisler tarafından detaylı incelemeler yapılmış ve çalışmaların verimi profesyoneller tarafından detaylı takip edilerek kusursuz olması hedeflenmiştir. Organizasyonel yaklaşım ile üst yönetimin sürekli bilgilendirilebildiği ve tüm çalışanları dikkatle dinleyip, bilgi akışının çift yönlü olmasını sağlayabilen bir sistem kurulmuştur. Bu sistem sayesinde sürekli iletişim sağlanmış, proaktif yaklaşım hedefleri tutturulmuş, motivasyon unsurları en yüksek noktalara ulaşmıştır.

## 3. PROJENİN METODOLOJİSİ

Yapılan çalışma 3 farklı firmanın bir projeyi beraber takip etmesi ile gerçekleşmiştir. Bu projede TPAO ana yüklenici, NV TURKSE PERENCO operatör, Alsancak Firması ise Güvenlikten sorumlu olarak yer almaktadır. Her firmanın İSGÇK yaklaşımlarında olası farklılıklar göz önüne alınarak öncelikle tüm firmaların şirket politikaları, prosedürleri ve talimatları karşılaştırılarak mutabakata varma çalışmaları yapılmıştır.

Dökümantasyon çalışmalarının mutabakat aşaması bittikten sonra ilgili bölgede risk analizleri yapılmış ve ilgili riskler tüm rol sahipleri tarafından değerlendirilerek karşı önlemler geliştirilmiştir. Bu aşamalarda en çok dikkat edilen husus; İSGÇK kültürü altında tüm firmaların çalışanların tek bir kültüre uygun hareket etmesi gerekliliğidir.

Bu aşamaların tamamlanması ile birlikte kamp kurulumu için lojistik işlemleri başlatılmış ve uzmanlarımız tarafından tasarlanan seyahat yönetimi sistemi devreye girmiştir. Tüm araçların ve ekipmanların kişilere, çevreye ve ekipmanlara zarar gelmeden bölgeye ulaştırılması için ayrıca analizler yapılarak karşı önlemler geliştirilmiştir.

Kamp alanında tüm malzemeler hazır bulunur bulunmaz, proje boyunca neredeyse en büyük önemi arz eden kamp kurulumu ve personel hazırlığı aşaması başlamıştır. Karşılaşılabilecek her türlü risk göz önünde bulundurularak İSGÇK açısından en uygun kamp alanının kurulması için verilen mobilizasyon süresi

içinde çalışmaların profesyonelle tamamlanması amaçlanmıştır.

Kamp alanı kurulumu, personel hazırlığı tamamlanması, sismik veri toplama faaliyetleri aşaması gibi tüm aşamalarda yapılan çalışmaların özetle başlıkları şu şekilde anlatılabilir.

- Kamp alanı yaşam barakalarının ergonomik açıdan en uygun şekilde yerleştirilmesi
- Kamp alanı toplanma noktalarının belirlenmesi
- Araç geçiş güzergahları ve yaya yürüyüş yollarının belirlenmesi
- Araç park yerlerinin, her türlü doğa şartı ve acil tahliye planlarına göre ayarlanması
- Tüm personele İSGÇK bildirim yapılmaması ve ortak kültür çalışmasının uygulanması
- İş öncesi güvenlik toplantılarının organizasyonu için personelin gruplandırılarak grup amirlerinin belirlenmesi
- Kamp alanı alarm sisteminin kurulması
- Yangın, ilk yardım, güvenlik, tıbbi tahliye tatbikatlarının planlanması ve yapılması
- Kişisel koruyucu donanım sağlanması ve dağıtılması
- Bölgede bulunan lokal personelin işe en uygun şekilde entegrasyonunun sağlanabilmesi
- Atık yönetimi için, atık ayrıştırma sisteminin geliştirilmesi
- Çevresel etkinin en aza indirgenmesi için riskli bölgelere membran serilmesi, yağ kapanlarının tedarik edilmesi
- Fosseptik kontrolü için en uygun sistemin geliştirilerek, saha için uygulanması
- Yangın kontrol ekibinin, İlk Yardım Eğitiminin, Tahliye Ekibinin ayrı ayrı eğitilmesi
- Seyahat yönetimi adına kişilerin eğitimi, ve seyahat yönetim sisteminin bölgeye özel olarak güncellenmesi
- İş İzin sisteminin takibi ile özellikle sahada yapılan çalışmaların hem yerinde hem uzaktan kontrolünün sağlanması
- Araç denetimleri, kontrolleri ve uygunluklarının belgelendirilmesi
- Düzenleyici ve önleyici faaliyetlerin sistemli bir şekilde takip edilmesi ve üst yönetimin sürekli bu bilgilerle takipte tutulması
- Ramak kala ve iş kazası bildirimlerinin önemini aktarılması. Projede yaşanan zaman kayıpsız kazaların tüm çalışanlara güvenlik alarm kartları ile aktararak, sürekli algının açık tutulması
- Hijyen takibinin yapılması, temizlik gibi sağlık faktörlerinin çalışanlar tarafından sorumluluklar tayin edilerek dikkatlice takip edilmesi
- İş öncesi tıbbi bildirim formları yardımı ile tüm çalışanların alerji, hastalık, hassasiyet gibi durumlarının takibinin yapılabilmesi
- Gözlem kartı sistemi ile tüm çalışanların sistem içerisinde sürekli aktif ve müdahil tutulabilmesi

#### **4. SONUÇ**

Çalışma hem ortaklığımız için hem de projede çalışmış olan diğer firmalar için bir pilot çalışma örneği teşkil

etmektedir. Bu çalışmanın sonuçlarına bakıldığında, elde edilen oldukça memnun edici veriler bize göstermektedir ki, tüm bu çalışmalar standartlaştırılarak tüm sismik faaliyet projelerinde detaylı olarak uygulanmalıdır. Bu sayede elde edilecek ilave tecrübe birikimi ile tüm bu faaliyetler yenilenecek ve çok daha güçlü, verimli hale gelebilecektir. TPAO bu çalışmaların standartlaştırılması için kurmuş olduğu İSGÇK Entegre Yönetim Sistemi altında çalışmalara başlamış ve bu faaliyetlerin geliştirilmesi için kaynak ayırmıştır. Aynı zamanda diğer firmalar ile de bu tarz çalışmaların paylaşılarak, değerlendirilerek ve tartışılarak daha da iyi bir hal alabileceğine inanmakta ve bu konuya tam destek vermektedir.

# The Composition of Drilling Muds and Damage to the Nature



**Mehmet Gümüşigine**

Mustafa Kemal University

## ABSTRACT

This paper studies the drilling mud content, drilling mud function, drilling mud disposal methods and their effectson to the nature. Some experiment results showed that residual drilling fluid waste has affected seabed, natural water resources, marine creatures, agriculture fields and human health.

## List of Abbreviations

OCMA - Oil Companies Material Association

OBM - Oil Based Mud

WBM - Water Based Mud

EHS - Enviromental, health, safety

SBM - Synthetic based mud

EBM - Emulsion based mud

TPH - Total petrolleum Hydrocarbon

WBF - Water based fluid

OBF - Oil based fluid

SBF - Synthetic based fluid

COV - Composiorganiquesvolatils

UV - Ultra Virole

Fig.- Figure

## 1 INTRODUCTION

Human kind has never felt hunger to energy at today's extreme level since the beginning. Population increased with time and we started to consume much more energy. Although, the production rate increased, we never reached the required amount and disregraded the environment friendly elements like fitler inserts and treatment facilities in favor of cost reduction. As a consequence, world has become a place hard to live and we started to search for new wolrds. To do it, we need fuel, namely hydrocarbon and derivatives.

The first example of drilling technology goes back to 1794. Since than, many great advances has been accomplished.No fluid was used in drilling methods until 1880. Because, it was observed that the mud produced during drilling significantly contributed to efficieny, we began to focus on this issue. Today, we can produce muds that are compliant with the formation that we drill. As of today, each private oil company is using its own self-produced mud of which they keep the formulation secret. They keep it secret because using mud with proper density, proper weight, proper tixotrophy and proper viscosity saves costs. And cost is the main parameter in the competition. But, even all oil companies use muds with different compositions, the methods they use for disposal of the muds that lose their function are similar. They do it by seperating the mud from cuttings and other particles by dehydrating

the mud. Then the remaining extracted fluid is being disposed to nature or burned.

The use of potassium can present waste disposal problems, and there are certain regions in the world like Gulf of Mexico, where the discharge of potassium into the environment is prohibited, or severely restricted. The use of a potassium-containing WBM can also present problems in land drilling due to contamination of ground water (Fink, 2011).

Finally, I want to refer to Exxon company:“A Core Value: Exxon believes that excellence in environmental, health, and safety (EHS) performance goes hand in hand with our commitment to high operational standards. Both require continuous attention to operations fundamentals, andboth are prerequisites for long-term business success. Achieving excellence in EHS performance not only contributes tobusiness results by safeguarding people and conserving resources, but also serves as a useful indicator of effective management systems.” (Financial and Operating Review, Exxon Corporation, 1998)

## 2 ABOUT DRILLING

Drilling is a process that uses drills and supplementary equipment. It has been developed to reach resources in depth which we can not reach with muscle strength. Drilling is performed by chosing the proper method and the proper drill after performing the required analysis and producing the lejant map of the desired location.

The drilling journey started with percussion drilling. It was a low cost method with logistic advantages on drill and other equipment. It had a successfull performance on all types of formation. It was a very feasible method especially in unavailable and expensive locations because the only required operating cost was fuel cost. As we consumed the available resources with time, we needed to dig deeper. However, going deeper was not possible with percussion drilling.This was due to the fact that there was a need to carry waste removal baskets to the hole for removing the formation waste and this caused too much time loss. Maximum depth that could be reached with percussion drilling until now is 700 m. Today, percussion drilling method is generally used for carrying water to the liquid fuel production centers.

The percussion machine had been invented between 1840 and 1860. Integration of the drills with diamonds, and switching to use of oil instead of vapor in the engine



that operated the drill started a new era in the energy domain. Following nineteen hundreds, the progress seen in drills was also observed in other drilling and drillstring equipment. As the computer technology came into play, we began to dig deeper and deeper. Those deep drillings reached 12.262 meters in 1989. Later on, the Al Shaheen oil well in Katar is drilled to 12.289 meter deep in 2008 and Sahalin-I Odoptu OP-11 oil well in Russia is drilled to 12.345 meter deep in 2011.

### 3 WHY DO WE NEED DRILLING MUD?

Use of drilling mud has some very significant benefits. The drilling muds, shortly:

- Lubricates the drill bit, bearings, mud pump and drill pipe, particularly as it wears against the sides of the well when drilling deviates wells around corners,
- Reduces the friction between the drill string and the well membrane and drilled formation during drilling, and cools the heating caused by this friction.

### 4 DRILLING MUD CONTENT

Drilling muds are made of bentonite and other clays, and or polymers, mixed with water to the desired viscosity. Muds transport the other components in drilling fluids down the drill pipe and bring cuttings back out of the well. By far, the largest ingredient of drilling fluids by weight is barite ( $BaSO_4$ ), which is a very heavy mineral with a density of 4.3 to 4.6 (Department of Environment and Heritage in Australia, 2013).

#### 4.1 Properties of Betonite

#### 4.2. Clays Used in Muds

Clays which are commonly used in muds are as following:

- a. Viscosity downers
  - Dehydrated phosphate and polyphosphate ( $Na_2PO_3$ ,  $NaPO_3$ ,  $Na_6P_4O_{13}$  are the most famous phosphates used in drilling mud"
  - Taniats
  - Humynants
  - Lignosulphonants
- b. Water lose reductioners
  - Organic materials
  - Semi-synthetic materials
  - Synthetic materials
  - Others
- c. Aggraviters
  - Barite
  - Hematite
  - Galen

### 5 DRILLING MUD TYPES

Low-toxicity OBMs can still be used, but only in formulations designed for zero-discharge, where all

the used mud is either recycled (usually onshore) or reinjected with cuttings into the rocks below the seabed.

The phrase "oil-based mud" was an accurate description of drilling mud containing diesel oil, commonly used 10 years ago, but had obvious negative connotations and was, indeed, a serious source of pollution, as the North Sea drill cuttings piles testify. At first, the term "synthetic-based mud" or "emulsion-based mud" sounded neutral, or even positive, in relation to OBM, but when it proved (at least in Europe) to be no better than OBM then a new wording was required. Therefore, we are now asked to call both OBMs and SBMs "organic-phase drilling fluids", on the grounds that the oils formerly used in OBMs and the esters and vegetable oils used in SBMs all have "organic" origins – in that diesel oil and "mineral oils" are refined from crude oil which, millions of years ago, derived from microscopic sea creatures (Geehan et al., 2006-2007)

The composition of the mud varies with some parameters (the regime of the aquifer in the region, the features of the formation, etc.) and with the technique used (perforation, acidification, etc.) if production has started in the well.

If drilling is being carried out in any acid sulphate or potential acid sulphate soils, it is possible that the waste drilling fluids and/or cuttings will be acidic and therefore trigger the regulated waste classification acidic solutions. In this instance, the waste will also be trackable for environmental risk considerations (Wills, 2000).

### 6 WASTE MANAGEMENT METHODS OF DRILLING FLUIDS

The fluids that lose their functions and become unusable after drilling process are being disposed or recycled with several methods.

The upstream petroleum industry generates a significant volume of wastes, primarily produced water and drill cuttings. No matter how effective a waste management plan or waste treatment program may be, wastes will remain that must be disposed of. In some cases, the final disposal can be on-site, while in other cases, the wastes must be shipped for disposal off-site. Ultimately, petroleum industry wastes can be disposed of above or below the surface of either land or water. The suitability of these disposal locations varies with the wastes being disposed.

Waste disposal presents problems that are location-specific. For example, in Kuwait the problem of hydrocarbon waste management is complex because the country experienced a unique environmental catastrophe as a result of the 1991 Gulf War (Fink, 2011).

### 6.1 Surface Disposal

The easiest and least expensive method of waste disposal is to discharge the wastes onto the ground or into surface waterways. Although this has historically been a common disposal method for many wastes, its use and misuse has been a major factor in the increase in environmental regulations governing the petroleum industry. Nevertheless, various forms of surface disposal are still appropriate for many treated wastes.

### 6.2 Disposal of Water

Wastewater can be discharged directly into local streams, rivers, or the ocean as long as its quality meets regulatory standards, i.e., its concentration of suspended and dissolved solids, chemicals, and hydrocarbons is sufficiently low. Surface discharge is regulated in most areas, however, and permits for such discharge are required (Fink, 2011).

### 6.3 Bioremediation

The remediation of mud-polluted drilling sites is very important for the oil industry, and field trials have been undertaken in the Southeast of Mexico in order to find a technology to remediate such sites. Polluted material was composted in biopiles, of one ton. Some nutrients and straw were added to these piles to establish the required ratio of carbon to nitrogen and phosphorus. A control pile was also constructed and monitored. Compared to the control pile, after a period of 180 d the concentration of total petroleum hydrocarbon (TPH) in the test piles decreased by a much higher extent. (Sharma, 2012)

Similar experiment was applied in Pakistan by Mol Pakistan Oil and Gas Co. B.V.

A properly designed bio-site comprising of two pads, with a combined capacity of accommodating 2,000 m<sup>3</sup> of OBM was constructed and is being operated by Scomi Oiltools near Manzalai Gas Plant. OBM Cuttings (approximately 1,890 m<sup>3</sup>) were transported from various drilling locations for treatment at the treatment site. Treatment process involved the mixing of drill cuttings with bulking agent, native soil and bio-enhancer as per pre-determined ratios. Tests were carried prior to, during and after completion of treatment process to evaluate the efficiency of the treatment process. Final tests revealed that oil & grease levels in the treated cuttings were brought down below 3% by weight whereas other parameters also conformed to the stringent limits prescribed in LSO-29 B. The whole treatment process took approximately 150 days to complete. No accidents/incidents were reported and first phase of treatment was executed in a safe and environmentally friendly manner. Treated cuttings were hauled away from bio-site and have been utilized as fill material for construction of different access roads. Next batch of drill cuttings approximately 2,000 m<sup>3</sup> in volume have been transferred to the bio-site and its treatment is in progress.

### 6.4 Carbon Dioxide Extraction

Water-based fluids (WBFs) are the most widely used systems which are less expensive than oil-based fluids (OBFs) or synthetic-based fluids (SBFs). Water-based fluids (WBFs) are used to drill approximately 80% of all wells. In order to return the mud to the circulation mud system and to make contaminations easier to handle, contaminations must be separated from the mud. In more details, from 1993 discharges of cuttings containing more than 1% oil were prohibited in several regions due to environmental reasons. For some period, oil-based fluid was common to be replaced by organic fluids such as esters, ethers and olefins, but the operational discharges of cuttings with residues of oil or synthetic base fluids ceased it around 1995. In practice, operational discharges in drilling mud only take place by using water-based drilling fluid. All cuttings which contain oil exceeding one percent by weight must either be re-injected or taken ashore for treatment. Generally, there are several kinds of compounds in the contaminated drilling mud which make it a dangerous waste in the case of being released into the environment without any purification and treatment.

During the past years, several treating processes have been proposed such as steam stripping, dehalogenation, chemical reduction/oxidation, ultraviolet (UV) oxidation and etc. Unfortunately, the disposal of residual waste in landfills raises the concern that landfill personnel and environmental quality may be at risk. In this regard, to overcome the limitations of current drilling waste treatment and disposal options, alternative technologies are being investigated for the treatment of oil-contaminated drill cuttings which are not only energy consuming but also are green and environmentally benign. In general, it has been reported that there are several kinds of contaminants can occupy the active sites of the drilling mud such as sulfur, chlorine and hydrocarbons mostly with carbon number of C<sub>10</sub>–C<sub>28</sub>. In this regard, several authors have been tried to find if supercritical carbon dioxide is able to remove these contaminants from the polluted drilling mud. For example, Goodarznia and Esmailzadeh have been reported that using SC-CO<sub>2</sub> by changing the temperature and pressure in the range of 328–352.5 K and 160–220 bar respectively, leads to removal of 22.4% contaminant from the polluted drilling mud (Reza et al., 2014).

### 6.5 Disposal Scenario in Algeria Arid Area

The experiment described in the following paragraphs was applied in Algerian arid area (Reza et al., 2014). The main goal of the study was to assess the environmental impacts of the various steps of mud's life cycle taking into account the fluid losses during the phases 26<sup>th</sup> and 16<sup>th</sup>, the energy and material consumptions, and the pollutants emissions from the reserve pit and the treatment processes. The secondary objectives were to compare the environmental advantages of treatment scenarios and to identify their

possible improvements.

### 6.5.1 Drill parameters

- Drilling well (phases 26", 16", 12"1/4, 8"3/8, 6")
- Mechanical processing (shale shakers, centrifuges, mud cleaner)
- Additional mechanical processing (vertical cuttings dryer)
- Storage in the reserve pit
- Treatments by thermal desorption (thermal phase separation), or stabilisation/solidification online or stabilisation/solidification off line.
- Final disposal in the reserve pit.

### 6.5.2 Experiment scenarios

Five scenarios were defined as a five different well.

**Scenario 1:** After a series of mechanical treatments, the mud is stored untreated in a reserve pit, which is isolated from the soil by a geomembrane and bentonite, and it remains there until it is buried naturally by sand. This scenario is the reference considering it has a maximum level of pollution. It will be compared to other treatments.

**Scenario 2:** Mud undergoes a first series of mechanical treatments then a secondary treatment with a vertical cutting dryer where high centrifugation allows recovering of oil and reduces oil content in cuttings to 5%.

**Scenario 3:** After mechanical treatment, mud is treated directly on site by stabilisation/solidification (on line), without remaining in the reserve pit. This treatment consists in adding materials like cement and silicates to solidify and stabilise drilling waste.

**Scenario 4:** Mud is treated mechanically, stored temporarily in reserve pit, and taken again later on for a treatment by stabilisation/solidification off line. At the end of this treatment, cuttings are solidified, and discharged in the reserve pit. The transport process is linked to the moving of the vehicles and machines.

**Scenario 5:** After mechanical treatments, the mud is stored in the reserve pit, and later on transported towards the thermal desorption unit (thermal phase separation). In this treatment, the cuttings are heated indirectly to remove volatile and semivolatile components without incinerating the soil. Gases are condensed and separated to recover heavier hydrocarbons. At the end of this treatment, cuttings have less than 1% oil content (Malika et al., 2011)

### 6.5.3 Comparison of Treatment Scenarios

Comparison of above scenarios based on emissions and extractions are depicted in Table 3

The environmental impacts of the five treatment scenarios of drilling mud were studied separately and compared to analyse their environmental advantages and define improvements.

**In scenario 1,** the drilling mud definitively stored in the reserve pit without treatment (burial option) has the major contribution in human toxicity, terrestrial ecotoxicity because of emissions to soil of hydrocarbons and heavy metals; also the organic respiratory effect has a high contribution because of COV emissions to air. As for bentonite used to make the reserve pit permeable, it has the greatest contribution in other categories because of its production processes whereas consumed energy and geomembrane have a lower contribution.

**In scenario 2,** cuttings stemming from vertical dryer have a major contribution in human and terrestrial toxicity because of 5% of oil and metal pollutants remaining after the high centrifugation, while the recovered oil by this scenario allows avoided impacts in respiratory effects, global warming, and non-renewable energy.

**In scenario 3,** online treated cuttings contribute mainly to human toxicity and terrestrial eco-toxicity, while cement used in stabilisation/solidification process has the major contribution in respiratory effect by inorganic substances, global warming, non-renewable energy and mineral extraction. The contribution of diesel consumed during the treatment process is greater in respiratory organics but secondary in non-renewable energy.

**In scenario 4,** where stabilisation/solidification is off line, the treated cuttings and used cement increase the contribution of the treatment process in all categories except in respiratory organics where COV emissions from the temporary reserve pit increase the score. Transport contributes only weakly to all the categories.

**In scenario 5,** the remaining hydrocarbons and heavy metals in cuttings treated by thermal desorption contribute mainly in carcinogenic effects and moderately in terrestrial ecotoxicity. Organic and inorganic pollutants and used bentonite increase the impact scores of the temporary reserve pit in all categories except in respiratory inorganic, global warming and non-renewable energy. In this scenario, recovered oil by thermal desorption allows avoided impacts and the transport contribution to environmental impact is also low (Malika et al., 2011)

**6.5.3. Comparison of Treatment Scenarios**

The following figures show the impact scores of five scenarios regarding the terrestrial ecotoxicity, carcinogens (hydrocarbons) and non-carcinogens (metals) effects and normalized scores regarding the damage categories.

The aggregation of the normalized scores seen on the figures above for both damage categories allows classifying the scenarios from the worst to the more advantageous: scenario 1 (well A) > scenario 2 (well D) > scenario 3 (well B) > scenario 4 (well E) > scenario (well C).

**7 CONCLUSION**

The experiments and the observations that are discussed in this study show that:

- (1) If the OBM which is generally used in sea based drillings can be adopted with further studies and used commonly in land based drillings, then this would be a very significant progress in favor of environment. Because, OBM is the less pollutant and most environment friendly mud type.
- (2) WBM is the most common mud type today. But, regardless of the formation type, this mud type uses potassium. And, potassium harms the environment in a great extent.
- (3) There is a need for an alternative environment friendly mud type and existing and future studies should focus on this subject.
- (4) Bioremediation is the most environmental friendly method for disposal of drilling wastes, hence it should be upgraded.
- (5) According to experiments, Supercritical Carbon dioxide extraction method is very promising and should be upgraded more.

**REFERENCES**

Amarc, H., Duplaya, R., Ghazia, M., Khodjab, M., Kessaissiac, Z., Quarantaa, G. Life-Cycle Impact Assessment of oil drilling mud system in Algerian arid area. doi:10.1016/j.resconrec.2011.05.016. Denoyella, M., Geslina, E., Jorissena, F., Cazesc, L., Galganid, O., (2011). Innovative use of foraminifera in ecotoxicology: A marine chronic bioassay for testing potential toxicity of drilling mud. doi:10.1016/j.ecolind.2011.05.011. Department of Environment and Heritage, (2013). Characterisation and Management of Drilling Fluids and Cuttings in the petroleum Industry. Australia <https://www.ehp.qld.gov.au/management/non-mining/documents/drilling-muds-fact-sheet.pdf>. Fink, J., (2011). Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemical and Fluids, Gulf Professional Publishing, Vienna, Austria, ppt(203 and 647). ISBN: 978-0-12-383844-5 Geehan, T., Gilmour, A., Guo, Q., The Cutting Edge in Drilling-Waste Management, Winter (2006-2007) M-I Swaco, Houston, Texas, pp(53-67). USA Khanpour, R., Sheikki-Kouhsar, M., Esmailzadeh, F., Mowla, D. Removal of Contaminants from Polluted Drilling Mud is Using Supercritical Carbon Dioxide Extraction. <http://dx.doi.org/10.1016/j.supflu.2014.01.004> Luheng, Q., (2014). The Application of Polymer Mud

System in Drilling Engineering, Hebei Bureau of Coal Geology Fourth Geological Team, Hebei Xuanhua, 075100, China, pp(230-236). doi: 10.1016/j.proeng.2014.06.192 Mol Pakistan Oil And Gas Co B.V.(2012). Bioremediation of Oil Based Mud (OBM), Pakistan.molpakistan.pk/repository/511722.pdf Sharma, S., (2012). Bioremediation; Features, Strategies and Applications, ISSN: 2231-4423, Asian Journal Of Pharmacy and Life science Vol2(2), April-June 2012, pp(206-209). Website: <http://ajpls.com/admin/issues/pissue172.pdf> Wills, J.(2000). Muddied Water: A Survey of Offshore Oilfield Drilling Wastes and Disposal Techniques to Reduce the Ecological Impact of Sea Dumping, Sakhalin Environmental Watch, UK, pp(59-90).

**Table 1**

Bentonite Property	600 Rpm value	30(min.)
	Plastic viscosity rate	3(max.)
	Philtath volume	15.0 cm <sup>3</sup>
	75 micron electron-top ruins	%4 weight(max.)
Pure Bentonite Property	Humidity	%10.0 weightly (max.)
	Plastic viscosity rate	1.5(max.)
	Disters plastic viscosity	10.0 cp(min.)
	Disperptilath volume	12.5 cm <sup>3</sup>
OCMA Bentonite	600 Rpm value	30 (min.)
	Plastic viscosity rate	6(max.)
	Philtat volume	16.0 cm <sup>3</sup>
	75 micron electron-top ruins	%2.5 weightly (max.)
	Humidity	%14.0 weightly(max.)

*Properties of Betonite*

**Table 2**

Non-inhibitive Muds	Inhibitive Muds	Organic based Muds	Air based Muds
Bentonite muds	Line mud	Petroleum mud	Air
Lignosulphanat mud	Salty water mud	Synthetic mud	Gas
Low solid content muds	Potassium/Polymer mud		Spoon Mist

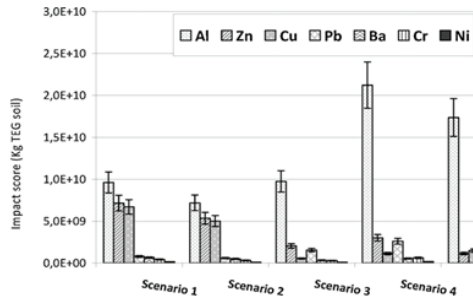
*Variations of Drilling Muds*

**Table 3**

Extracted Resources	Unit	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4	Scenario 4
Water	Kg	5.11E+06	3.77E+05	2.33E+06	5.86E+06	3.11E+06
Energy	Mj	1.38E+05	-1.13E+07	1.32E+05	2.23E+05	-8.14E+05
Barite	Kg	6.13E+02	-8.14E+05	4.35E+01	6.59E+01	4.24E+01
Bentonite	Kg	4.18E+06	9.98E+00	3.78E+00	3.89E+03	2.82E+03
Carbon	Kg	1.30E+04	-3.14E+04	8.20E+04	1.10E+05	-2.00E+03
Natural Gas	M <sup>3</sup>	1.76E+03	-1.41E+04	6.80E+03	9.67E+03	-4.38E+03
Iron	Kg	7.86E+00	1.11E-02	9.61E+01	1.29E+02	1.67E-01
Air emission	Kg					
Co2	Kg	4.75E+05	-4.82E+05	4.64E+05	6.26E+05	-3.71E+04
Co	Kg	1.85E+02	-9.23E+02	5.54E+02	7.49E+02	-6.47E+01
CH4	Kg	6.58E+02	-6.34E+03	6.20E+02	8.69E+02	-4.23E+02
Voc	Kg	2.03E+05	X	X	1.89E+05	1.37E+05
Soil Emission	Kg					
Al	Kg	7.60E+04	5.69E+04	7.71E+04	1.68E+05	1.37E+05
As	Kg	2.90E+00	2.17E+00	4.71E-01	6.29E-01	1.34E+00
Ba	Kg	2.29E+05	1.71E+05	1.17E+05	1.86E+05	1.61E+05
Pb	Kg	1.06E+03	7.97E+02	2.06E+03	3.47E+03	1.43E+03
Ni	Kg	4.84E+01	3.62E+01	3.26E+01	5.71E+01	5.20E+01
Zn	Kg	7.26E+03	5.43E+03	2.09E+03	3.06E+03	1.17E+03
Aromatic Hydrocarbon	Kg	3.87E+05	7.99E+04	3.62E+04	5.81E+04	1.02E+04

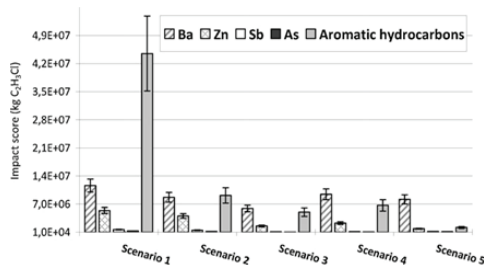
*Emissions and extractions matrix related to treatment scenarios*

**Figure 1**



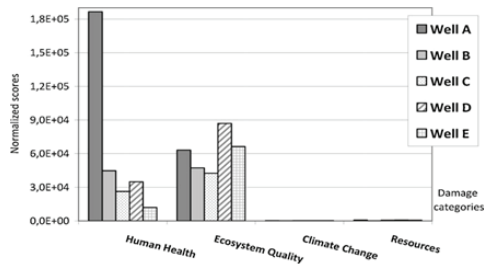
Impact scores of the 5 scenarios in terrestrial ecotoxicity (kg TEG soil)

**Figure 2**



Impact scores (kg C<sub>2</sub>H<sub>3</sub>Cl) of the 5 scenarios in carcinogens (hydrocarbons) and non-carcinogens (metals) effects.

**Figure 3**



Normalized damage scores of 5 well





**POSTER BİLDİRİLER**

**POSTER PRESENTATIONS**

---







## **Alışılmamış Hidrokarbon Kaynaklar**

## **Unconventional Resources**

---



# Dodurga (Çorum) Sahası Bitümlü Kayaçlarının Karbon İzotop Değerlendirmeleriyle Ortamsal Yorumu The Carbon Isotope Composition of Bituminous Rocks from Dodurga Area (Çorum): Paleoenvironmental Reconstruction



**Pelin Akkaya, Ali Sarı, Arash Vosoughi Moradi**

Ankara Üniversitesi Mühendislik Fakültesi Jeoloji Mühendisliği

Çorum'un Dodurga ilçesindeki organik maddece zengin kayaçlardan oluşan Hançili Formasyonu incelenerek karbon izotop  $-\delta^{13}C$ - analizleri yapılmıştır. İnceleme alanındaki istif; Geç Kretase yaşlı tektonik melanj, Paleosen yaşlı türbiditler, Geç Eosen yaşlı Deliceirmak Formasyonu, Erken Oligosen yaşlı İncik Formasyonu ve Geç Oligosen yaşlı birbirine geçişli Güvendik ve Kızılırmak Formasyonları üzerinde Miyosen yaşlı kömür içeren Hançili ve Bayındır Formasyonları, Pliosen yaşlı Bozkır ve Değim Formasyonları ve Kuaterner oluşukları şeklindedir. Çalışmanın yapıldığı Hançili Formasyonu Miyosen yaşlı olup Hançili Formasyonun hakim litolojisini kilitaşı, bitümlü şeyl, bitümlü marl ve kömürler oluşturmaktadır. İncelenen bitümlü şeyl ve bitümlü marllar ortalama 6 wt%, kömürler ise 38 wt% TOC değerlerine sahiptirler.

Hançili Formasyonu'nda tabandan tavana toplam 100 adet örnek alınmış, bunlardan 16 adet bitümlü kayaçların karbon izotop  $-\delta^{13}C$  - analizleri Amerika'da bulunan Isotech Laboratuvarları'nda yapılmıştır.

Karbon izotopları  $-\delta^{13}C$ - özellikle biyolojik süreçlerde etkili olduğu için ortamsal yorumlamalarda kullanılmaktadır. İncelenen örneklerden elde edilen karbon izotop  $-\delta^{13}C$ - değerleri ‰ -25.9 ile ‰ -32.6 arasında değişmektedir. Bu değerler de C-3 bitkilerine işaret etmektedir. C-3 bitkilerinin kökensele ve ortamsal özelliklerine göre incelenen bitümlü kayaçlar karasal ortamda oluşmuştur.

Karbon izotop  $-\delta^{13}C$ - değerleri sıcaklığa bağlı olarak değişir; ılık sulara düşük değerler, soğuk sulara ise yüksek değerler gösterir. Çalışma alanından derlenen örneklerin karbon izotop  $-\delta^{13}C$ - değerlerine göre bu bitümlü kayaçlar ılık sulara çökelmiştir.

The organic fraction (bitumen) of the bituminous shale samples of Hançili Formation, taken from Dodurga area of Çorum were used to investigate the carbon isotope composition. In ascending stratigraphic order, the Late Cretaceous Kalecik tectonic unit, turbidites of Paleocene, Late Eocene dated Deliceirmak Formation, Early Oligocene İncik and Late Oligocene Güvendik and Kızılırmak formations underlie the studied formation. Pliocene Bozkır and Değim formations and Quaternary alluvial deposits overlie the bituminous strata. Coal, claystone, bituminous shale and bituminous marl are the dominant lithologies in the studied Hançili Formation.

The average total organic carbon (TOC) of bituminous rocks and coals is 6 and 38 wt%, respectively.

Totally 100 samples were taken from Hançili Formation and 16 of these bituminous rocks, the isotopic composition of the organic carbon in the studied samples was determined at Isotech Laboratories, USA.

Especially, due to the effects of biological processes, the isotopic composition of sediments has been used widely in paleoenvironmental interpretations. The  $-\delta^{13}C$ -value of the samples fluctuates between -25.9 and 32.6, indicating major contribution of C3 plants. Based on the favorable paleoenvironmental conditions for C3 plants and genetic relationships, it is suggested that the studied rocks were deposited in a terrestrial environment.

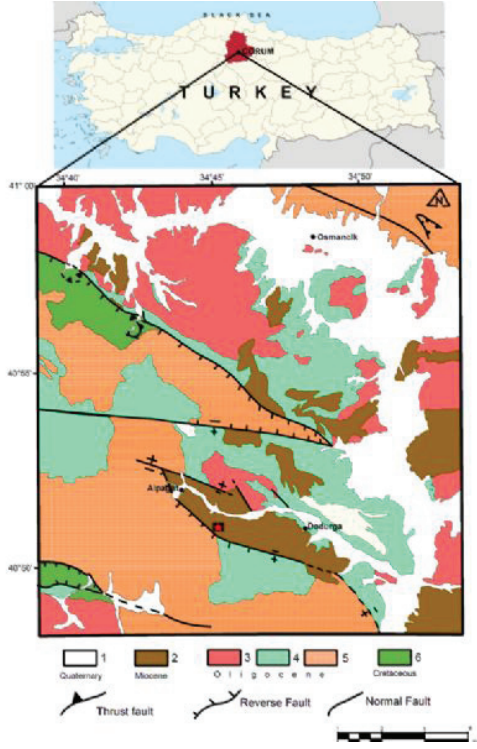
The temperature of the seawater in which the accumulation of organic matter takes place may influence the  $-\delta^{13}C$ - value. With increasing the temperature, the  $-\delta^{13}C$ - of sediment decreases. Based on the  $-\delta^{13}C$ - values, the studied rocks were deposited in warm waters (subtropical-tropical).

## Fotoğraf



Tabandan Tavana Kadar Örnekleme Yapılan Ösk.

harita



Çorum Dodurga Bölgesi Jeoloji Haritası

# Dodurga (Çorum) Miyosen Hançili Formasyonu Bitümlü Kayaçlarındaki Ağır Metal Zenginleşmeleri



**Pelin Akkaya, Ali Sarı, Arash Vosoughi Moradi**

Ankara Üniversitesi

Çalışma alanında tabandan tavana doğru; Geç Kretase yaşlı tektonik melanj, Paleosen yaşlı türbiditler, Geç Eosen yaşlı Deliceirmak Formasyonu, Erken Oligosen yaşlı İncik Formasyonu ve Geç Oligosen yaşlı birbirine geçişli Güvendidik ve Kızılırmak Formasyonları üzerinde Miyosen yaşlı bitümlü şeyl, bitümlü marn ve kömür içeren Hançili ve Bayındır Formasyonları, Pliyosen yaşlı Bozkır ve Değim Formasyonları ve Kuvaterner oluşukları yer alır. Çalışmaya konu olan Miyosen yaşlı Hançili Formasyonun hakim litolojisini kilitaşı, bitümlü şeyl, bitümlü marn ve kömürler oluşturmaktadır. Numuneler açık bir kömür ocağının tabanından tavanına doğru yapılmış, toplamda 30 adet kömür, 70 adet de bitümlü şeyl ve bitümlü marn örneği alınmıştır. Alınan bu örneklerin kimyasa analizler Acme Laboratuvarları'nda yapılmıştır.

Bitümlü kayaçlarda minimum 0.61 wt%, maksimum 13.91 wt%, ortalama 6 wt% TOC, kömürlerde ise minimum 0.46 wt%, maksimum 66.24 wt%, ortalama 38 wt% TOC değerleri belirlenmiştir. Bitümlü kayaçlarda bulunan kurşun, kadmiyum, krom, demir, kobalt, bakır, nikel, civa ve çinko metalleri toksik özelliklere sahiptir ve bu yüzden bu kayaç materyalin bozunması, bazı bölgelerde toprak ve su kirliliği için önemli derecede kaynak oluşturabilir. Bitümlü kayaçlardan türeyen toprak ve sedimanlar, kendi eş materyal bileşimini yansıtır ve bitümlü kayaçlarca zengin alanlardaki bitki ve hayvanlarda bulunan toksik metal konsantrasyonlarını yükseltir. Bazı çalışmalarda, böyle alanlardaki yüzey suları ve yeraltı sularının metal kirliliğinden etkilendiği gösterilmiştir.

Genel olarak zehirli ve çevre kirliliğine neden olan tüm metaller ağır metal olarak adlandırılmaktadır. Ağır metal tanımı fiziksel özellik açısından yoğunluğu 5 g/cm<sup>3</sup> ten daha yüksek olan metaller için kullanılır. Ağır metaller, su kaynaklarına, endüstriyel atıklar veya asit yağmurlarının toprağı ve dolayısı ile bileşimde bulunan ağır metalleri çözmesi ve çözünen ağır metallerin ırmak, göl ve yeraltı sularına ulaşmasıyla geçerler. Sulara taşınan ağır metaller aşırı derecede seyrelirler ve kısmen karbonat, sülfat, sülfür olarak katı bileşik oluşturarak su tabanına çöker ve bu bölgede zenginleşirler. Bu çalışmada adı geçen metallerdeki zenginleşmeler ortalama olarak; kurşun 10 ppm, kadmiyum 0.2 ppm, krom 0.014 %, demir 3.99 %, kobalt 20.7 ppm, bakır 48.6 ppm, nikel 101.9 ppm, civa 0.07 ppm ve çinko 49 ppm'dir.

In ascending stratigraphic order, the Late Cretaceous Kalecik tectonic unit, turbidites of Paleocene, Late Eocene dated Deliceirmak Formation, Early Oligocene

İncik and Late Oligocene Güvendidik and Kızılırmak formations underlie the Miocene Coals, bituminous shales, and bituminous marls of Hançili and Bayındır formations. The Miocene strata are overlaid by Pliocene Bozkır and Değim formations and Quaternary alluvial deposits. The studied Hançili Formation is composed mainly of coal, claystone, bituminous shale and bituminous marl. Totally 100 samples were taken from an open pit coal mine. The element composition of the coal and bituminous shale was determined Acme Laboratories, in Canada.

With an average of 6 wt%, the total organic carbon (TOC) of the bituminous shales range between 0.61 and 13.91 wt%. This value for the coal-bearing strata (succession of coal, shale and marl) is between 0.46 and 66.24 wt% (38 wt% on average). The bituminous rocks contain environmental sensitive elements including lead (Pb), Cadmium (Cd), Chromium (Cr), iron (Fe), cobalt (Co), copper (Cu), nickel (Ni), mercury (Hg), and zinc (Zn). Therefore, retorting or natural decomposition (erosion) of these rocks could lead to soil and groundwater contamination. The resulted soil and sediments inherit the elemental composition of the rocks, resulting in an increase in concentration of toxic elements (heavy elements) of the plants and living organisms which directly or indirectly use the nutrients in the soil. Researches have revealed that the above-mentioned relationship may be a source of contamination in groundwater and runoff.

In general, the term of heavy metals is used for the metals which are environmentally hazardous elements. The density of these elements is generally higher than 5 g/cm<sup>3</sup>. The heavy metals are carried into the water resources, either by disposing of industrial wastes or by acidic rains through dissolution of the metals. A large fraction of the environmental sensitive elements precipitate as associated with carbonates as well as sulphides and sulphates. The average metal enrichment in this study; 10 ppm lead, 0.2 ppm of cadmium, chromium 0.014%, 3.99% iron, 7.20 ppm of cobalt, copper, 48.6 ppm, 101.9 ppm, nickel, mercury was 0.07 ppm and 49 ppm zinc.

## Fluid and Formation Assessment in a Marcellus Shale Lateral Well



**Dariusz Strapoc<sup>1</sup>, Shahnawaz Khan<sup>1</sup>, Karim Bondabou<sup>1</sup>, Reda Karoum<sup>1</sup>,  
Mohan Javalagi<sup>1</sup>, Stephen Strum<sup>1</sup>, Tamara Maxwell<sup>1</sup>, Michael Herron<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Schlumberger

<sup>2</sup>Schlumberger Doll Research Center

A series of tools has been deployed in a lateral research well in the Marcellus Shale that includes continuous real-time mud-gas analysis of gas molecular composition and carbon isotopic composition of methane; continuous analysis of mineralogy, elemental composition, and total organic carbon (TOC) content of cuttings; and geophysical logs providing calculations of porosity, permeability, and mineralogy. An integrative approach allowed several observations and implementable applications. The challenges of this well were to assess vertical and lateral variability of key parameters important for well placement: hydrocarbon fluid type in place and formation characterization in terms of producibility and fracability. The maturity of the targeted lower Marcellus was assessed from a continuous log of  $\delta^{13}C-C1$ , which consistently pointed to a vitrinite reflectance equivalent (VRE) of 1.2%, representing the middle of a condensate window. Further lab analyses of carbon isotope composition of methane, ethane, and propane from spot gas samples confirmed the maturity level within  $\pm 0.1\%$ . This result was in agreement with publically available mapping of vitrinite reflectance ( $R_o$ ) based on organic petrography measurements. In terms of well placement, the bottom-most interval of the Marcellus was indicated by highest TOC or kerogen content, followed by relatively increased gamma ray log and concentration of redox elements (uranium, vanadium, nickel, copper, and molybdenum). Additionally, this interval contained less quartz than the overlying interval. As a result, this interval of the Marcellus Shale had the lowest brittleness index and effective porosity. The overlying layer of the Marcellus Shale promised better producibility and fracturability. Additionally, well trajectory dipping below the Marcellus Shale through the base limestone only to return to the Marcellus Shale shortly after was recorded by an even stronger contrast of the previously mentioned parameters. In conclusion, geochemical and geophysical tools allowed verifying the targeted fluid type and have shown potential for optimizing well placement.



**Arap Plakası Jeolojisi ve Petrol Potansiyeli**  
**Geology and Petroleum Potential of Arabian Plate**

---





# Diyarbakır-Bismil Bölgesinin Sismik Yansıma Yöntemi ve Kuyu Verileri ile İncelenmesi



**Ali Silahtar, Günay Beyhan, Ayhan Keskinsezer**

Sakarya Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü, Sakarya

## ÖZET

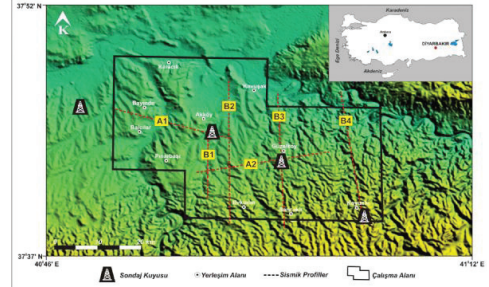
Diyarbakır ve çevresi oldukça karmaşık bir jeolojiye sahiptir. Bölge çok sayıda antiklinal, senklinal, kıvrımlar, aktif faylar ve petrol gibi birçok oluşum içermektedir. Bu sebeple çalışma sahası birçok araştırmacı tarafından odak noktası haline getirilmiştir. Çalışma kapsamında bölgede yüksek çözünürlüklü çok kanallı sismik yansıma verileri toplanmıştır. Bu veriler ışığında bölgedeki aktif ve gömülü fayların belirlenmesi, fayların karakteristik özelliklerinin araştırılması ve yamaç aşağı kütle hareketlerinin incelenmesi bu çalışmanın amacını oluşturmaktadır. Bu bağlamda, bölgede geçmiş yıllarda çok sayıda yüksek çözünürlüklü çok kanallı sismik yansıma verileri toplanmıştır. Bu veriler sismik stratigrafik yöntem kullanılarak değerlendirilmiştir. Tespit edilen lokasyonlarda stratigrafi yapılarak kuyu-sismik kesit tabaka korelasyonları yapılmıştır. K-G yönünde sismik kesitlerde ters faylar, D-B yönünde sismik kesitlerde normal faylar gözlenmiştir. Ayrıca, Bedinan Formasyonu'nun faylı bir kapan sistemine sahip olması nedeniyle rezervuar özelliği taşıdığı sonucuna varılmıştır.

## Investigation of the Diyarbakır-Bismil Region with Seismic Reflection Method and Well Data

### ABSTRACT

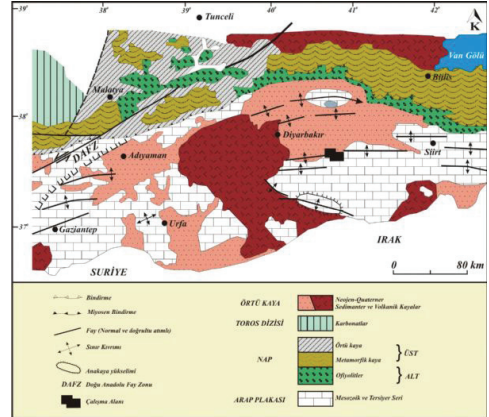
Diyarbakır and its surroundings which is has a complex geology. The area includes many structures like anticline, synclinal, fold structures, active faults and petroleum. For this reason study area is a focus area for many researches. In the context of this research, high-resolution multi-channel seismic reflection data were collected in the study area. Determination of active and buried faults, investigation of characteristics of faults and examination of mass movements on the slope are the main goals of this study. In this respect, in the past years numerous high resolution multi-channel seismic reflection data were collected in region. These data were evaluated using the method of seismic stratigraphic. Correlations with offset wells and correlations of seismic section-well were made stratigraphy on the determined locations. We have been observed reverse faults in N-S direction seismic sections, normal faults in E-W direction seismic sections. Therefore, due to Bedinan Formation has a faulted trap system concluded that carries reservoir feature.

## Şekil 1



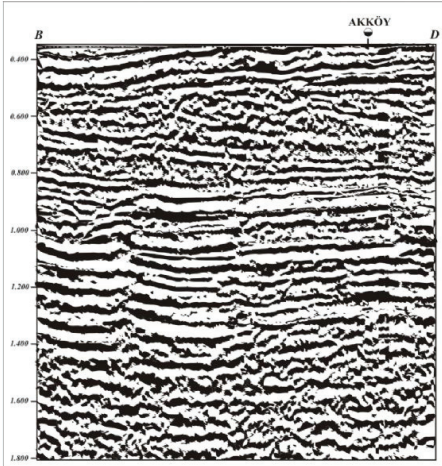
Yer Bulduru ve Sismik Lokasyon Haritası

## Şekil 2



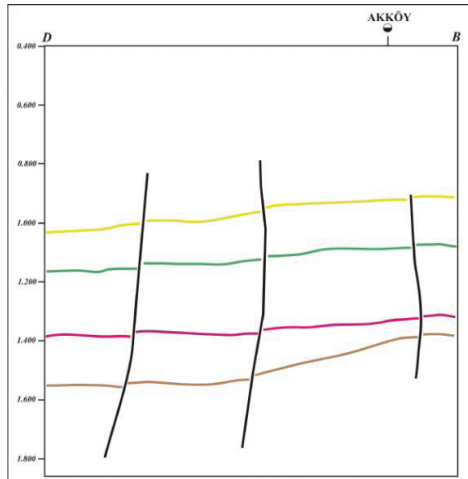
Bölgenin Jeoloji ve Tektonik Haritası

Şekil 3



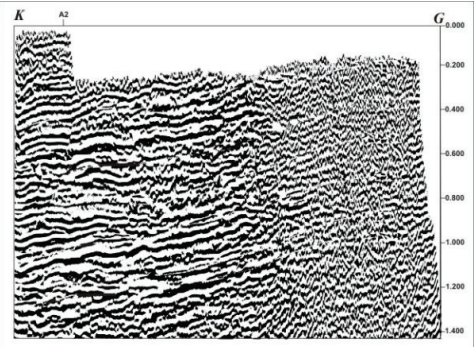
A1 Sismik Yansıma Kesiti

Şekil 4



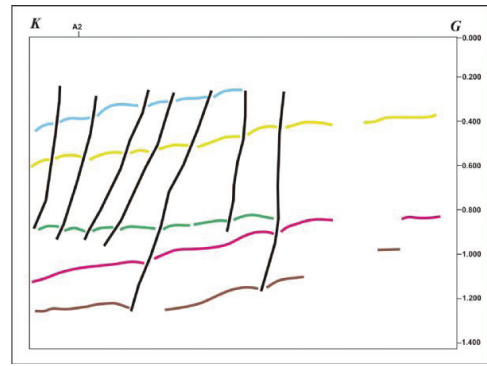
A1 Sismik Yansıma Kesitinin Yorumu

Şekil 5



B1 Sismik Yansıma Kesiti

Şekil 6



B1 Sismik Yansıma Kesitinin Yorumu



**Bölgesel Jeoloji ve Tektonik**  
**Regional Geology and Tectonics**

---



# İzmir ve Çevresindeki Aktif Fay ve Sediman Çökelim Alanlarının Denizdeki Devamlılığının Çok Kanallı Sismik Yansıma ve CHIRP Yöntemleri ile Araştırılması



Savaş Gürcay<sup>1</sup>, Günay Çifçi<sup>2</sup>, Derman Dondurur<sup>2</sup>, Orhan Atgın<sup>2</sup>,

Hilmi Mert Küçük<sup>2</sup>, Özkan Özel<sup>2</sup>, Seislab Ekibi<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Çanakkale Onsekiz Mart Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, Jeofizik Bölümü, Çanakkale

<sup>2</sup>Dokuz Eylül Üniversitesi Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü, İzmir

## ÖZ

Bu çalışma kapsamında, Batı Anadolu'nun Ege Denizi kıyısında bulunan Sığacık Körfezi, Kuşadası Körfezi ve çevresinin denizaltı stratigrafik ve yapısal özellikleri yüksek çözünürlüklü sismik yansıma yöntemleri kullanılarak araştırılmıştır. Sismik kesitlerde belirlenen aktif fayların birbirleriyle ilişkilendirilmesi sonucu çalışma alanının denizaltı aktif tektonik haritasını oluşturmak amacıyla kesitler tektonik ve yapısal olarak yorumlanmıştır. Tektonik deformasyon ve stratigrafi arasındaki ilişkiyi ortaya koymak amacıyla, denizaltı aktif tektonik haritası, temel topografyası ve çökel kalınlık haritaları birlikte karşılaştırılmıştır.

Submarine stratigraphic and structural features of Sığacık Gulf, Kuşadası Gulf and surroundings, located Aegean coast of the West Anatolia, were investigated under this survey by high resolution seismic reflection methods. Tectonic and structural interpretation was carried out to constitute the submarine active tectonic map of the study area by correlated active faults identified on seismic sections. Submarine active tectonic map and, basement topography and sediment thickness map were correlated together to present the relationship between tectonic deformation and stratigraphy.

## GİRİŞ

Çalışma alanı, İzmir Körfezi'nin güneyinde bulunan Sığacık Körfezi, Kuşadası Körfezi ve çevresini kapsamaktadır. Bölgenin denizaltı aktif tektoniğinin yüksek ayrımlı çok kanallı sismik (ÇKS) yansıma ve mühendislik sismiyi (Chirp) yöntemleriyle incelenmesi çalışmanın asıl amacını oluşturmaktadır. Kullanılan bu yüksek ayrımlı sismik yöntemler, çalışma alanının deniz altındaki yapısal özelliklerinin; özellikle aktif ve aktif olmayan fayların, uyumsuzluk yüzeylerinin ve farklı tortul birimlerinin ayırt edilmesinde kullanılan en önemli ve birbirini tamamlayan uygulamaları oluşturmaktadır.

## GEREÇ-YÖNTEM

Bu çalışmada, 2005 ve 2008 yıllarında, Dokuz Eylül Üniversitesi (D.E.Ü.)'ne ait K. Piri Reis araştırma gemisi ile yüksek çözünürlük özelliğine sahip çok kanallı sismik yansıma ve Chirp yöntemleri kullanılarak çalışma alanında yaklaşık 1000 km uzunluğunda veri toplanmıştır. Toplanan veriler yorumlanmak üzere, D.E.Ü. Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü

“SeisLab” sismik laboratuvarında işlenmiştir.

## BULGULAR

Birbirlerinin devamı ve birbirlerini kesen şekilde uzanan sismik hatlardan, ortamda düzenli çökelen ve ilerleyen on üç eski delta lobunu (Lob1-Lob13) birbirinden ayıran on üç uyumsuzluk yüzeyi takip edilebilmektedir. Bu delta loblarının Oksijen izotopunun ( $\delta^{18}$ ) zamana bağlı değişim grafiğine göre yaşlandırılması neticesinde bu delta lobları (Lob1-Lob13), Pleistosen buzul dönemlerinde deniz seviyesinin düşmesi süreci boyunca çöktüğü şeklinde yorumlanmıştır. Çalışma alanındaki sismik kesitlerde gözlenen uyumsuzluk yüzeylerinin en alta olanı temel kaya birimleridir ve ‘Akustik Temel’ olarak adlandırılmıştır. Hemen hemen bütün sismik kesitlerde takip edilen akustik temel, genel olarak oldukça girintili-çıkıntılı bir yüzeye sahiptir ve üst sismik birimlerin altında uzanmaktadır. Çok kanallı sismik yansıma kesitlerinde, bu üst sismik birimi oluşturan Pleistosen (Lob1-Lob13) ve Holosen döneminde oluşumunu tamamlamış bu birimlerin, akustik temel tarafından bir sokulum şeklinde kesildiği ve yükseltildiği gözlenmiştir. Bu deformasyonlar, magmanın Geç Pleistosen ve Holosen döneminde bu birimlere yapmış olduğu volkanik sokulum neticesinde olduğu şeklinde yorumlanmıştır.

## SONUÇLAR

Bu çalışma kapsamında, bölgede daha önce gerçekleştirilmiş jeolojik ve jeofizik çalışmalar ışığında, Sığacık Körfezi, Kuşadası Körfezi ve çevresinin deniz altı aktif tektoniği, deniz altındaki yapıların ve birimlerin yaşı yüksek çözünürlüklü sismik yansıma verileri kullanılarak araştırılmış ve çalışma alanında deniz altındaki aktif fayların haritası oluşturulmuştur. Bu fayların karadaki faylarla karşılaştırması yapılarak türleri, doğrultu ve yönleri belirlenmiştir. Bölgede daha önce gerçekleştirilmiş hassas sismolojik ölçümlerden elde edilen veriler, denizde haritalanan aktif faylarla karşılaştırıldığında çalışma alanının Sığacık Körfezi ve Doğanbey Burnu açıklarının KD-GB ve DKD-BGB uzanımlı sağ yönlü doğrultu atımlı aktif faylarla deforme edildiği anlaşılmaktadır. Kuşadası Körfezi'nin ise KD-GB ve KB-GD doğrultu atımlı, DKD-BGB doğrultulu normal faylarla deformasyona uğratıldığı görülmektedir





**Geliştirilmiş Petrol Kurtarımı**

**Enhanced Oil Recovery**

---





# Genetically Modified Microbiomachines For Higher Enhanced Oil Recovery (With Reservoir Sensing Abilities)



**Oğuzhan Akyener, Serhat Sevli**

Türkiye Enerji Stratejileri ve Politikaları Araştırma Merkezi

Even though primary and secondary recovery methods successfully applied, usually not more than %35 of existing oil (OOIP) can be produced in oil reservoirs. In order to be able to increase the recovery, some enhanced methods should be planned and applied to the field. Other than the most popular enhanced oil recovery (EOR) methods such as; thermal, chemical and miscible gas; microbial EOR methods can supply alternative solutions for some specific oil fields. By metabolizing hydrocarbons and growing on surface of reservoir rock, microorganisms are used for producing bio-surfactants/gases/organic acids in microbial EOR processes. However, hence these microorganisms called “wild-type”; they are only able to live in some specific reservoirs and perform the required target. Due to this fact, it is very important to discover the most suitable organism possessing multi-functions underground, which also means: domesticating the applied microorganisms for the defined reservoir. For this aim a new approach of a microbial EOR type with a genetically modified recombinant microorganism (operates their functions by sensing the reservoir) would like to be described. The name of the microorganism is “Genetically Modified Reservoir machine (GERM) alpha 1.0” and designed by recombined quorum sensing mechanism; with the ability of sensing reservoir properties and which is working in the carbonate rocks for the purpose of increasing porosity of reservoir rock and decreasing viscosity of oil (by degrading the heavy hydrocarbons in oil and produce CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, or ethanol) There are many applications of different microbial EOR in the reservoirs. In this paper, after describing main important issues of microbial EOR (MEOR) applications, studies on GERM alpha 1.0, its reservoir sensing abilities and other main advantages for improved MEOR will be described.





**Petrol Endüstrisinde Yeni Yönelimler ve Uygulamaları,  
Örnek Olay İncelemeleri**

**New Trends and Applications in Petroleum Industry,  
Case Studies**

---



# FTIR –ATR Analyses on Sandstones-Shale Samples in the Petroleum Investigations. An Example from East Anatolia Basin, Turkey



**Aylin Gecer<sup>1</sup>, Aynur Geçer Büyüktoku<sup>2</sup>, Utku Kale<sup>2</sup>, Ömer Şahintürk<sup>3</sup>**

<sup>1</sup>Department of Chemical Engineering, Faculty of Engineering, Ankara University, Ankara, Turkey

<sup>2</sup>Department of Geological Engineering, Faculty of Engineering, Ankara University, Ankara, Turkey

<sup>3</sup>Turkish Petroleum Corporation, Ankara, Turkey

Clay minerals affect hydrocarbon production in sandstone reservoirs, negatively. That is why determination of clay minerals is important for petroleum reservoirs. In this study reflection FTIR-ATR technique was used to determine clay minerals and to derive information concerning their structure, composition and structural changes upon chemical modification. FTIR spectra of all samples show peaks near 3600-3700 cm<sup>-1</sup> due to the OH stretching vibrations of structural hydroxyls. The characteristic hydroxyl peak at 3667 cm<sup>-1</sup> shows the presence of kaolinite. CH<sub>3</sub> (1447, 1373 cm<sup>-1</sup>) and CH<sub>2</sub> (1217, 875 cm<sup>-1</sup>) peaks are determined in FTIR spectrum. These peaks show the presence of saturated hydrocarbon.

## 1. INTRODUCTION

Geographically, The East Anatolia Basin is bordered on the east by Armenia and Iran, on the northwest and north by Georgia and the Black Sea and on the south and southeast by Syria and Iraq (Fig.1). Several previous studies have dealt with the petroleum potential of the basin (Kurtman and Akkuş, 1971; Şahintürk et al. 1997; Büyüktoku, 2002, Büyüktoku and Şahintürk, 2005, 2006). In the Upper Oligocene and Mio-Pliocene sandstones oil and gas shows are common from outcrop and core samples in the Aşkale sub-basin in the East Anatolia (Fig. 1). The diagenetic history of the Upper Oligocene (Kömürlü and Penek formations) and Mio-Pliocene (Zırnak and Aras Formations) sandstones of the Aşkale sub-basin has been studied on the basis of the petrological analysis of samples from eight wells (Büyüktoku and Şahintürk, 2005, 2006). XRD method was able to estimate types of clay, carbonates and the silicates. SEM-EDS method was able to determine morphology of clay and sample's elemental composition. However, these techniques gives poor estimation when extrapolated in order to distinguish between mineral species where only slight difference in structure or chemistry exists. The structure and chemistry of sandstone shale samples can be determined by FTIR using ATR technique. ATR technique (an attenuated total reflection) accessory operates by measuring the changes that occur in a totally internally reflected infrared beam when the beam comes into contact with a sample. ATR sampling does not produce totally absorbing spectral bands because the effective path-length is controlled by the crystal properties thereby minimizing sample

preparation time. A much smaller area of contact is required; as a result spectra can be obtained from a wide variety of sandstone samples including clay minerals. Other key advantages of the ATR include; improve sample to sample reproducibility; minimal user to user spectral variation and most importantly, the improved spectral acquisition and reproducibility associated with this technique leads to better quality database building for more precise material verification and identification (Adamu, M. B., 2010, Madejova, J. and Komadel, P. 2001, Madejova, J. 2003). So FTIR analyses by ATR technique is marked in the study.

## 2. MATERIAL-METHODS

Core and fragment samples from A well in the Aşkale sub-basin were used in FTIR analyses by using ATR technique. ATR spectra were obtained using a MIRacle™, a single reflection horizontal ATR accessory from PIKE technologies, equipped with a ZnSe crystal. The powder sample was placed on the ZnSe crystal and pressed with a micrometer-controlled compression clamp. Good contact between the sample and crystal is needed to obtain high-quality spectra. FTIR analyses were done in University of Castilla-La Mancha laboratories in Spain.

## 3. STRATIGRAPHY

The main reservoirs within Tertiary sequence at Aşkale sub-basin are the Kömürlü, Penek, Zırnak, and Aras Formations. A generalized stratigraphic section of the Aşkale sub-basin is presented in Figure 2. In the study sandstones of the Penek and Kömürlü Formations were examined.

The Upper Oligocene sandstones of Penek Formation are generally composed of fine to medium grained conglomerates with intercalations of shale. Its transition to Kömürlü Formation shows lateral and vertical lithofacies changes. That its upper boundary is concordant with Kömürlü Formation is not completely determined in the basin.

Kömürlü Formation of Upper Oligocene age concordantly overlying the Penek Formation is generally composed of fine to medium grained sandstones with

intercalations of conglomerate, shale, and siltstone bands. These sandstone are moderately sorted, white, yellow, and red. Thickness of the formation is approximately 1450 m. The Kömürlü Formation shows deltaic properties (Şahintürk et al., 1992; Büyüktutku, 2002).

#### 4. DISCUSSION

##### FTIR-ATR technique in clay mineral studies:

Reflection FTIR analysis was used to determine clay minerals and to derive information concerning their structure, composition and structural changes upon chemical modification.

In this study we have analysed sandstone shale samples by FTIR analyses using ATR (Attenuated total reflection) technique.

FTIR spectra of all samples show peaks near 3600-3700 cm<sup>-1</sup> due to the OH stretching vibrations of structural hydroxyls. The FTIR spectrum of one of these sandstone shale samples can be seen Fig. 3. The structural hydroxyl peaks at 3705, 3667, 3624 and 3603 cm<sup>-1</sup> were observed in Fig. 3. The characteristic hydroxyl peak at 3667 cm<sup>-1</sup> shows the presence of kaolinite. The CO<sub>3</sub> peak at 1430 cm<sup>-1</sup> can point out to the presence of calcite. The peak at 1024 cm<sup>-1</sup> corresponds to C-O, C-N bonds. The Si-O bonds at 1019 and 710 cm<sup>-1</sup> were observed. The peak at 916 cm<sup>-1</sup> corresponds to Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. CH<sub>3</sub> (1447, 1373 cm<sup>-1</sup>) and CH<sub>2</sub> (1217, 875 cm<sup>-1</sup>) peaks are determined in FTIR spectrum. The CH<sub>3</sub> and CH<sub>2</sub> peaks show the presence of saturated hydrocarbon. This result supports the results of X Ray diffraction (XRD), Scanning electron microscope (SEM), and Energy dispersive spectrometer (EDS) analyses in the earlier work (Büyüktutku and Şahintürk, 2005).

#### ACKNOWLEDGEMENTS

We wish to thank the Turkish Petroleum Corporation for making the data available.

#### REFERENCES

- Adamu, M. B. "Fourier Transform Infrared Spectroscopic Determination of Shale Minerals in Reservoir Rocks" Nigerian Journal of Basic and Applied Science, 18(1):6-18, 2010
- Aksu, R. 1988. Tekman baseninde yeni bulgular ve öneriler. TPAO report no. 2047, 175 pp (unpublished)
- Büyüktutku, A. G. 2002. Doğu Anadolu havzalarında yer alan Üst Oligosen ve Miyo Pliyosen yaşlı kumtaşları ile Burdigaliyen-Langhiyen yaşlı resifal kireçtaşlarının hazne kaya özellikleri. Turkish Petroleum archives, report no.4357, 32p. (Unpublished report).
- Büyüktutku, G. A. and Şahintürk, Ö. "The Diagenesis of the Upper Oligocene and Mio-Pliocene Sandstones and its relevance to hydrocarbon exploration in the East Anatolia Basin, Turkey", Geological Society of India, v.65/4, pp.468-478, 2005.
- Büyüktutku, G. A. and Şahintürk, Ö., The effect of ductile-lithic

sand grains, overpressure and secondary dissolution on porosity and permeability and their relevance to hydrocarbon exploration in Aşkale sub-basin, East Anatolia, Turkey, Energy sources, Part A. 28:1027-1038, (2006).

Kurtman, F and Akkuş, M. F. 1971. Doğu Anadolu'daki ara basenler ve bunların petrol olanakları. Mineral Research Exploration Institute (MTA) journal, v.77, 9p. Madejova, J. and Komadel, P. "Baseline studies of the clay minerals society source clays: Infrared methods", Clays and Clay Minerals, Vol. 49, No. 5, 410-432, 2001. Madejova, J. "FTIR techniques in clay mineral studies" Vibrational Spectroscopy 31, 1-10, 2003.

Şahintürk, Ö. 1992. Tercan Çayırılı baseninin hidrokarbon olanakları, Çayırılı-Mercan-Tercan kuzeyinde yer alan "Sakarya Tipi" birimlerin öz olarak irdelenmesi ve öneriler. TPAO report 3070, 225p (unpublished). Şahintürk, Ö., Şaroğlu, F., Çaptuğ, A., Temel, Ö., Illeez, H. İ., and Tekin, T. 1997. Ağrı yöresinin jeolojisi ve hidrokarbon olanakları. Rapor no: 3790, 33p (unpublished).

Fig.1

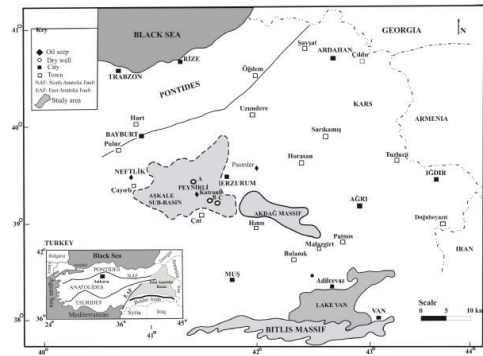


Fig. 1. Location map of Aşkale sub-basin, East Anatolia, Turkey (Modified from Şahintürk et. al. 1997)

Fig.2

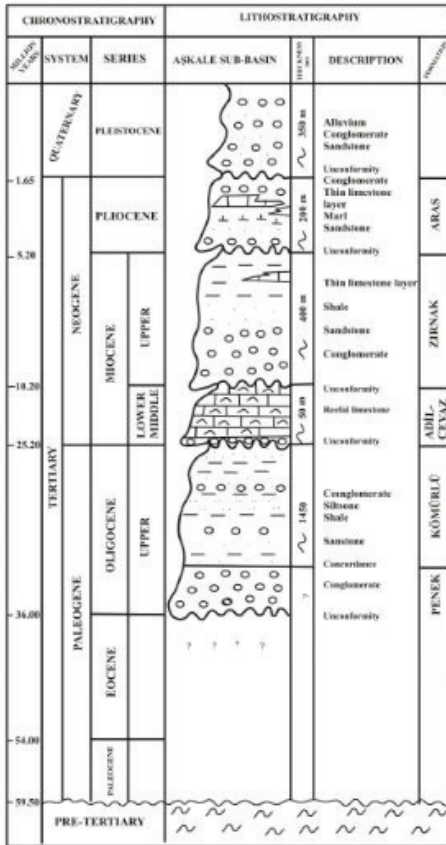


Fig.2 Stratigraphic columns for the sedimentaries of Aşkale-sub basin, East Anatolia, Turkey (modified after Aksu, 1988 and

Fig.3

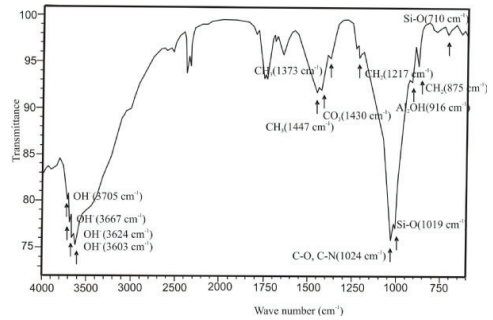


Fig.3. FTIR spectrum of the sandstone shale sample







## **Petrol ve Doğal Gaz Politikaları**

## **Petroleum and Gas Policies**

---



# Hydrocarbon Potentials of the Eastern Mediterranean and Its Political Reflections



**Mustafa Ergün**

Dokuz Eylül University, İzmir, Turkey

---

More than 70 % of the world's oil and gas potential is in the Middle East (including the Eastern Mediterranean) and the Caspian and Black Sea regions. These provinces are the northern and southern sides of the Tethys Ocean. In this respect the Eastern Mediterranean and the greater part of the Middle East make up the southern segment of the Tethys Ocean since the disintegration of the Pangaea about 200 Ma. Hellenic arc, Cyprus arc, East Anatolian Fault Zone, Bitlis Suture Zone and Zagros Mountains form the southern boundary of the African and Arab plates. The transition in young mountain belts, from ocean crust through the agglomeration of arc systems with long histories of oceanic closures, to a continental hinterland is well exemplified by the plate margin in the eastern Mediterranean. It is therefore important to have information about ocean-continent passage structure, distribution of thinned continental crust, lithosphere and its magnitude as well as the continental extension distances in order to investigate the oil and gas potentials at the continental margins in deep waters. After the results of the surveys carried out by the U.S. Geological Survey in the region, recoverable 1.7 million barrels of oil and recoverable 122 trillion cubic feet of natural gas in the Levant Basin have been discovered. With the inclusion of the gas potential of the Nile Delta area, the Eastern Mediterranean area (specifically the Levantine Basin) shall be a very important gas province of the world. This issue shall be a hot point between the contrasting interests of the neighboring states (Egypt, Israel, Palestine, Lebanon, Syria, Turkey, and Cyprus). Therefore in this context of understanding we must consider this situation for the all aspects of political and economic perceptions.

## Petrol Fiyatlarını Belirleyen Ana Etkenler

**Oğuzhan Akyener, Serdar Gürüzümcü, Ergün Bektur, Sezai Toprak**

Türkiye Enerji Stratejileri ve Politikaları Araştırma Merkezi



Dünya enerji tüketiminin %50'sinden fazlasının karşılandığı kaynaklar olan petrol ve doğal gaz; arz – talep güvenliği, kaynak miktarı ve fiyatları gibi kriterler açısından değerlendirildiğinde, tüm siyasi otoriteler ve uluslararası piyasalar için çok önemlidir. Bu üç kriterin de birbirini etkilediği gerçeğinin yanı sıra, değişken petrol fiyatlarına odaklanıldığında; 2014 sonlarında hızlı bir düşüşe geçen petrol fiyatları küresel ve bölgesel anlamda birçok dengeyi değiştirmiş ve birçok ülke için farklı politik, siyasi, ve ekonomik sonuçlar doğurmuştur.

Ülkelerin ve farklı piyasaların sürdürülebilir kalkınma ve gelişim süreçlerinin devamı, hatta yerine göre hayatta kalabilmeleri gibi önemli hususların değerlendirilebilmesi için petrol fiyatlarının tahmini çok önem arz etmektedir. Bu sebeple petrol fiyatlarındaki değişimlerin tahmin edilebilmesi ve bu tahminler çerçevesinde değişimleri doğuran temel etkenlerin bilinmesi gerekmektedir.

Bu çalışmada; petrol fiyatlarında 2014 yılının 2. yarısında başlayan hızlı düşüş ve yüksek volatilesi örneklemeyle, petrol fiyatlarındaki değişimlerin ana nedenlerinden bahsedilecektir. Bu kapsamda; öncelikle: arz-talep değişikliği, küresel ekonomideki büyüme-daralma tahmini, en büyük petrol tüketicisi olan ABD'nin petrol üretim ve stok artışı, en büyük üretici OPEC'in politikaları, Petrol arama ve üretim sektöründe yatırım-üretim dönüşüm ilişkisi, en büyük üretici OPEC'in politikaları, küresel ve jeopolitik gelişmelerin ABD – AB – Rusya – Çin gibi büyük otoritelerin siyasi hedeflerindeki yansımalarından kaynaklanan nedenler ve spekülasyonlar gibi etkenlerden bahsedilecektir. Sonuç olarak, bu örnekleme neticesinde petrol fiyatları için ana belirleyici etkenler tanımlanacaktır.

# Türkiye Doğal Gaz Tedarikinin İncelenmesi ve Swot Analizi ile İrdelenmesi



**Doğan Umut Ağdas**

İstanbul Teknik Üniversitesi, Enerji Enstitüsü, İstanbul

Günümüz dünyasında, küresel çapta ülkelerin enerjiye olan ihtiyaçları; artan nüfus, sanayileşme ve teknolojik gelişmelerle artmaktadır. Bu doğrultuda enerji, çağımızın stratejik öneme sahip bir değeri haline gelmiş bulunmakta olup, gelişmiş, gelişen ve gelişmekte olan tüm ülkelerin politikalarını belirlenmesinde en önemli gündem maddesi olmaktadır. Ülkelerin siyasi-ekonomik inisiyatifleri enerji politikaları ilişkilendirilmektedir (Tuğrul,Çimen, 2013). Bu bağlamda, giderek, enerji politikaları ile ekonomi arasında daha sıkı bir ilişki bulunur hale gelmiştir (Tuğrul,2014)

Elektrik üretiminde ve birinci derece enerji arzında, fosil yakıtların tüm dünyada ve Türkiye’de başat rol oynadığı görülmektedir. Bu bağlamda, fosil yakıtlardan biri olan doğal gaz, son yıllarda yadsınamaz bir önem kazanmış bulunmaktadır. Hem çevresel etkisinin daha düşük olması, hem de elektrik üretimindeki payının gün geçtikçe artması ile doğal gaz Türkiye adına giderek tercih edilen bir enerji türü olmuştur.

Türkiye, jeolojik durumundan kaynaklı olarak, ihtiyacını karşılayamayacak kadar az olan bir doğal gaz rezervine sahip bulunmaktadır. Doğal gaz öz kaynak olmamasına karşın, enerji ihtiyacının karşılanmasında öne çıkmış bulunmaktadır. Ülkemiz bu şekilde, büyüyen ekonomisi ve artan doğal gaz ihtiyacını karşılayabilme doğrultusunda, önemli ölçüde dışa bağımlı hale gelmiş bulunmaktadır.

Bu çalışmada öncelikle doğal gaz ithalatı ele alınmış ve doğal ithal anlaşmaları üzerinde durulmuştur. Türkiye’de doğal gazın tedariki amacıyla, ilk olarak 18.09.1984 tarihinde Türkiye ve Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB) arasında doğal gaz sevkiyatına ilişkin ilk anlaşma imzalanmış, bu anlaşmayı farklı ülkelerle yapılan diğer anlaşmalar takip etmiştir. Bu bağlamda, BOTAS’ın yaptığı aktif ve pasif sözleşmeler, BOTAS, 2013 verilerinden hareketle düzenlenen Tablo 1’de görülmektedir. BOTAS’ın doğal gaz tedarikine ilişkin yaptığı anlaşmalara ilaveten ilgili mevzuat kapsamında özel sektör de devreye girmiş ve sözleşmeler imzalanmıştır.

**Tablo 1:** BOTAS Aktif ve Pasif Sözleşmeleri (BOTAS, 2013)

BOTAS AKTİF Sözleşme Miktarı  
İmza Tarihi Bitiş Tarihi Durum  
SÖZLEŞMELERİ (Milyar m3)  
Rusya (Mavi Akım) 16 1997 2025 (Sonu) Aktif

Rusya (Batı Hattı) 4 1998 2021 (Sonu) Aktif  
İran 10 1996 2026 (Temmuz) Aktif  
Azerbaycan (Faz-1) 6,6 2001 2021 (Nisan) Aktif  
Cezayir (LNG)\* 4 1988 2024 (Ekim) Aktif  
Nijerya (LNG) 1,2 1995 2021 (Ekim) Aktif  
BİL (BOTAS Int.)\* 0,15 2011 2046 Aktif  
Türkmenistan 16 1999 - Pasif  
Azerbaycan (Faz-2) 6 2011 2032/2033 Pasif

\*: Cezayir Kontratı, 2014’te bitmesine rağmen BOTAS’ın internet sitesinde 2024 yılında bitiyor gösterilmektedir. 10 yıl uzatma yapıp yapılmadığı henüz doğrulanamamıştır.  
\*\*: BİL Kontratı, BTC Ham Petrol Boru Hattı’nın kompresör istasyonlarında yakıt olarak kullanılmaktadır.

Çalışmamız çerçevesinde Türkiye doğal gaz ithalatını incelemek ve irdelemek amacıyla sektör kurumlarından ulaşılan veriler bir arada değerlendirilerek yorumlanmaya çalışılmıştır. Bu bağlamda, doğal gaz fiyatlarının son 10 yıldaki konut ve sanayi bazında değişimi ele alınmış ve değerlendirilmiştir (Şekil

1). Ayrıca, doğal gazın yıl bazında gelen zamlar ve indirimler incelenmiş Şekil 2’deki grafik çizilmiştir.

Şekil 1: Türkiye’de Son 10 yılda Yıllık Ortalama Doğal Gaz Fiyatlarının Değişimi

Şekil 2: Türkiye’de Son 10 yılda Aylık Ortalama Doğal Gaz Fiyatlarının Değişimi

Şekil 3: Türkiye’de Son 10 yılda Yıl Bazında Gelen Zamlar ve İndirimler

Çalışmada tüm bu hususlar göz önüne alınarak doğal gaz tedarikine ilişkin SWOT analizi oluşturularak, güçlü yönler, zayıf yönler, fırsatlar ve tehditlere ilişkin her biri için 3 konu belirlenebilmiştir. Her bir konuya verilen önem çerçevesinde önemli faktörleri belirlenmiştir. Tablo 2’de Doğal gaz tedarikine ilişkin oluşturulan SWOT Matrisi görülmektedir (Ağdas, 2015).

**Tablo 2:** Doğal Gaz Tedarikine İlişkin SWOT Analizi

## GÜÇLÜ YANLAR

- Türkiye’nin jeopolitik konumu,
- Türkiye’nin transit ülke olma potansiyeli
- Türkiye’nin doğal gaz alıcı potansiyeline sahip olması,

## ZAYIF YANLAR

- Türkiye’nin öz kaynak olarak doğal gaz kaynağına sahip olmaması,
- Ülkenin ekonomik ve mali açıdan dış açık sorunu yaşaması,

• Doğal gazın tüketilmesiyle ortaya çıkan karbondioksit salınım miktarı,

**FIRSATLAR**

- Enerji Terminali olma şartlarının bulunması,
- Doğal Gaz Ticaret alt yapısının oluşuyor olması
- Doğal gaz ticaretinin, çevre ülkelerle farklı konularda işbirliği yapılabilme potansiyeli

**TEHDİTLER**

- Doğal gazda Ana Tedarikçi ve Transit ülkeler ile yaşanabilecek sorunlar
- Doğal gazda dış bağımlılık
- Doğal gazın ticaretinin döviz ile borçlanmanın olması

Tablo 2 ile oluşturulmuş olan SWOT Analiz matrisi, Türkiye doğal gaz tedarikinde oluşan durumu objektif olarak göstermektedir. Buradan hareketle ilgili stratejilerin geliştirilebileceği anlaşılmaktadır. Bundan ayrı olarak, Türkiye için hayati öneme sahip bulunan enerji politikaları içinde doğal gazın yerinin yadsınamaz olduğu görülmektedir.

**KAYNAKLAR**

**AĞDAŞ, D.U.** (2015), Türkiye Doğal Gaz Tedarikinin İncelenmesi ve Sayısallaştırılmış SWOT Analizi ile İrdelenmesi, İTÜ Enerji Enstitüsü, Enerji Bilim ve Teknoloji, Yüksek Lisans Tezi, (Teslim Aşamasındadır).

**BOTAŞ (Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş.)**, (2013), Alındığı tarih: 02.02.2015, Adres: BOTAŞ (Boru Hatları İle Petrol Taşıma A.Ş.), LNG İşletme Müdürlüğü

**ETKB, (T.C.Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı)** 2013. “BOTAŞ Sektör Raporu, 2013”. Alındığı tarih: 09.10.2013, Adres: [http:// www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r+Raporu%2FBOTAS+2013+Sektor+Raporu.pdf](http://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2F1%2FDocuments%2FSekt%C3%B6r+Raporu%2FBOTAS+2013+Sektor+Raporu.pdf)

**PİGM, (T.C.Petrol İşleri Genel Müdürlüğü)** 2015. Alındığı tarih: 01.03.2015, Adres:<http://www.pigm.gov.tr/index.php/component/content/article/26-icerik/62-turkiyedeki-petrol-ve-dogal-gaz-faaliyetleri>

**Tuğrul,A.B., Çimen, S.**, (2013) “Energy Initiatives for Turkey”, “International Conference on Economics and Econometrics-ICEE2013”, 2-3Aralık2013,Dubai-BAE, Proc. pp. 40-44.

**Tuğrul,A.B.**, (2014) “Energy Policy and Interactions with Politics and Economics”, “International Conference on Energy Environmental Engineering -ICEEE 2014”, 21-22 November2014, Paris-France, Proc.pp.801-804.

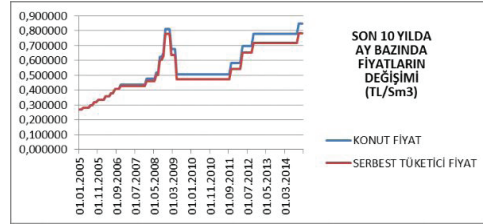
**Tablo 1: BOTAŞ Aktif ve Pasif Sözleşmeleri**

BOTAŞ AKTİF SÖZLEŞMELERİ	Sözleşme Miktarı (Milyar m3)	İmza Tarihi	Bitiş Tarihi	Durum
Rusya (Mavi Akım)	16	1997	2025 (Sonu)	Aktif
Rusya (Bati Hattı)	4	1998	2021 (Sonu)	Aktif
İran	10	1996	2025 (Temmuz)	Aktif
Azerbaycan (Faz-1)	6,6	2001	2021 (Nisan)	Aktif
Cezayir (LNG)*	4	1988	2024 (Ekim)	Aktif
Nijerya (LNG)	1,2	1995	2021 (Ekim)	Aktif
BIL (BOTAŞ International)**	0,15	2011	2046	Aktif
Türkmenistan	16	1999	-	Pasif
Azerbaycan (Faz-2)	6	2011	2032/2033	Pasif

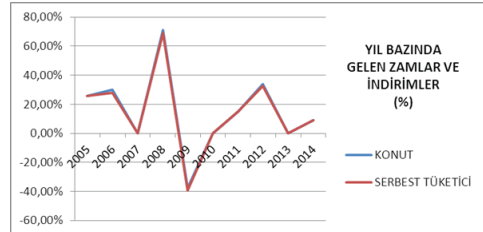
**Tablo 2: Doğal Gaz Tedarikine İlişkin SWOT Analizi**

GÜÇLÜ YANLAR	ZAYIF YANLAR
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Türkiye'nin jeopolitik konumu,</li> <li>• Türkiye'nin transit ülke olma potansiyeli</li> <li>• Türkiye'nin doğal gaz alıcı potansiyeline sahip olması,</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Türkiye'nin öz kaynak olarak doğal gaz kaynağına sahip olmaması,</li> <li>• Ülkenin ekonomik ve mali açıdan dış açık sorunu yaşaması,</li> <li>• Doğal gazın tüketilmesiyle ortaya çıkan karbondioksit salınım miktarı,</li> </ul>
FIRSATLAR	TEHDİTLER
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Enerji Terminali olma şartlarının bulunması,</li> <li>• Doğal Gaz Ticaret alt yapısının oluşuyor olması</li> <li>• Doğal gaz ticaretinin, çevre ülkelerle farklı konularda işbirliği yapılabilme potansiyeli</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Doğal gazda Ana Tedarikçi ve Transit ülkeler ile yaşanabilecek sorunlar</li> <li>• Doğal gazda dış bağımlılık</li> <li>• Doğal gazın ticaretinin döviz ile borçlanmanın olması</li> </ul>

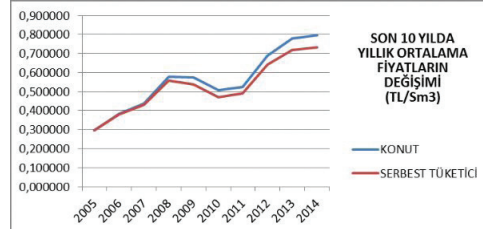
**Türkiyede Son 10 yılda Aylık Ortalama Doğal Gaz Fiyatlarının Değişimi**



**Türkiyede Son 10 yılda Yıl Bazında Gelen Zamlar ve İndirimler**



**Türkiyede Son 10 yılda Yıllık Ortalama Doğal Gaz Fiyatlarının Değişimi**





**Sedimantoloji ve Stratigrafi**  
**Sedimentology and Stratigraphy**

---





# Cambro-Ordovician Trace Fossils in the Siliciclastic Deposits in the Eastern Taurides (Kozan-Feke-Saimbeyli/ADANA/S TURKEY)



**Huriye Demircan<sup>1</sup>, Doğan Usta<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Department of Geological Research, General Directorate of Mineral Research and Exploration (MTA), 06520, Ankara, Turkey

<sup>2</sup>Department of Geological Research, General Directorate of Mineral Research and Exploration (MTA), Adana, Turkey

---

In the western part of the Eastern Taurus Mountains to the northeast of Kozan-Feke-Mansurlu, a number of allochthonous tectono-stratigraphic units and their slices of different ages and depositional features are observed. The Geyikdağ Unit including a more or less complete Paleozoic-Mesozoic stratigraphic succession includes in its lower part late Cambrian - early Ordovician wave-dominated shallow-marine siliciclastics, rich in trace fossils.

No detailed studies done in the sequence within the trace fossils starts with late Cambrian slightly metamorphic siliciclastic rocks, followed by early Ordovician siltstone, shale and sandstones. The trace fossil bearing units at the base consist of laminated mudstone and siltstone continued by green, brown, scaly mica, laminated, fine-grained sandstone and shale.

The unit contains abundant, diverse, and well-preserved arthropod ichnofossil assemblage. For example; including *Aulichnites* isp., *Arenicolites* isp., *Circulichnis* isp., *Cruziana* isp., *Cruziana furcifera*, *Cruziana imbricata*, *Cruziana rugosa*, *Cruziana goldfussi*, *Didymaulichnus* isp., *Diplocraterion* isp., *Gordio* isp., *Kullingia* cf. *concentrica* *Monocraterion* isp., *Monomorphichnus* isp., *Palaeophycus* isp., *Phycodes* isp., *Phycodes palmatus*, *Planolites* isp., *Rusophycus* isp., *Skolithos* isp., *Teichichnus* isp., *Treptichnus* isp., and *Trichophycus* isp. The stratigraphic ranges of these trace fossils it is suggested that especially the rocks of the *Cruziana* species bearing localities are Cambro-Ordovician in age.





**Sismik Veri Toplama ve Veri işlem**  
**Seismic Data Acquisition and Data Processing**

---



# Hidrokarbon ve Gaz Hidrat Aramalarında Avo Analizi Uygulaması



**Hüseyin Kalkan<sup>1</sup>, Ali Silahtar<sup>2</sup>, Günay Beyhan<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Gümüşhane Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü, Gümüşhane

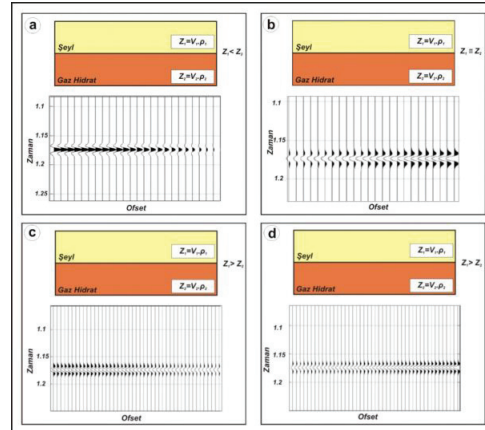
<sup>2</sup>Sakarya Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Jeofizik Mühendisliği Bölümü, Sakarya

AVO (Amplitude Versus Offset) analizinin teorisi ve gelişim aşamaları hakkında bir araştırma niteliğindeki çalışmada AVO analizinin temelini oluşturan Zoeppritz denklemleri ve bu denklemlere yapılan yaklaşımlar ele alınmıştır. Bu yaklaşım metodlarının matematiğine detaylı yer verilmeden AVO anomali sınıflandırması ve AVO niceleyicileri hakkında bilgiler verilmiştir. Verilen bu bilgiler veri işlem yapılmış (S/G oranı artırılmış) yağma öncesi CDP grupları üzerinde uygulama yapılarak desteklenmeye çalışılmıştır. Mevcut kuyu logları verisinden oluşturulan sentetik veriler ile yağma öncesi CDP grupları korele edilerek rezerv seviyesi ortaya konmuştur. Sonuç olarak bu çalışmada AVO analizi yapılarak hidrokarbon ve gaz hidrat aramalarında rezerv dağılımının kolaylıkla belirlenebileceği ortaya konmuştur.

## Application of AVO Analysis In Explorations of The Hydrocarbon and Gas Hydrate

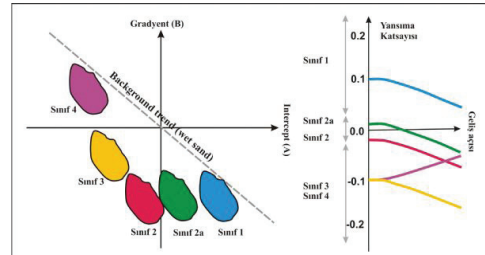
Zoeppritz equations and approaches about these equations were discussed in the study which is about theory and the stages of development and theory of AVO (Amplitude Versus Offset) analysis. Information about AVO anomaly classification and AVO quantifiers were discussed by not given detailed theoretical information about these approach methods. Given this information has been supported by implementing on prior data process made (S / N ratio increased ) stacking CDP groups. The level of reserves was demonstrated by correlating synthetic data which was generated from available well logs data with prior stacking CDP groups. As a result, identification of reserve distribution can be determined.

Şekil 1



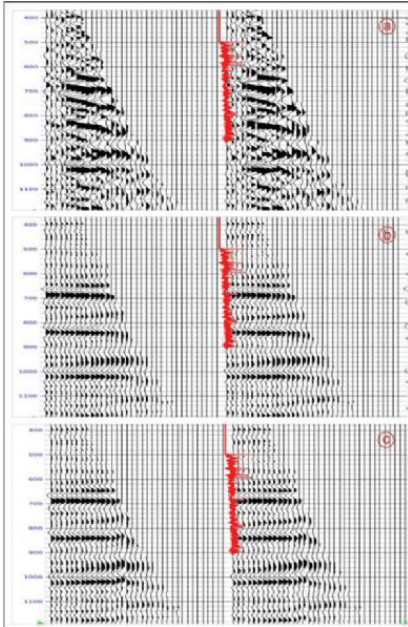
AVO Anomali Sınıflarının CDP üzerinde görüntüleri; (a) 1. Sınıf AVO Anomalisi, (b) 2. Sınıf AVO Anomalisi, (c) 3. Sınıf AVO Anomalisi, (d) 4. Sınıf AVO Anomalisi

Şekil 2

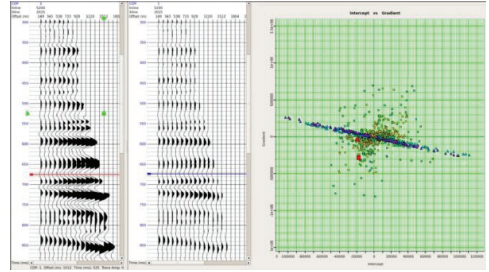


AVO Anomalilerinin Çapraz Çizdirim grafiğinde dağılımları

Şekil 3

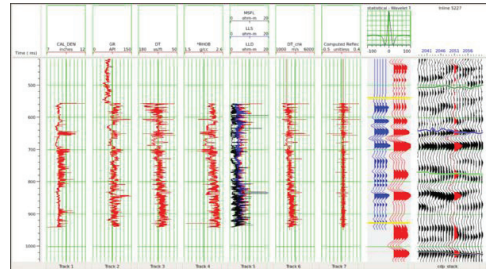


Super Gather (a), Radon dönüşümü yapılmış veri (b), Trim statik uygulanmış veri (c), yatay eksen ofset ve düşey eksen zamandır



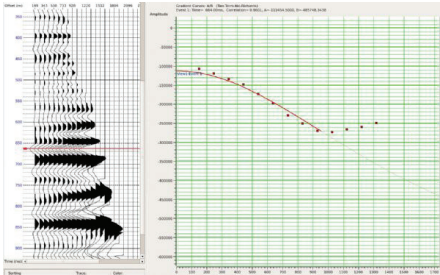
Hampson Russell programında AVO ofset ölçekleme yapılmış veri üstünde çapraz çizdirim grafiği

Şekil 7



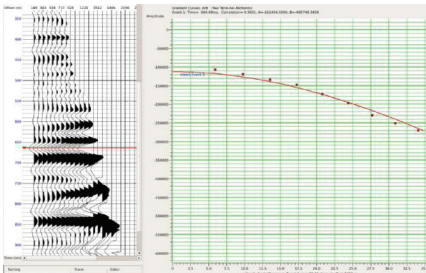
Kıyı logları verileri, kıyı loglarından elde edilen sentetik ve korelasyon sonucu sismik kesit üzerinde AVO etkisi; (CAL\_DEN: Caliper logu, GR: Gamma Ray logu, DT: Sonik log, RHOB: yoğunluk logu, MSFL-LLS-LLD: Direnç logları, DT\_chk: hız logu, Computed Reflection: Yansımaya katsayısı serisi)

Şekil 4



AVO ofset ölçekleme yapılmış veri üzerinde ofset ortamında genlik dağılımı

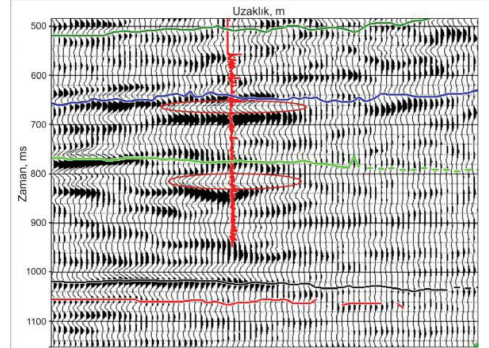
Şekil 5



AVO ofset ölçekleme yapılmış veri üzerinde açı ortamında genlik dağılımı

Şekil 6

Şekil 8



Yığma kesiti üzerinde rezerv seviyesi ve rezerv dağılımı

## Yüzey Uyumlu Tekrarlı Yansıma Giderme Yöntemi (SRME) ve Uygulamaları

**Efe Bayol, Derman Dondurur**

Dokuz Eylül Üniversitesi, Deniz Bilimleri ve Teknolojisi Enstitüsü, Deniz Jeolojisi ve Jeofiziği,  
İzmir



**İPTAL EDİLMİŞTİR.**

# Study on Forward Seismic and AVA Modelling for Coal Seam



**Nigar Gözde Okut, Zehra Altan, Hülya Kurt**

Istanbul Technical University, Department of Geophysical Engineering, Maslak, Istanbul

## SUMMARY

Zero offset synthetic seismic section is produced for coal bearing strata from Soma basin (Manisa) using well log data and the results are compared with Amplitude Versus Angle (AVA) modeling. Zero offset seismic reflection sections cannot be so effective to show the thin coal layers because of mainly tuning effects. Sufficient bandwidth in the recorded seismic signal will discretize the thin strata. Synthetic AVA modelling is used to investigate the response of the “wet” coals and that of hypothetical “dry” coals. Both the P-wave reflection and converted S-wave reflections are investigated. The model results show that AVA curve differences for wet and dry coals are evident at relatively smaller incidence angles for P-wave reflections and are evident at larger angles such as approximately 40-50° for S-wave reflections.

## INTRODUCTION

Variation of seismic reflection and transmission coefficients changing with incidence angle has been widely used to investigate information about the lithology and elastic parameters. AVA analysis (Amplitude Versus Angle, also commonly called AVO for Amplitude Versus Offset) is a technique to determine porosity, density, velocity, and fluid content of rocks. It may be possible to exhibit certain characteristics when the interface is underlain by a water saturated formation and/or by a hydrocarbon saturated formation. AVA modeling studies use P-wave velocity ( $V_p$ ), S-wave velocity ( $V_s$ ) and density of the layers as physical parameters to calculate reflection coefficients of P and S-converted waves ( $R_p$ ,  $R_s$ ).

In this forward modeling study we get physical parameter values from a study performing in a field of Soma (Manisa) having well log data as well as seismic velocities of the coal strata (Saatcilar et al., 2014). We produced a synthetic zero offset seismic section using ray tracing method to use depth values as well as velocities of that field study. Moreover, we have done a forward AVA modeling to understand if the layers are wet and/or dry coal having different states of water saturation (McCranket et al., 2007).

### Synthetic zero offset seismic reflection section for coal seam

To perform seismic forward modelling, we produced a geological model with the information of the well logs from Saatcilar et al. (2014). We used their seismic velocities and layer thicknesses from VSP data that taken from coal environment in Soma Basin (Figure 1).

We did not pay attention for densities during modeling.

There are several coal seam layers in the basin. In Figure 1, KP1, KM3 and KM2 are coal seams that have different thicknesses and velocities. For forward modeling, we chose the depth of coal seams and their layer thicknesses given in Table 1. Synthetic seismic sections were generated by using Disco/Focus Seismic Data Processing Program (v.5.0) at the Department of Geophysics Engineering of ITU.

The processing stream for our forward seismic modeling is as follows: First we generate a velocity model that corresponds to VSP borehole, use ray tracing through the velocity to get reflected times and apply band-pass filtering to the reflected times to get wavelet shaping with a 40-50 Hz dominant frequency.

In figure 2, on the upper part the whole synthetic seismic section and on the below part zoomed coal reflection levels are given. Two-way travel times related to the coal seams are 0.3264 s for Kp1, 0.3882 s for Km3 and 0.4916 s for Km2 coal seams. In our modeling results, reflections from very thin coal beds (such as 8-10 m thickness) can result destructive reflection on the wavelet of primary reflections. However, when coal bed is getting thicker (like 20 m layer thickness), reflection for top of coal has constructive effect. There are some interference because of tuning effect in thin layers. That's why; it is difficult to determine coal seam reflection level in our modeling result.

### AVA Modeling for Coal Seam

The parameters required for forward AVA modeling are P and S-wave velocities ( $V_p$  and  $V_s$ ), density ( $\rho$ ) and reflected and refracted angles of P and S-waves as well as the incident angle ( $\theta$ ). Zoeppritz Equations are used as mathematical model to produces P and S-wave reflection ( $R_p$  and  $R_s$ ) and transmission ( $T_p$  and  $T_s$ ) coefficients.

AVA graphs were created by using the matrix form of the Zoeppritz equations in Matlab code. The values of the physical parameters of the AVA modeling produced from Saatcilar et al. (2014) and McCranket et al. (2007) are given in Table 2.

To show the AVA graph differences for wet and dry coal, we took into consideration of the study by McCranket et al. (2007). They considered Richardson and Lawton (2002) laboratory studies and Ardley field Coals. They



showed that Ardley coals exhibit an approximate 26.9% reduction in P-wave velocity and approximately 18% reduction in density when coals that are initially water saturated are completely dewatered in a laboratory setting. However, in reservoir environment it is unlikely to occur. As a result, the in-situ rock properties are not expected to exactly mimic those observed in the laboratory environment (McCranket et al., 2007). According to McCranket et al., seismic response of wet and dry coals, there is a 10% reduction in both the P-wave velocity and density while the S-wave speed is assumed to be unaffected by the coal's water saturation. Thus the expected difference in coal properties for wet and dry coals is difference in Poisson's ratio, as well. Figure 3, 4 and 5 illustrate P-wave and S-wave reflection coefficients as functions of the incident angle for the average coal, wet coal and dry coal models that have different seismic velocity and density.

If the coal layer is dry, it means 10% reduction in P-wave velocity and density with and no change in S-wave velocity (McCrank et al., 2007). In all figures, we graphed theoretically P and S-wave reflection coefficients with respect to incidence angle until 90°. According to wet or dry coal, biggest change in S-reflection coefficient values is until 40°s and P-reflection coefficient values at near offsets or smaller degrees. We can also say that, not only P-wave reflection coefficients are enough but also S-wave reflection coefficients are necessary to determine the coal is wet or dry.

**CONCLUSIONS**

Forward seismic modeling for coal bearing strata from Soma basin using well log data and the results are compared with Amplitude Versus Angle (AVA) modeling. Because of tuning effect for thin coal layers, we generally hardly discriminate these layers in zero offset seismic reflection sections. Sufficient bandwidth in the recorded seismic signal will discrete the thin strata. Synthetic AVA modelling is successful to detect wet and dry coal bearing strata when we use both the P-wave reflection and converted S-wave reflections.

**REFERENCES**

Aki, K., Richards, P.G., 2002. Quantitative Seismology. University Science Books, Sausalito, CA, 700pp.  
 McCranket et al., 2007. The Seismic AVO of Wet and Dry CBM Reservoirs. Let it Flow – 2007,pp.607-610.  
 Richardson, Sarah E., and Lawton, Don C., 2002. Time-lapse seismic imaging of enhanced coalbed methane production: a numerical modeling study: CREWES Research Report, 14.  
 Saatçılar et al. 2014. An environmentally-friendly integrated seismic imaging for coal exploration in the Miocene Soma Basin, Western Turkey. Int. J. Oil, Gas and Coal Technology, Vol. 7, No. 4, 2014.

**Figure 1**

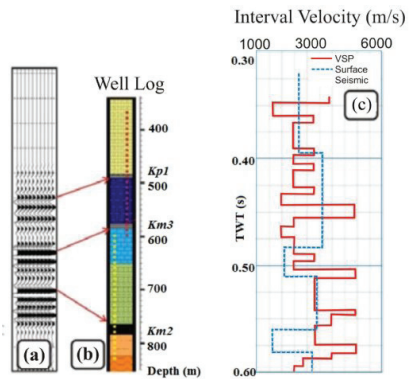


Figure 1: The physical and geometrical parameter information from the Soma basin coal study of Saatçilar et al. (2014). (a) Interpreted migrated seismic section, (b) related well log, (c) thickness and internal velocity values of the layers.

**Figure 2**

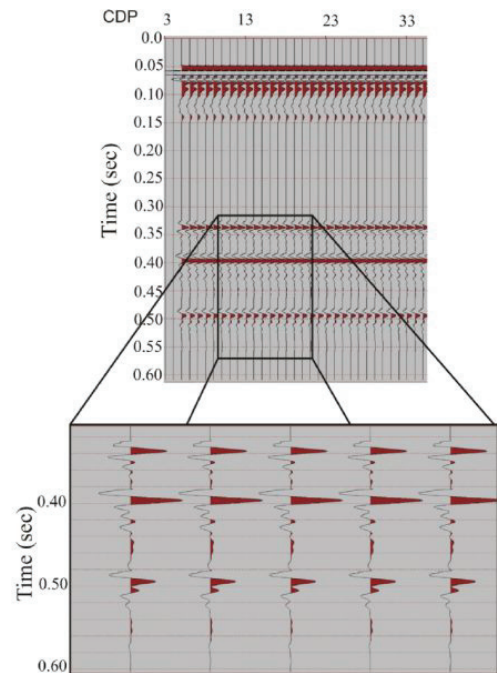


Figure 2: Synthetic seismic reflection section

**Figure 3**

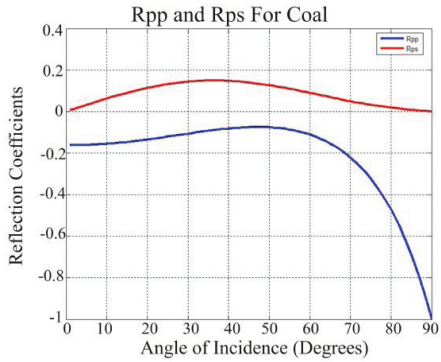


Figure 3: AVA graph of average coal model. Blue line indicates P-wave reflection coefficients and Red line indicates S-wave reflection coefficients

**Figure 4**

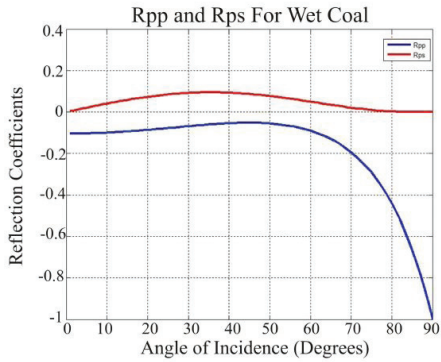


Figure 4: AVA curve for wet coal model. Blue line indicates P-wave reflection coefficients and Red line indicates S-wave reflection coefficients

**Figure 5**

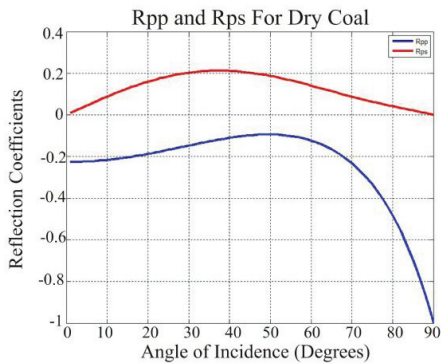


Figure 5: AVA curve for dry coal model. Blue line indicates P-wave reflection coefficients and Red line indicates S-wave reflection coefficients

**Table 1**

Lithology	Depth (m)	Layer Thicknesses (m)	P-wave Velocity (m/sec)
KP1 Coal	500	8	2500
KM3 Coal	600	10	2000
KM2 Coal	780	20	2400

The physical and geometrical parameter values for coal seams that used for forward modeling

**Table 2**

Coal Models	Vp (m/s)	Vs (m/s)	$\rho$ (gr/cm3)
Coal	2500	1443	2.19
Wet Coal	2750	1443	2.24
Dry Coal	2250	1443	2.13

The values of the physical parameters of the coal layers. Vp, Vs,  $\rho$  represent P and S-wave velocities, density respectively.

# Interpretation of AVA Cross-Plots in Terms of Seismic Velocities for Reservoir Rocks



**Burak İnanc, Hülya Kurt**

Istanbul Technical University, Department of Geophysical Engineering, Maslak, Istanbul, Turkey

## SUMMARY

In this study, Amplitude Versus Angle (AVA) intercept-gradient and Poisson reflectivity cross-plot graphics are produced to understand the fluid types of the reservoir rocks. For this reason two possible reservoir models as shale/brine-saturated sandstone and shale/gas saturated sandstone interface models are chosen. The graphic for the shale/brine saturated sandstone interface model shows first type of AVA curve, on the other hand the graphic for the shale/gas saturated sandstone interface model shows third type of AVA curve. Moreover, the effects of seismic velocity on AVA curves as well as cross-plots are investigated by decreasing or increasing P-wave velocity of the reservoir rock. As a result of the decrement in P-wave velocities both models show a decreasing trend. As an addition to this, it could also be observed that scattering increases for both models with decreasing P-wave velocities. On the other hand, both models show an increasing trend with increasing P-wave velocity. Additionally, the scattering in the graphs decreases for both models with increasing P-wave velocity.

## INTRODUCTION

Geophysical exploration methods play an important role in the fulfillment process of increasing need for energy all around the globe by providing the essential information on how to approach to the energy sources, which can greatly contribute to the obtainment procedures of these energy sources. Especially seismic exploration is widely used within this subject. Technological developments, mainly the improvements in the technical specifications and capabilities of contemporary computers and also seismic data acquisition techniques, have substantial contributions in the expansion of scope of seismic exploration which was mainly limited by investigating structural traps until recent history. As an example to this subject, seismic studies including the AVA/AVO (Amplitude Versus Angle or Amplitude Versus Offset) analyses which are carried out for hydrocarbon detection purposes can be shown. The use of forward AVA/AVO modeling together with the actual seismic data acquired in the field and also together with the well logs and core samples from the same study or other similar studies that were done for the same formation types can lead to superior interpretation of data.

As it was mentioned, AVA/AVO analysis is a common technique that is used in hydrocarbon detection. Evaluation of changes in the amplitude of seismic reflections due to the distinction between shot points and receivers are examined within the AVA/AVO analysis,

which covers procedures that can provide a better understanding of the nature of a reservoir, typically supplying characteristic features of the mentioned region such as lithology, density, porosity and fluid content values. In other words, AVA/AVO analysis can be used in determining the hydrocarbon potential of a reservoir by associating the differences in the reflection amplitudes as a result of the variations in the incidence angle or offset. Basic physical parameters required for forward AVO modeling are P-wave velocity, S wave velocity and density, which are the parameters that effect seismic properties.

In this study, to see the effects of the seismic velocities on the AVA responses of the chosen different reservoir models, forward AVA modeling and also cross-plotting were done. Obtained models and cross-plots were then compared to the graphs and models that are present in highly referenced studies on this subject.

## THEORY AND METHOD

Adjacent subsurface layers that have significantly different velocity and density values cause the energy of the incoming seismic waves to divide into parts at every layer distinction. In the case of an incoming primary wave (P-wave), a part of the wave energy reflects from the layer boundary and the remaining part of the wave energy transmits beyond the boundary. Additionally, reflected part of the energy divides into two components from which one of them becomes the shear wave (S-wave) component. The same condition applies to the transmitted wave as well. Furthermore, the reflection and transmission angles of the mentioned waves are directly related to the angle of incidence, and also the P- and S-wave velocities of the adjacent layers.

In an environment with unvarying physical properties in different directions, propagation of seismic waves can be studied through the laws of motion, laws of continuity, Hooke's law, and also the Snell's law (Eq. 1) from which as a result perpendicular and parallel components of the mentioned seismic waves (incoming, reflected and transmitted waves) and additionally their propagation angles can be determined, over eventually the amplitudes of the reflected and transmitted waves can be resolved.

The emergence of the AVA/AVO theory was rendered as a result of the work of Knott (1899) and Zoeppritz (1919) around the beginning of the 20th century, which was based on the mathematical expressions formed to

gather reflection amplitudes as a function of incident angle by using the primary wave, secondary wave and also the density values of two adjacent layers. Six independent seismic parameters (Eq. 2) are used for this purpose.

Even though Zoeppritz equations deliver precise amplitudes of the reflected waves based on the angle of incidence, they lack the ability to provide a comprehensive approach on the link between the mentioned amplitudes of seismic waves and different physical parameters, which consequently caused the need for arrangements to be made on these equations. Therefore some approximations were made to explain these equations for simplification.

The first approximation based on the Zoeppritz equations was performed by Bortfeld (1961). Bortfeld approximation was followed by the works of Richards & Frasier (1976) and also Aki & Richards (1980), from which the Aki & Richards approximation (Eq. 3) provided a more simplified and preferable approach to the subject as opposed to Bortfeld approximation, as it is explained by three different parts consisting of P-wave velocity, density and S-wave velocity.

Another arrangement of the Zoeppritz equations was carried out by Shuey (1985), where he rearranged the Aki & Richards (1980) approximation and included the Poisson's ratio ( $\sigma$ ) instead of the  $\beta$  (Eq. 4). The equation can be stated in a simpler form which is represented by the Eq. 5.

In the further stages of this study, the equations of Shuey (1985) and also some arrangements made based on these equations were used for AVA cross-plotting. AVA/AVO cross-plots create an advantage in differentiating the varying data accumulations relative to a background trend within the specified cross-plot area. By associating these data with direct indicators of hydrocarbons, it can be possible to decrease the risk involved in the exploration and obtainment procedures of such resources.

In order to test the effects of changing incidence angles on reflection coefficients, a data set from the study of Castagna and Smith (1994) was used, in which 25 sets of seismic velocities and densities were provided. The values in Table 1 are basically the average values of P- and S-wave velocities and also the densities in the mentioned study.

The values in Table 1 were used in both Zoeppritz equations and two approximations by Aki & Richards (1980) and Shuey (1985) in order to generate AVA values in MATLAB. The MATLAB code written to generate these graphs uses the values in the Table 1, which are in this case P-wave velocity, S-wave velocity

and density, and additionally the incidence angle as input parameters and by using these parameters it finds out the required elements of Zoeppritz equations and the mentioned approximations such as  $\Delta\alpha$ ,  $\Delta\beta$ ,  $\Delta\rho$ , averages of given  $\alpha$ ,  $\beta$  and  $\rho$  values and also  $\theta_t$ ,  $\theta_r$ . In the final stage it generates the graphs based on the mentioned equations. Additional to these graphs, further graphs were generated by using both increased and decreased P-wave velocities by 10 and 30% to see the effects of the seismic velocities on the AVA responses of the chosen reservoir models (Figure 1). Please notice that, we present many separate AVA graphs in the Figure 1 and following related figures in order to show the differences for AVA curves of two different reservoir models clearly.

In Figure 1, for both the upper and lower sections, the first row shows AVA curves for the shale/brine-sand interface model and the second row shows AVA curves for shale/gas-sand interface model. For the upper section, the first column is generated by using the unchanged P- and S-wave velocities and also densities from the study of Castagna and Smith (1994), where for the following columns, P-wave velocities were "decreased" by 10 and 30% percent respectively. For the lower section, again the first column is generated by using the unchanged P- and S-wave velocities and also densities from the study of Castagna and Smith (1994) but for the following columns, P-wave velocities were "increased" by 10 and 30% percent respectively.

By investigating individual P- and S-wave velocities and also densities in the study of Castagna and Smith (1994), and by using these values in MATLAB, AVA intercept versus AVA gradient cross-plots and additionally normal incidence reflection amplitude against the Poisson Reflectivity cross-plots were generated. For the normal incidence reflection amplitude against the Poisson Reflectivity cross-plots, the equation provided by Verm & Hilterman (1995) was used (Eq. 6), in which PR represents the Poisson's Reflectivity.

In this case, the MATLAB code written to generate these graphs uses the 25 values in the study of Castagna and Smith (1994), which are, the P-wave velocities, S-wave velocities and densities given for shale, brine sand and gas sand, and additionally the incidence angle as input parameters and by using these parameters it generates the cross-plots. Similar to what was done for the previous graph set, once again, additional graphs were generated by using both increased and decreased P-wave velocities by 10 and 30% (Figure 2).

In Figure 2, for both upper and lower sections, the first row shows the AVA intercept versus AVA gradient cross-plots and the second row shows the cross-plots of normal incidence reflection amplitude against Poisson Reflectivity. For both sections the first column is generated by using the unchanged P- and S-wave

velocities and also densities from the study of Castagna and Smith (1994). However, in the upper section, for the following columns, P-wave velocities were “decreased” by 10 and 30% percent respectively. On the other hand, for the lower section, the following columns were generated by using “increased” P-wave velocities by 10 and 30% percent respectively.

**CONCLUSIONS**

After investigating the previously mentioned models and checking them against the study of Castagna and Swan (1998) (particularly the Figure 7 in that study, where sand type classifications were mentioned based on the normal incidence reflection coefficient versus incidence angle, and also Figure 3 in that same study, where A versus B trends were given for different P-wave velocity over S-wave velocity ratios), it can be seen that, the AVA curves of shale over gas sand model represent Class III type of behavior. Both models show an increasing trend with increasing P-wave velocity, and a decreasing trend with decreasing P-wave velocity.

Investigating the AVA gradient-intercept cross-plots and also normal incidence reflection amplitude against Poisson Reflectivity cross-plots lead us to similar results. For the upper section, both models show a decreasing trend with decreasing P-wave velocity. As an addition to this, it could also be observed that scattering increases in the graphs for both models with decreasing P-wave velocities. On the other hand, for the lower section, both models show an increasing trend with increasing P-wave velocity. Additionally, it could also be observed that the scattering in the graphs decreases for both models with increasing P-wave velocity.

When the generated graphs are compared to the mentioned graphs in the study of Castagna and Smith (1998), it can be observed that they are in good agreement.

**References**

Aki, K., and Richards, P.G., 1980, Quantitative seismology: Theory and Methods: W. H. Freeman and Co.  
 Bortfeld, R., 1961, Approximation to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves: Geophys. Prosp., 9, 485-503.  
 Castagna, J.P. and Smith, S.W., 1994, Comparison of AVO indicators: A modeling study: Geophysics, 59, p. 1849-1855.  
 Castagna, J.P. and Swan, H.W., 1998, Principles of AVO crossplotting: The Leading Edge, 16, 337-342.  
 Knott, C.G., 1899, Reflexion and refraction of elastic waves with seismological applications: Phil. Mag., 48, 64-97.  
 Richards, P.G. and Frasier, C.W., 1976, Scattering of elastic waves from depth-dependent inhomogeneties: Geophysics, 41, 441-458.  
 Shuey, R.T., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations: Geophysics, 50, p. 609-614.  
 Verm, R., and F. Hilterman, 1995, Lithology color-coded seismic sections, the calibration of AVO crossplotting to rock properties: The Leading Edge, 14, 847-853.

Zoeppritz, K., 1919, On reflection and propagation of seismic waves: Gottinger Nachrichten I, 66–84.

**Equation 6**

$$R(\theta) = NI \cos^2 \theta + PR \sin^2 \theta$$

where:

$$\Delta\sigma / (1 - \sigma)^2$$

**Equations 1 to 5**

**Equation 1**  

$$p = \frac{\sin(\theta_1)}{\alpha_1} = \frac{\sin(\theta_2)}{\alpha_2} = \frac{\sin(\theta_3)}{\beta_1} = \frac{\sin(\theta_4)}{\beta_2}$$
 where:  
 $\theta_1$ : incidence and reflection angles of the P-wave  
 $\theta_2$ : angle of transmitted P-wave  
 $\theta_3$  and  $\theta_4$ : angles of the reflected and transmitted S-waves respectively  
 $\alpha_1$  and  $\beta_1$ : P- and S-wave velocities of the first layer  
 $\alpha_2$  and  $\beta_2$ : P- and S-wave velocities of the second layer

**Equation 2**  

$$R_p = \rho_2 [ \alpha_2 \sigma_2 \rho_2 \rho_1 \rho_2 \rho_1 \theta ]$$

**Equation 3**  

$$R_p(\theta) = \frac{1}{2} (1 - \alpha_2^2) \frac{\beta_2^2}{\alpha_2^2} \sin^2(\theta) \frac{\Delta\sigma}{\rho^2} + \frac{1}{2} (1 + \tan^2(\theta)) \frac{\Delta\sigma}{\alpha_2^2} - \alpha_2 \frac{\beta_2^2}{\alpha_2^2} \sin^2(\theta) \frac{\Delta\sigma}{\rho^2}$$
 where:  
 $\Delta\sigma = \alpha_2 - \alpha_1$   
 $\Delta\beta = \beta_2 - \beta_1$   
 $\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$   
 $\theta = \arcsin[ \alpha_1 \sin(\theta_1) ]$   
 $\rho = (\theta_1 + \theta_2) / 2$

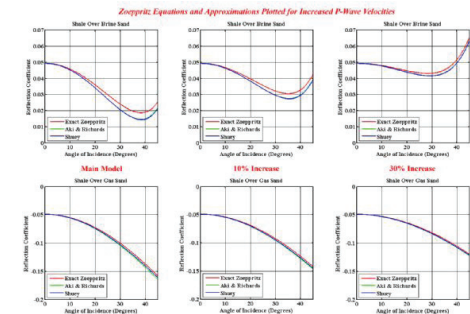
**Equation 4**  

$$R_p(\theta) = R_p + [R_p \alpha_1 - \frac{5\sigma}{(1-\sigma)^2} \sin^2 \theta - \frac{1}{2} \frac{\Delta\sigma}{\alpha_2} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta)]$$
 where:  
 $\alpha_1 = \beta_1 - 2(1 + \beta_1) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma}$   
 $R_p = \frac{\Delta\sigma}{\alpha_2} ( \frac{\Delta\sigma}{\alpha_2} + \frac{\Delta\rho}{\rho^2} )$   
 $\Delta\sigma = \alpha_2 - \alpha_1$   
 $\sigma = (\alpha_2 + \alpha_1) / 2$

**Equation 5**  

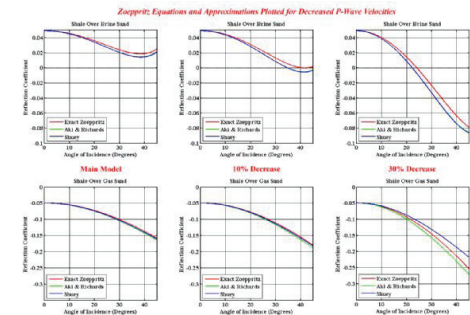
$$R_p(\theta) = R_p + G \sin^2 \theta$$
 where:  
 $R_p = \frac{1}{2} \frac{\Delta\sigma}{\alpha_2} \frac{\Delta\rho}{\rho^2}$   
 $G = \frac{1}{2} \frac{\Delta\sigma}{\alpha_2} \frac{\Delta\rho}{\rho^2}$   
 $G = R_p - 2R_p$

**Figure 1 - Lower Section**



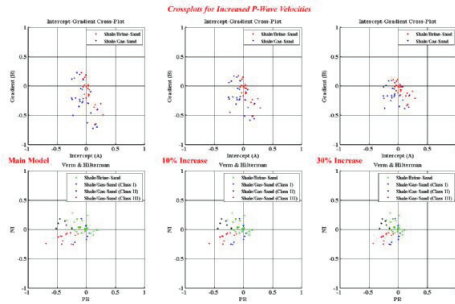
AVA curves based on exact Zoeppritz Equations (red lines), Aki & Richards (1980) approximation (green lines) and also Shuey (1985) approximation (blue lines).

**Figure 1 - Upper Section**



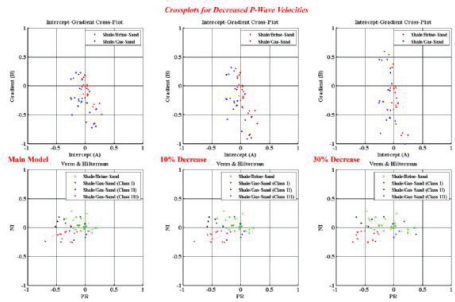
AVA curves based on exact Zoeppritz Equations (red lines), Aki & Richards (1980) approximation (green lines) and also Shuey (1985) approximation (blue lines).

Figure 2 - Lower Section



AVA intercept versus AVA gradient cross-plots and cross-plots of normal incidence reflection amplitude against Poisson Reflectivity.

Figure 2 - Upper Section



AVA intercept versus AVA gradient cross-plots and cross-plots of normal incidence reflection amplitude against Poisson Reflectivity.

Table 1

Lithology	$\alpha$ (m/s)	$\beta$ (m/s)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )
Shale	2889	1408	2305
Brine Sand	3244	1698	2266
Gas Sand	2811	1735	2147

Values of the physical parameters for the used models, where  $\alpha$  and  $\beta$  represent the P- and S-wave velocities and  $\rho$  represents the density.

## ABSTRACT

Pockmarks are craters formed in the soft seabed by gas and in some cases liquid expulsion. They were first described on the Scotian Shelf in 1970 and have since been mapped in a range of shallow seas worldwide. There are assumed to be three phases of pockmark development: (a) The pressure build phase (b) The eruption phase (c) The post eruption phase Pockmark eruption may be triggered by earthquake or seabed pressure perturbations caused by tidal or gravity waves or in deep water, by a combination of tidal waves and low atmospheric pressure and storm waves or by a combination of tsunami waves. Mud Volcano and pockmarks areas of the seabed were investigated since 2000 intensively using bathymetry-sonar and shallow marine seismic technology. Deep-tow sidescan sonar and subbottom profiler data together with observations from the submersible have been used to examine the occurrence of mud volcanoes and Pockmark Environment. The aim of this poster is to give a first insight into technology and some mapped pockmarks areas on the shelf and shelf-edge.

## 1. INTRODUCTION

A pockmark is a seafloor depression that can reach 10s of meters across and several meters deep. Pockmarks are believed to form when gas is emitted from the seafloor. Most of the newly discovered methane gas seeps lie at depths close to or upslope from the shallowest conditions at which deepwater marine gas hydrate can exist on the continental slope. Gas hydrate is a naturally occurring, ice-like combination of methane and water that forms at temperature and pressure conditions commonly found in waters deeper than approximately 500 meters (1,640 feet). Warming of ocean temperatures on seasonal, decadal, or much longer time scales can cause gas hydrate to release its methane, which may then be emitted at seep sites. "Such continental slope seeps have previously been recognized in the Arctic, but not at mid-latitudes. Most seeps described in the new study are too deep for the methane to directly reach the atmosphere, but the methane that remains in the water column can be oxidized to carbon dioxide. This in turn increases the acidity of ocean waters and reduces oxygen levels; both of these effects are deleterious to marine organisms. Cold seeps are areas where gases and fluids leak into the overlying water from seafloor sediments. They are designated as "cold" to distinguish them from hydrothermal vents, which are sites where new oceanic crust is being formed and hot fluids are being emitted at the seafloor. Cold seeps can occur in a much broader range of environments than hydrothermal vents. The gas being emitted by the seeps is produced

by microbial processes in shallow sediments. This interpretation is based primarily on the locations of the seeps and knowledge of the underlying geology. Microbial methane is different from thermal methane, which is found in deep-seated reservoirs and often tapped as a natural gas resource.

## 2. POCKMARKS FIELDS

A key question about the newly discovered methane seeps is whether they emanate from many pockmarks recently mapped on the margins worldwide. The new study carefully compares the margin's pockmark and seep distributions, both of which have been mapped at high resolution. The conclusion is for many areas so that the pockmarks are not the sites of active gas emission and may therefore have been produced during an older episode of gas leakage. Pockmark fields of Northern U.S. Atlantic Margin, Eastern Mediterranean, Aegean Sea and Eastern Blacksea are very well investigated.

### 2.1. Northern U.S. Atlantic Margin

Identifying the spatial distribution of seabed fluid expulsion features Fig (1) is crucial for understanding the substrate plumbing system of any continental margin. The new expeditions showed that a 1100m stretch of the U.S. Atlantic margin contains more than 5000 pockmarks at water depths of 120m (shelf edge) to 700m (upper slope), mostly updip of the contemporary gas hydrate stability zone (GHSZ). Advanced attribute analyses of side scan sonar, subbottom profiling, multibeam bathymetry and high-resolution multichannel seismic reflection data reveal gas-charged sediment and probable fluid chimneys beneath pockmark fields. A series of enhanced reflectors, inferred to represent hydrate-bearing sediments, occur within the GHSZ. Differential sediment loading at the shelf edge and warming-induced gas hydrate dissociation along the upper slope are the proposed mechanisms that led to transient changes in substrate pore fluid overpressure, vertical fluid/gas migration, and pockmark formation. While the usual scale of pockmarks ranges from a few meters to 300 m in diameter and up to 25 m in relief (Dimitrov and Woodside, 2002; Christodoulou et al., 2003; Çiğçi et al., 2003), these shelf edge features are several kilometers long, up to a kilometer across and 50 m in relief. Until these pockmarks were discovered, pockmarks exceeding 350 m in diameter and 35 m in relief were classified as "giant" (Kelley et al., 1994).

### 2.2 Eastern Mediterranean - South of Crete, Greece

The observed pockmarks in the Eastern Mediterranean extend from the cobblestone mud volcano area in

the west, passing all along the Mediterranean Ridge through the Olimpi and United Nation Rise mud volcano provinces to the Anaximander Mountains and Erastosthenes Seamount to the east and southwest. In this work only the pockmark area south of Crete (Olimpi mud volcano-pockmark field) will be discussed. This field is in the new time with high resolution seismic method very well investigated. The area is directly south of Crete on the inner crest of the Mediterranean Ridge (Cita et al., 1996). The last expeditions showed that the field is much longer than previously thought. Pockmarks formed in the olimpi area in several different environment. Olimpi Pockmark field data collected in various time with various research ships (Example: Medinault/Medineth Shipboard Scientific Parties, 2000; Woodside and Volgin, 1996). Fig (2) show during the Dutch-French Medinault Program very well investigated pockmark area. This area inferred from MAK-1 Side Scan Sonar records from exploration of french submersible, Nautile. The side scan record reflect the pockmarks in the faulted environment. NW-SE trending faults interpreted as thrusts with significant strike slip components, and N-S faults are thought to be normal faults with the transpressional faults. This is a zone of intersecting faults with overlying pockmarks two of which contain brines and are zones of no backscatter. The faults controls probably the occurrence of the pockmarks.

### 2.3 Eastern Mediterranean, Aegean Sea - Gediz River, İzmir Bay, Turkey

Based on high-resolution Chirp seismic, multibeam bathymetry and side scan sonar data collected in the İzmir Gulf, Aegean Sea in 2008 and 2010, gas-related structures have been identified, which can be classified into three categories: (1) shallow gas accumulations and gas chimneys, (2) mud diapirs, and (3) active and inactive pockmarks (Fig.3). On the Chirp profiles, shallow gas accumulations were observed along the northern coastline of the outer İzmir Gulf at 3–20m below the seabed. They appear as acoustic turbidity zones and are interpreted as biogenic gas accumulations produced in organic-rich highstand fan sediments from the Gediz River. The diapiric structures are interpreted as shale or mud diapirs formed under lateral compression due to regional counter-clockwise rotation of Anatolian microplate. Furthermore, the sedimentary structure at the flanks suggests a continuous upward movement.

### 2.4 Eastern Blacksea - Yeşilırmak River Delta, Turkey

Fig. 4 shows a very well study pockmark area in eastern sea, where an extensive deltaic and alluvial plain is present, comprises the Turkish shelf, continental slope and apron areas as well as the Turkish margin in the EBSB, and is under a general compressional tectonic regime. The geological setting of the study area is marked by the Archangelsky Ridge (southern part of the mid-Black Sea Ridge) and the eastern Pontides belt. The Archangelsky Ridge defines the transition from

EBSB to the Turkish Margin. The Turkish Continental Slope was developed towards the basin margin of the Archangelsky Ridge. On both sides, the Archangelsky Ridge is surrounded by normal fault systems, which were active mainly in the Pliocene (Rangin et al., 2002). The Eastern Pontides Belt, a complex structure formed by a sequence of orogenic events during the Mesozoic and Cenozoic, bound the Archangelsky Ridge to the south. The Turkish shelf area is affected by the Yeşilırmak and Kızıl ırmak river fans. Huge amounts of plant debris and organic material from these rivers cause extensive biochemical gas generation (mostly methane) on the shelf (Cifçi et al., 1998). A broad mound of about 3 km width and 50 m height was determined in the direction of the shelf area in the Yeşilırmak fan (Fig. 4). This small ridge could play an important role in large-scale accumulation of sediments rich in organic material that produce biochemical gas preventing the further transportation of the sediments from the Yeşil ırmak River down to the continental slope. The origin of the pockmarks is probably related to local subsidence and faulting due to the escape of gas. In the Black Sea, pockmarks are formed mainly by escape of both biogenic and hydrothermal gas. Pockmarks as circular depressions mark the shelf area with a diameter up to 50 m and a relative depth of several metres. They show up as dark circular patches on the side scan sonar records. The depth of the shallow gas remains constant at about 20 m in the Turkish shelf area. Gas uplifting often masks the continuation of the recent sediment bedding on subbottom profiler records. Fig. 4 (middle) show a subbottom profiler section of a broad mound at the upper side of the Turkish continental slope in the Yeşil ırmak fan. This mound is important in transportation of the fan sediments to the continental slope. The record shows also many pockmarks at the upper side of continental slope. On the right side of Fig. 4 (right) is the schematic representation of variations in methane and H<sub>2</sub>S concentrations from the seabed to the carbonate-reducing zone (not to scale) (left) and conceptual model for conjectural gas hydrate formations in the area (not scaled) discussed.

### 2.5 Eastern Blacksea - RV.Meteor-Expedition, M 72/3a and 3b- April. 2007

One important cruise of RV. Meteor was the Meteor Cruise No:72 between 07. 02. 2007 – 04. 06. 2007. The target were detailed investigations about Biogeochemistry, fluids, gas hydrates and paleo-climate of the Blacksea. High resolution acoustic methods (Side scan sonar-Multibeam bathymetry and Subbottom profiling system) used for the registration of shallow seabed sediments. Fig. 5 show the working areas in a map, a Side scan sonar record of a mud volcano named Dvurechenskii mud volcano and Gas flares on the top of this mud volcano named DMV. After several weeks, this area was registered without a flare (Legs of METEOR Cruise No. 72 07. 02. 2007 – 04. 06. 2007).



### 2.6 North Western Blacksea – Flares

Shallow water gas emissions have been identified in numerous places using shipboard echosounders on routine transits with Ukrainian research vessels (Egorov et al., 2003) and during subsequent work within the EU-project CRIMEA. They are obvious as acoustic anomalies (gas flares) within the water column and most of these flares are located in water depths ranging between 60 and 725 m. They are generally not associated with distinct backscatter anomalies but can be found preferentially in connection with morphologic features (pockmarks, canyon flanks, ridges and slump scars). Shallow water gas emissions are particularly abundant along the northwestern margin of the Black Sea and offshore Georgia, but this may be biased by the ships travel routes. It is possible to find more gas flares in shallow all along the Black Sea margin (Fig. 6).

### 3. CONCLUSION

Pockmarks are most observable in the environment of mud volcano. The origin of the pockmarks is probably related due local subsidence and faulting due to the escape of gas. New results show that pockmarks formed mainly by escape of biogenic gas. The modern side scan sonar, multibeam bathymetry and high resolution seismic discoveries make possible to interpret the pockmark fields and its environment fast in detail. They are most 0-300m in diameter 25m in relief but Atlantic shelfe edge features are several kilometers long, up to a kilometer across and 50 m in relief. Most this pockmarks exceeding 350 m in diameter and 35 in relief and classified as “giant pockmark”. Pockmark show up as dark circular patches on side scan sonar records. The side scan sonar and subbottom profiling records show that the depth of the shallow gas remain constant, for example, at about 20m in the turkish turkish shelfe area. Gas uplifting often masks the concentration of the recent sediment bedding on subbottom profiler records.

### REFERENCES

[1] Derman Dondurur et al., 2011. Acoustic evidence of shallow gas accumulations and active pockmark s in the Izmir Gulf, Aegean sea, Marine and Petroleum Geology xxx (2011) 1e12

[2] I. Klaucke et al.,2005. Fluid Seepages / Mud Volcanism in the Mediterranean and Adjacent Domains – Bologna, 19 - 22 October 2005

[3] M.Ergun et al.,2002. Acoustic evidence for shallow gas accumulations in the sediments of the Eastern Black Sea, Terra Nova, 14, 313–320, 2002

[4] Kori R. Newman,2007, Active methane venting observed at giant pockmarks along the U.S. mid-Atlantic shelf break, Earth and Planetary Science Letters 267 (2008) 341 – 352

[5] L.Dimitrov et al.,2002. Deep sea pockmark environments in the eastern Mediterranean, Marine Geology 195 (2003) 263-276

[6] M72/3 –Weekly Report No. 5: 13 -19 April 2007

[7] Skarke, A., Ruppel, C., Kodis, M., Brothers, D., and Lobecker, E., 2014, Widespread methane leakage from the sea floor on the northern US Atlantic Margin: Nature Geoscience, v. 7, p. 657–661, [http://dx.doi.org/10.1038/NGEO2232].

[8] “USGS Arctic Ocean Research: A Polar Acidification Study,” (Sound Waves, August 2011).

[9] Web: The U.S. Geological Survey Gas Hydrates Project, Primer

Fig.001

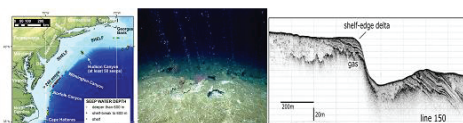


Figure 1. (left) Map of the northern U.S. Atlantic margin showing the locations of newly discovered methane seeps mapped by researchers from Mississippi State University, the USGS, and other partners. (C.Ruppel and H.Hamilton September / October 2014 ) (middle) Numerous distinct methane streams emanating from the seafloor at a cold-seep site on the upper slope (water depth less than 500 meters [1,640 feet]) offshore Virginia (Image courtesy of NOAA Okeanos Explorer Program) (right) Chirp seismic profile across a shelf-edge pockmark of northern US Atlantik Margin, modified from Hill et al.,(2004) (Kori R. Newman et al.,2007)

Figure 1. (left) Map of the northern U.S. Atlantic margin showing the locations of newly discovered methane seeps mapped by researchers from Mississippi State University, the USGS, and other partners. (C.Ruppel and H.Hamilton September / October 2014 ) (middle) Numerous distinct methane streams emanating from the seafloor at a cold-seep site on the upper slope (water depth less than 500 meters [1,640 feet]) offshore Virginia (Image courtesy of NOAA Okeanos Explorer Program) (right) Chirp seismic profile across a shelf-edge pockmark of northern US Atlantik Margin, modified from Hill et al.,(2004) (Kori R. Newman et al.,2007)

Figure.002

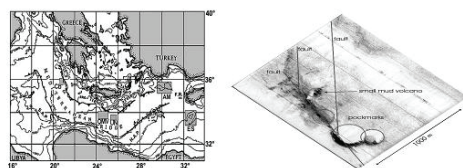
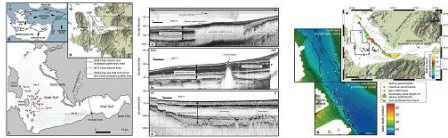


Figure 2. (left) One of the best studied mud-volcano-pockmark area south of Crete OMV Olimpi mud volcano field [UN United Nation Rise, H.A.P. Herodotus Abyssal Plane AM Anaximander Mountains,F.R. Florence Rise,ES Eratosthenes Seamount (right) Side scan sonar record of Olimpi mud volcano area (Lyobomir Dimitrov et al.,2002)

Figure 2. (left) One of the best studied mud-volcano-pockmark area south of Crete OMV Olimpi mud volcano field [UN United Nation Rise, H.A.P. Herodotus Abyssal Plane AM Anaximander Mountains,F.R. Florence Rise,ES Eratosthenes Seamount (right) Side scan sonar record of Olimpi mud volcano area (Lyobomir Dimitrov et al.,2002)

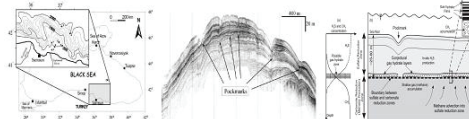
Fig.003



**Figure 3** (left) (a) General tectonic framework of the Anatolian micro-plate, NAF North Anatolian Fault, EAF East Anatolian Fault, DSF Dead Sea Fault, HA Hellenic Arc (b) active faults in the Izmir Gulf and surrounding area GF Gülbahçe Fault, UF Urla Fault, SF Seferihisar Fault, UAF Uzunada Fault, BF Bornova Fault, TF Tuzla Fault, MF Menemen Fault Zone, SHF Sahilevleri Fault, GG Gediz Graben (adapted from Ocakoglu et al., 2005; Emre et al., 2005; Aktar et al., 2007; Drahor et al., 2009) and (c) locations of the acoustic profiles collected in 2008 and 2010 (middle) Examples of sidemounted Chirp profiles showing (a) transparent acoustic turbidity zone with sharp vertical boundaries and cloudy turbidity in the water column, (b) a diapiric structure in the outer gulf and (c) gas chimneys. Locations of the profiles are shown in the Figure 3. (left) (c) above, (right) (a) The boundary of gassy sediments and depth to top of the acoustic turbidity zone together with the distribution of gas chimneys along the basin deduced from Chirp profiles, superimposed on the proposed boundary of the Gediz delta sediments (shaded area). (b) Closeup of the pockmark area with an active fault map of the outer Izmir Gulf, based on the acoustic data. [Derman Dondurur et al., 2011]

**Figure 3.** (left) (a) General tectonic framework of the Anatolian micro-plate, NAF North Anatolian Fault, EAF East Anatolian Fault, DSF Dead Sea Fault, HA Hellenic Arc (b) active faults in the Izmir Gulf and surrounding area GF Gülbahçe Fault, UF Urla Fault, SF Seferihisar Fault, UAF Uzunada Fault, BF Bornova Fault, TF Tuzla Fault, MF Menemen Fault Zone, SHF Sahilevleri Fault, GG Gediz Graben (adapted from Ocakoglu et al., 2005; Emre et al., 2005; Aktar et al., 2007; Drahor et al., 2009) and (c) locations of the acoustic profiles collected in 2008 and 2010 (middle) Examples of sidemounted Chirp profiles showing (a) transparent acoustic turbidity zone with sharp vertical boundaries and cloudy turbidity in the water column, (b) a diapiric structure in the outer gulf and (c) gas chimneys. Locations of the profiles are shown in the Figure.3. (left) (c) above, (right) (a) The boundary of gassy sediments and depth to top of the acoustic turbidity zone together with the distribution of gas chimneys along the basin deduced from Chirp profiles, superimposed on the proposed boundary of the Gediz delta sediments (shaded area). (b) Closeup of the pockmark area with an active fault map of the outer Izmir Gulf, based on the acoustic data. [Derman Dondurur et al., 2011]

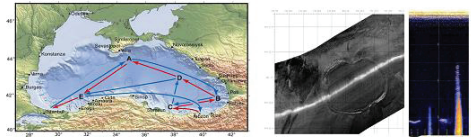
Fig.004



**Figure 4** (left) The location of Yeşilirmak river delta in eastern Blacksea (middle) Side scan sonar record of pockmark field in environment of Yeşilirmak delta offshore (right) (a) Schematic representation of variations in methane and H<sub>2</sub>S concentrations from the seabed to the carbonate-reducing zone (not to scale). (b) Conceptual model for conjectural gas hydrate formations in the area (not to scale). H<sub>2</sub>S is produced in situ in the sulphate reduction zone down to 25–60 mbsf, while methane is produced in the underlying carbonate-reducing zone (see text for details). The proposed gas hydrate layers consist of a number of hydrate sheets with decreasing thicknesses towards the seabed and are formed along the boundary between the sulphate-reducing and the carbonate-reducing zone, indicated by a heavy dashed line (Dondurur D. et al., 2008).

**Figure 4.** (left) The location of Yeşilirmak river delta in eastern Blacksea (middle) Side scan sonar record of pockmark field in environment of Yeşilirmak delta offshore (right) (a) Schematic representation of variations in methane and H<sub>2</sub>S concentrations from the seabed to the carbonate-reducing zone (not to scale). (b) Conceptual model for conjectural gas hydrate formations in the area (not to scale). H<sub>2</sub>S is produced in situ in the sulphate reduction zone down to 25–60 mbsf, while methane is produced in the underlying carbonate-reducing zone (see text for details). The proposed gas hydrate layers consist of a number of hydrate sheets with decreasing thicknesses towards the seabed and are formed along the boundary between the sulphate-reducing and the carbonate-reducing zone, indicated by a heavy dashed line (Dondurur D. et al., 2008).

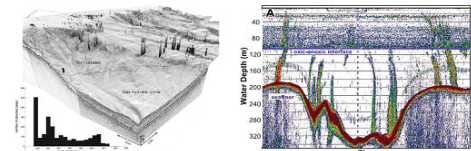
Fig.005



**Figure 5** (left) The working areas during expedition M 72/3a and 3b-RV Meteor-20-25 April 2007 ; A Dvurechenskii and Kazakov mud volcanoes within the Sorokin Through (Ukraine), B Oil- and gas seeps off Batumi (Georgia), C Archangelsky Ridge east of Samsun (Turkey), D Central deep sea "boiling mud area" E Kozlu High area (Turkey) (right) Side scan sonar record from Dvurechenskii mud volcano DMV – and Gas flares on top of DMV registered on April 21 after several weeks without a flare.

**Figure 5.** (left) The working areas during expedition M 72/3a and 3b-RV Meteor-20-25 April 2007: A Dvurechenskii and Kazakov mud volcanoes within the Sorokin Through (Ukraine), B Oil- and gas seeps off Batumi (Georgia), C Archangelsky Ridge east of Samsun (Turkey), D Central deep sea "boiling mud area" E Kozlu High area (Turkey) (right) Side scan sonar record from Dvurechenskii mud volcano DMV – and Gas flares on top of DMV registered on April 21 after several weeks without a flare.

Fig.006



**Figure 6** (left) Perspective bathymetric view of the Dnepr-delta area in the northwestern Black Sea showing the occurrence of shallow-water gas flares (I. Klaucke, 2005) (right) Single-beam echogram showing the typical acoustic response of rising bubbles as a flare-like shape having high backscatter signals in the Black Sea (Greinert et al., 2006)

**Figure 6.** (left) Perspective bathymetric view of the Dnepr-delta area in the northwestern Black Sea showing the occurrence of shallow-water gas flares (I. Klaucke, 2005) (right) Single-beam echogram showing the typical acoustic response of rising bubbles as a flare-like shape having high backscatter signals in the Black Sea (Greinert et al., 2006)



**Üretim**

**Production**

---



# Petrol Sahalarındaki Karakteristik Atık Suların Ç1040 Karbon Çelik Malzeme Yüzeyine Korozyon Etkilerinin Elektrokimyasal Metotlarla Araştırılması



Hamdi Temel<sup>1</sup>, Hasan Kaya<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Dicle Üniversitesi, Kimya Ana Bilim Dalı; Eczacılık Fakültesi; Bilim ve Teknoloji Uygulama ve Araştırma Merkezi

<sup>2</sup>TPAO Araştırma Merkezi Daire Başkanlığı

Metal ve alaşımların farklı koşullardaki korozyon davranışlarının tespitine yönelik araştırmalar artarak devam etmektedir. Araştırmaların bir bölümü malzemelerin korozyon karakteristiğini belirleme yönünde gelişirken bir bölümü de bu malzemelerin korozyonunu önleme adına kimyasal müdahale, kaplama, alaşım kompozisyonunu değiştirme gibi çalışmaları içermektedir.

Petrol sahalarında üretilen karakteristik atık suların, Ç1040 (Türkiye MKE normuna göre Ç1040, Almanya DIN normuna göre C 40, Amerikan normuna göre AISI/SAE 1040 ve Japon JIS normuna göre S 40 C ) türü düşük karbonlu çelik malzeme üzerindeki korozyon etkilerini inceleme çalışmasında, korozif gazların (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S ve O<sub>2</sub>) farklı derişimlerinin, farklı H<sup>+</sup> ve Cl<sup>-</sup> iyon derişimlerinin, farklı sıcaklık değerlerinin etkilerini incelendi. Bu çalışma kapsamında, farklı koşullardaki korozyon hızlarının tespitinde ve yorumlanmasında, EChem tekniklerinden olan Tafel grafiklerinden ve Doğrusal ve Döngülü Polarizasyon eğrilerinden faydalanıldı.

Ölçümler, klor iyonunun korozyon etkisinin tespiti için, 30 °C'de, 0, 1.000, 10.000 ve 100.000 ppm klor çözeltisi olarak hazırlanmış elektrolit ortamlarda yapılmıştır. Korozif gazların metale etkisinin tespiti için ise 30 °C'de, çözünmüş 100, 200, 300 ve 400 ppm CO<sub>2</sub> ve H<sub>2</sub>S, 1, 2, 3, 4 ve 5 ppm O<sub>2</sub> gazı doygunluğunda hazırlanan 1000 ppm klor çözeltileri kullanılmıştır. Bir başka deney dizisinde de ortamdaki çözünmüş H<sup>+</sup> iyonunun metale etkisi 1.000 ppm klor çözeltisinin pH'sı, Sülfürik asit ve Sodyum Hidroksit yardımıyla 1-14 aralığında hazırlanarak yine 30°C'de incelenmiştir. Sıcaklık değişiminin korozyon davranışına etkisi ise, 1.000 ppm klor çözeltisinin 30, 40, 50, 60 ve 70 °C'de metalle etkileşimi incelenerek belirlenmiştir. Tüm bu farklı koşullar için mpy (yılda miliinç) cinsinden korozyon hızları ve çukurcuk ve çatlak korozyonu oluşturma eğilimleri bulunmuştur.

Yapılan ölçümler sonunda malzemenin korozyon direncinin literatürdeki diğer çalışmalarla benzer özelliklere sahip olduğu görülmüştür. Bu çalışmalardan, Ç1040 türü karbon çelik malzemenin, klor ve korozif gaz doygunluğu yüksek sulu ortamlarda, pH değerinin 0-5 ve 10-14 aralığında olduğu çözeltilerde korozyona dayanıklı olmadığı sonucu elde edildi. Bunun nedeni, yüzeyde oluşan Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> ve FeCO<sub>3</sub> filmlerinin

ortamdaki çözünmüş klor iyonu etkisiyle kalıcı ve koruyucu olmaması, ayrıca sülfür filmlerinin kapladıkları çelik malzemeye göre kuvvetli bir katodik etkinlik göstermeleridir. Ayrıca klorun film tabakasını kaldırıcı etkisine ek olarak çukurcuk türü düşük çaplı fakat derin deformasyonlara yol açtığı tespit edildi. Korozyon etkinliğine göre korozif gazların O<sub>2</sub> > CO<sub>2</sub> > H<sub>2</sub>S şeklinde sıralandığı, klor iyonunun çukurcuk korozyonu oluşumunu arttırdığı, sıcaklık artışının korozyon hızına katkı sağladığı görüldü.

Çalışılan malzemenin korozyon direncinin maksimumunda tutulabilmesi için, temasta olduğu sulu ortamın pH değerinin nötr aralıkta ve düşük sıcaklıkta tutulması, korozif gazlarla reaksiyona girip onları bünyesine katarak etkisiz hale getirecek "scavenger" bileşenlerin (O<sub>2</sub>'i tutmak için NaHSO<sub>3</sub> eklenmesi gibi) sisteme eklenmesi ve Cl tuzluluğunun ortamdaki uzaklaştırılması (distilasyon metodu) gerekmektedir.

Bu çalışmayla değişik korozif ortamlarda Ç1040 türü malzemenin korozyon davranışı ayrı ayrı belirlendiğinden, karma korozif ortamlardaki davranışı yaklaşık olarak tahmin edilebilir. Fakat kesin ve net bir sonuç için o elektrolit ortamı oluşturulup, ölçümlerin yerinde yapılması gereklidir. Mesela, sıcaklığın 100 °C, tuzluluğun 75.000 ppm, pH'mın 4.3 ve çözünmüş O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> ve H<sub>2</sub>S gazı oranlarının sırasıyla 0,8, 125 ve 35 ppm olduğu bir elektrolit ortamda Ç1040 türü malzemenin korozyon dayanımı ne seviyede olacaktır?

Ayrıca saf Ç1040 malzemenin korozyon davranışı referans alınarak, malzeme kompozisyonunda yapılacak değişikliklerin veya yüzeyine yapılacak kaplamaların korozyon direncine katkısı çalışılabilir. Malzeme bileşeninde C, Mn, Si, P ve S oranları değiştiğinde malzemenin korozyon davranışı belli elektrolit ortamlarda nasıl değişmektedir? Bileşenlerin korozyon direncine katkısı hangi elektrolit ortamlarda ne kadardır?

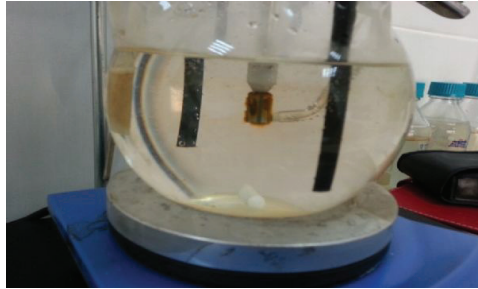
Elektrolit ortama katılacak herhangi bir kimyasalın korozyon inhibisyon etkisi de bu çalışmada referans alınarak takip edilebilir. Mesela oluşturulan bir ligandın veya kompleks bileşiğin çözeltilere eklenmesi ile metal yüzeyine tutunma ve yüzeyde koruyucu film tabakası oluşturma mümkün müdür? Bu tabakanın kalıcılığı ve aşınma süresi ne kadardır?

Bu çalışma ile belli koşullarda korozyon direnci belirlenen Ç1040 türü karbon çeliğin, uygulama koşullarındaki korozyon davranışı göz önünde tutularak, bir işletme için korozyona dayalı maliyet hesabı çıkarıldıktan sonra, sahada tercihi konusunda net bir karar verilebilecektir. Korozyon parametrelerinin uygun olduğu koşullarda daha pahalı alternatifleri yerine tercih edilebilir.

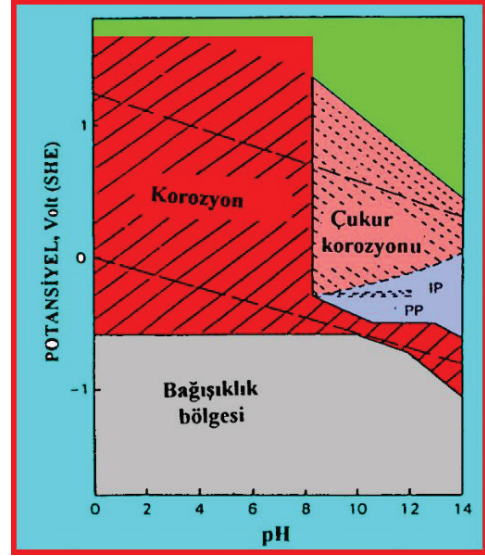
### Korozyon Hücresi ve elemanları



### Korozyona uğrama simülasyonu



### Paurbaiç Diyagramı



% 0.2 Klor içeren ortamda Demir + Su sistemi için Pourbaix diyagramı

### Petrol ve Gaz Üretiminde Korozyon

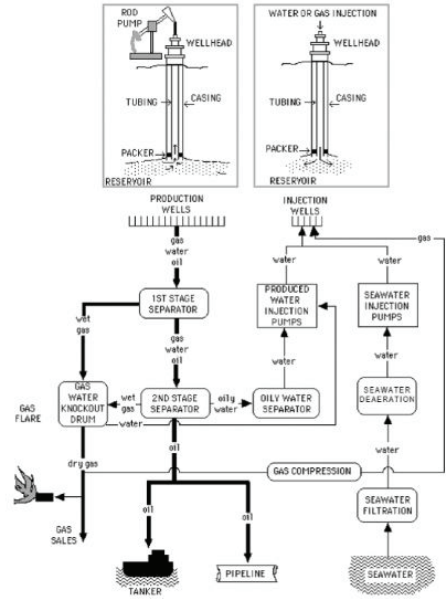
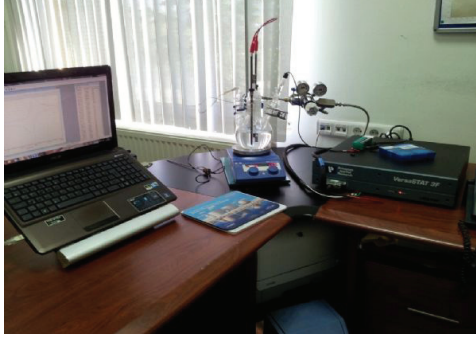
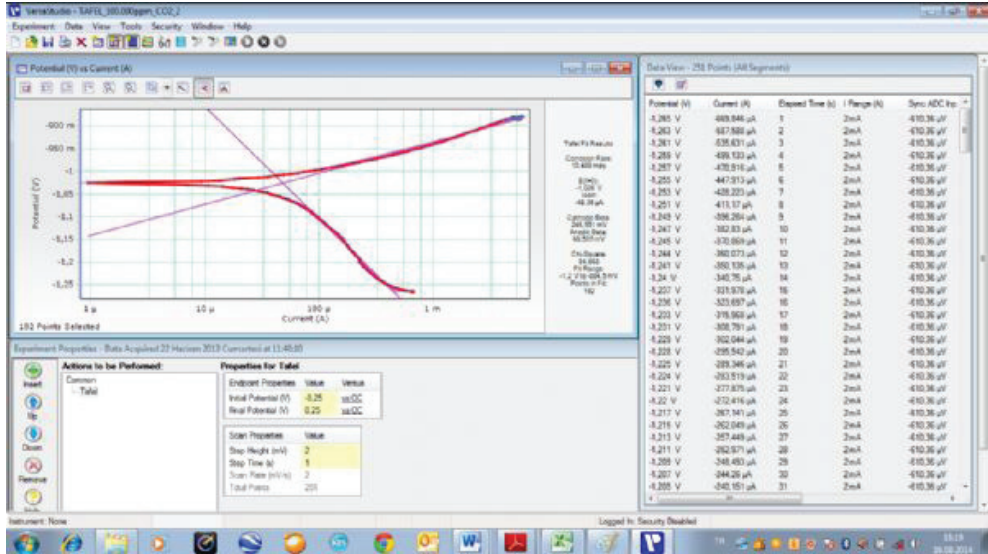


Figure 5. Typical oil and gas production flow diagram

## Potansiyostat ile Korozyon ölçümü



## Tafel Diyagramı



Tafel ölçümü üzerinden korozyon hızı belirleme







**Yazar Indeks**

**Author Index**

---



**DİZİN / INDEX****-A-**

<b>Abdik, Yakup</b>	192
<b>Afsar, Cansu</b>	92
<b>Aghazadehkhoei, Ali</b>	343
<b>Ağdaş, Doğan Umut</b>	565
<b>Ahmed, Mohamed Ghareeb Moustafa</b>	486
<b>Aian, Elnaz Ghafouri</b>	354
<b>Akbaş, Ömer</b>	36
<b>Akgöl, Tolga</b>	105
<b>Akın, Serhat</b>	109, 264, 288, 395
<b>Akkaya, Pelin</b>	35, 539, 541
<b>Akyener, Oğuzhan</b>	295, 330, 331, 553, 564
<b>Allahverdizadeh, Payam</b>	460
<b>Alp, Ersen</b>	395, 432
<b>Alpay, Erşan</b>	266
<b>Altan, Zehra</b>	576
<b>Altındal, Kağan</b>	443
<b>Altiner, Demir</b>	113
<b>Altiner, Sevinç Özkan</b>	212
<b>Altun, Gürşat</b>	418, 449
<b>Altunkaynak, Şafak</b>	43
<b>Apaydın, Burak</b>	194
<b>Arabacı, Ercan</b>	192
<b>Araç, Beril</b>	480
<b>Arı, T. Çağrı</b>	463
<b>Arıkan, Ali</b>	295
<b>Arlanoğlu, Çağdaş</b>	446
<b>Arslan, Mehmet</b>	453
<b>Arthur, Michael A.</b>	162
<b>Artieda, Jesus</b>	506
<b>Artun, Emre</b>	343
<b>Aslanoğlu, Volkan</b>	80
<b>Atasoy, Ethem</b>	70
<b>Atgün, Orhan</b>	34, 39, 549

<b>Atılgan, Ali İbrahim</b>	518
<b>Aydemir, Attila</b>	163
<b>Aydemir, Seval</b>	253
<b>Aydın, Ayşegül</b>	213
<b>Aydın, Erdi</b>	277
<b>Aydoğan, Orhan</b>	68
<b>Ayhan, Yunus</b>	374
<b>-B-</b>	
<b>Babadağlı, Tayfun</b>	282
<b>Bacanak, Meral</b>	405
<b>Bae, Sung Ho</b>	116
<b>Bahtiyar, İsmail</b>	209
<b>Balkan, Elif</b>	50
<b>Barın, Burcu</b>	39, 119, 120
<b>Başel, Emine Didem Korkmaz</b>	359, 374
<b>Başer, Banu Çiçek</b>	513
<b>Başokur, Ahmet Tuğrul</b>	68
<b>Bati, Zühtü</b>	149, 151, 153
<b>Bayol, Efe</b>	39, 575
<b>Bayram, Sevim Yavuz</b>	207
<b>Bektur, Ergün</b>	564
<b>Bender, Serdar</b>	287
<b>Beyhan, Günay</b>	545, 573
<b>Bialas, Jorg</b>	39
<b>Bilgin, Tefik Remzi</b>	52
<b>Bondabou, Karim</b>	542
<b>Bozcu, Ayşe</b>	181
<b>Bozkurt, Erdin</b>	68
<b>Bryza, Matthew</b>	525
<b>Budak, Ayhan</b>	491, 495
<b>Bulbul, Sevtac</b>	297
<b>Bumin, Murat</b>	439
<b>Bülbül, Mahmut</b>	96, 401
<b>Büyüksaraç, Aydın</b>	163
<b>Büyükutku, Aynur Geçer</b>	557

**-C-**

<b>Caballero, David</b>	487
<b>Can, Cihan</b>	162
<b>Can, Hakan</b>	68
<b>Canbaz, Celal Hakan</b>	365
<b>Castricum, Aad</b>	92
<b>Cauquil, Eric</b>	153
<b>Cengiz, Emre</b>	382
<b>Chen, Jingyi</b>	234
<b>Clarck, Andrew R.c. Kylander</b>	113
<b>Cormier, Marie Helene</b>	120, 253
<b>Coşkun, Bekir Safa</b>	277
<b>Coşkun, Bülent</b>	137
<b>Culha, Gönül</b>	215

**-Ç-**

<b>Çalışgan, Hüseyin</b>	266, 282
<b>Çalışkan, Oğuz</b>	374
<b>Çalışkanoğlu, Ayşe Zeynep</b>	43
<b>Çınar, Murat</b>	101, 272, 350
<b>Çiçek, Bilge</b>	467
<b>Çifçi, Günay</b>	34, 39, 116, 119, 120, 249, 252, 253, 549
<b>Çiftçi, Özden</b>	521
<b>Çitli, Bedri</b>	491, 495
<b>Çorbacıoğlu, Hüsnü</b>	133, 159, 161
<b>Çoşkun, Selin Deniz</b>	194
<b>Çubukçuoğlu, Serhat Süha</b>	169

**-D-**

<b>Değirmenci, Tuçe</b>	192, 194, 197
<b>Demir, Burhanettin</b>	359
<b>Demir, Celal Boran</b>	68
<b>Demircan, Huriye</b>	569
<b>Demirci, Efecan</b>	454
<b>Demirer, Şükrü Sinan</b>	215
<b>Dinçer, Bahar</b>	188

<b>Dizvay, Işın</b>	480
<b>Doğru, Mehmet Emre</b>	526
<b>Dokur, Merve</b>	403
<b>Dondurur, Derman</b>	34, 39, 116, 119, 120, 252, 253, 549, 575
<b>Döngör, Mahmut</b>	80
<b>Durak, Gülşah</b>	181
<b>Duygu, Ersan</b>	474
<b>Duygu, Levent</b>	213
<b>Duymaz, Sermet</b>	39
<b>Dyaur, Nikolay</b>	36

-E-

<b>Ekibi, Seislab</b>	120, 549
<b>Ekizer, Bahadır</b>	513, 525, 526
<b>Elag, Mohammed</b>	247
<b>Elmacı, Aşlı Korkmaz</b>	133
<b>Emirhan, Zafer</b>	518
<b>Emiroğlu, Hasan</b>	70
<b>Erbek, Çağrı</b>	80
<b>Ercan, Can</b>	266, 282
<b>Ercengiz, Mustafa Bülent</b>	194, 197
<b>Erdağı, Kürşat Doruk</b>	68
<b>Erdal, Fatih</b>	80
<b>Erdem, Yılmaz</b>	213
<b>Erdoğan, Erhan</b>	68
<b>Eren, Ramazan</b>	510
<b>Ergene, Suzan Müge</b>	203
<b>Ergintav, Semih</b>	252
<b>Ergun, Ender</b>	488
<b>Ergün, Mustafa</b>	154, 563
<b>Erik, Nazan Yalçın</b>	163
<b>Erkan, Kamil</b>	50
<b>Erkanlı, Egemen</b>	68
<b>Erkeköl, Selçuk</b>	463
<b>Ertürk, Tuğçe Bayram</b>	371
<b>Evcimen, Özmen</b>	213

<b>Evin, Sertuğ</b>	403
<b>-F-</b>	
<b>Fallah, Mohammad</b>	149, 151, 153
<b>-G-</b>	
<b>Geçer, Aylin</b>	557
<b>Geniş, Ahmet Ergün</b>	139
<b>Gharib, Jim</b>	153
<b>Ghedan, Shawket</b>	365
<b>Gönülalan, Abdullah Uğur</b>	326
<b>Görür, Naci</b>	43, 47
<b>Gözel, M. Erkin</b>	282
<b>Guliyev, Ulvi Rza</b>	373
<b>Gungor, Ayşe</b>	242
<b>Güven, Selin</b>	264
<b>Gümüşiğne, Mehmet</b>	528
<b>Günal, Saniye</b>	429
<b>Gündüz, Osman</b>	80
<b>Gündüz, Sermet</b>	116
<b>Güney, Recep</b>	231
<b>Güngör, Abdullah</b>	52
<b>Güngör, Ayşe</b>	224, 239
<b>Güngör, Talip</b>	120, 249
<b>Gür, Nedim Serkan</b>	505
<b>Güray, Alev</b>	212
<b>Gürçay, Savaş</b>	549
<b>Gürel, Emrah</b>	95, 109
<b>Gürel, Orhan</b>	47, 221, 224, 239
<b>Gürses, Ceylan Name</b>	94
<b>Gürüzümcü, Serdar</b>	564
<b>-H-</b>	
<b>Haberal, Pelin</b>	296
<b>Hacımehmetoğlu, Mehmet Gökhan</b>	129, 133
<b>Hakyemez, H. Yavuz</b>	177

<b>Hascakir, Berna</b>	264
<b>Herron, Michael</b>	542
<b>Hırpa, Mehmet Meriç</b>	437
<b>Hoşgörmez, Hakan</b>	164, 316
<b>Hoşhan, Sıtkı</b>	325
<b>-I-</b>	
<b>Işıkalp, Umut</b>	121, 139
<b>-İ-</b>	
<b>İlkimen, Elif Meriç</b>	120, 249
<b>İnanç, Burak</b>	579
<b>İş, Hüseyin</b>	429
<b>-J-</b>	
<b>Javalagi, Mohan</b>	542
<b>-K-</b>	
<b>Kahraman, İbrahim</b>	526
<b>Kale, Utku</b>	557
<b>Kalfa, Ülker</b>	257
<b>Kalkan, Hüseyin</b>	573
<b>Kaplan, Vedat</b>	474
<b>Karabakal, Uğur</b>	266, 282
<b>Karaçay, Ayça</b>	199
<b>Karadağ, Elif</b>	43
<b>Karakurt, Necdet</b>	331
<b>Karoum, Reda</b>	542
<b>Karsh, Hakan</b>	231
<b>Kaya, Hasan</b>	589
<b>Kaya, Mahir</b>	209
<b>Kaya, Tefvik</b>	62
<b>Kaykun, Armağan</b>	197
<b>Kaymak, Sinem</b>	439
<b>Kaypak, Bülent</b>	242, 319
<b>Kayrın, Ceyda Çetinkaya</b>	403, 405



<b>Keskin, Mehmet</b>	113
<b>Keskinsezer, Ayhan</b>	545
<b>Khan, Shahnawaz</b>	542
<b>Kılıç, Ahmet</b>	359
<b>Kılıç, Ali Murat</b>	113
<b>Kılıç, Harun</b>	257
<b>Kırman, Zeynep Dincer</b>	161
<b>Kırmızıtaş, Ahmet</b>	188
<b>Kim, Dae Choul</b>	116
<b>Klaucke, Ingo</b>	39
<b>Koc, Ergun</b>	297
<b>Kocababuç, Berkay</b>	415, 467
<b>Kocabaş, İbrahim</b>	96, 105, 401
<b>Kocakaya, Bekir</b>	52
<b>Koç, Ergün</b>	296
<b>Kor, Korhan</b>	418
<b>Kosi, Walter</b>	149, 151, 153
<b>Köse, Kutay</b>	343
<b>Köse, Naci</b>	525
<b>Krocza, Sebastian</b>	473
<b>Kurt, Hülya</b>	227, 576, 579
<b>Kuru, Ergun</b>	460
<b>Küçük, Hilmi Mert</b>	34, 39, 549
<b>Küçükkara, Teoman</b>	257
<b>-L-</b>	
<b>Lahna, Hakkı</b>	257
<b>Limanowka, Wojciech Andy</b>	310, 313
<b>Lovelace, Jeffery</b>	303
<b>-M-</b>	
<b>Mallawany, İbrahim El</b>	315
<b>Maxwell, Tamara</b>	542
<b>Memişoğlu, İrfan</b>	518
<b>Merey, Şükrü</b>	33
<b>Metin, Gülşah</b>	234

Milliken, Kitty L.	203
Miska, Stephan	453
Monluh, Yannick	439
Montalvo, Carlos Gomez	503
Moradi, Arash Vosoughi	35, 539, 541
Mutafçılar, Mehmet	234
Muyzer, Gerard	316
-N-	
Nasif, Ashlhan	39, 252
Nassar, Wessam	309, 312
Norris, Christopher	303
-O-	
Okandan, Ender	297, 300
Okay, Aral	29, 113
Okay, Seda	39, 116, 119, 120, 249, 253
Okut, Nigar Gözde	576
Okuyucu, İlknur	374
Onur, Mustafa	101, 339, 350
Osgouei, Ali Ettehadı	449
Ozbayoglu, Evren	453
Ozturk, Berkan	242
-Ö-	
Önen, Didem	197
Örmeci, Cankut	141
Özel, Özkan	34, 39, 549
Özen, Nusret	52
Özen, Serkan	52
Özmen, Mustafa	495
Özsoy, Murat	80
Özyalın, Şenol	154
Özyurtkan, Mustafa Hakan	458

**-P-**

<b>Paker, Melek Deniz</b>	272
<b>Palabiyık, Yıldray</b>	350
<b>Pamir, Necdet</b>	28
<b>Parlaktuna, Mahmut</b>	460
<b>Patat, Ahmet</b>	277
<b>Pettigrew, Dana</b>	310, 313
<b>Pierchon, Alban</b>	487
<b>Polat, Adem</b>	141
<b>Polat, Gülsinem</b>	197
<b>Potro, Rodrigo Del</b>	506
<b>Püsküllü, Ramazan</b>	521

**-R-**

<b>Rahimov, Fuad</b>	372
<b>Rashidi, Masoud</b>	281
<b>Raykov, Tzoni</b>	473
<b>Rejepov, Dautmammet</b>	439

**-S-**

<b>Sadek, Nael</b>	303
<b>Sağın, Fırat</b>	197
<b>Sakallıoğlu, Yılmaz</b>	219
<b>Sancak, Süleyman</b>	138
<b>Saner, Salih</b>	172
<b>Saracutu, Emil</b>	303
<b>Sarı, Ali</b>	35, 539, 541
<b>Sarı, Recep</b>	80
<b>Satman, Abdurrahman</b>	85, 98, 354, 359
<b>Savaş, Tamer</b>	467
<b>Schubert, J. Jerome</b>	315
<b>Seçgin, Mustafa</b>	80
<b>Seeber, Leonardo</b>	120
<b>Sefunc, Atila</b>	247
<b>Sefünç, Atilla</b>	252
<b>Selek, Burcu</b>	319

<b>Senoz, Mehmet</b>	583
<b>Sepulcri, Philippe</b>	439
<b>Sevindik, Mecnun</b>	488
<b>Sevli, Serhat</b>	553
<b>Seymen, Zahir</b>	429
<b>Sherif, Abdelwahab</b>	247
<b>Sherlock, Sarah</b>	113
<b>Sınayuc, Çağlar</b>	372
<b>Sınayuç, Çağlar</b>	33, 371, 373
<b>Silahtar, Ali</b>	545, 573
<b>Sipahioğlu, Nazim Özgür</b>	149, 151
<b>Sipahioğlu, Özgür</b>	153
<b>Sivrikaya, Ersoy</b>	429
<b>Siyako, Muzaffer</b>	209
<b>Soltanieh, Ashkan</b>	288
<b>Sorlien, Chirstopher</b>	253
<b>Sorlien, Christopher</b>	119, 120
<b>Sönmez, Ahmet</b>	80
<b>Stewart, Robert R.</b>	36
<b>Strapoc, Dariusz</b>	542
<b>Strum, Stephen</b>	542
<b>Suarez, Marina</b>	208
<b>Sunal, Gürsel</b>	113
<b>Sungur, Esra</b>	316
<b>Sünnetçioğlu, Mehmet Akif</b>	188, 192, 194
<b>-Ş-</b>	
<b>Şahbaz, Nuray</b>	129, 133
<b>Şahin, Filiz</b>	444
<b>Şahin, Nazif</b>	188
<b>Şahin, Secaeddin</b>	257
<b>Şahin, Sedar Cihan</b>	199
<b>Şahintürk, Ömer</b>	557
<b>Şalk, Müjgan</b>	50
<b>Şeker, Zuhul</b>	197
<b>Şener, Sercan</b>	359

Şengel, Ayhan	389
Şenkaya, Mustafa	231
Şentürk, Murat	190
-T-	
Taptık, Ender	480
Tari, Gabor	153
Tari, Gabor Csaba	149, 151
Tath, Elif Büşra	119
Team, Seislab	249
Teke, Orkun	74
Temel, Hamdi	589
Temel, Rıza Özgür	192
Tokat, Gökberk Burak	154
Toker, Ezher	190
Toktaş, Nargül	208
Toprak, Sezai	564
Trabzon, Emre	458
Tufan, Seyfullah	52
Tuğan, Murat Fatih	379
Tunçdemir, Vahdet	213
Tur, Cengiz V.	247
Turanlı, Ayşe Merve	300
Turkmenoglu, Hasan	315
Tüccar, Tuğçe	316
Türeyen, Ömer İnanç	98, 354, 359, 374
Türkmen, Melike Özkaya	403, 409
Türkmenoğlu, Artuğ	266, 282
Türkyılmaz, Oğuz	332
Tüysüz, Okan	113, 114
-U-	
Uğur, Feridun Alp	161
Uluğbay, Hikmet	27
Usta, Doğan	569
Uysal, Serkan	257

-Ü-

Ünal, Zeynep	227
Üstün, Burcu	405

-V-

Vernet, Nermin Berran	239
Vinazza, Bernard	439

-W-

Wojtanowicz, Andrew K	454
-----------------------	-----

-Y-

Yağmurlu, Fuzuli	190
Yalçın, Mehmet Namık	164
Yasar, Koray	485
Yavuz, Nurdan	215
Yıldırım, S. Esra	282
Yıldırım, Serdar Şükrü	521
Yıldız, Eren	129
Yıldızhan, Hasan	329
Yılmaz, Doğuhan	423
Yılmaz, Özdoğan	30



