

Düzenleyen / Organized by



Türkiye IV. Bilimsel ve Teknik Petrol Kongresi



Turkey IV. Scientific and Technical Petroleum Congress

18-20 Kasım / November 2020

Online



Bildiriler Kitabı / Proceedings Book

www.petrolkongresi.org

18 Kasım 2020, Çarşamba

Çağrılı konuşma hariç tüm oturumların Türkçe olacak, çağrılı konuşma ise İngilizce yapılacaktır. Oturumlar esnasında online kongre platformuna giriş yaptıktan sonra; konuşmaları yapıldığı dilde dinlemek için Salon 1 Orijinal Dil / tercümesini dinlemek için Salon 1 Simultane Tercüme salonuna giriniz.

SALON 1

09:00-10:30	AÇILIŞ OTURUMU
	Mehmet KUL , Kongre Düzenleme Kurulu Başkanı
	Yüksel KURT , PMO Başkanı
	Prof. Dr. Mustafa Verşan KÖK , ODTÜ Rektörü
	Melih Han BİLGİN , TPAO Genel Müdürü ve Yönetim Kurulu Başkanı
	Fatih DÖNMEZ , T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı (Teşrifleri halinde)
10:30-10:45	ARA
10:45-13:30	KARADENİZ OTURUMU (TPAO Sunumlarıyla)
	Oturum Başkanı: Gürşat ALTUN
10:45-11:05	TPAO "Offshore" Faaliyetleri - Ahmet ÖZTÜRK
11:05-11:25	TPAO'nun Karadeniz'deki Arama Tarihçesi - Özgür SİPAHİOĞLU
11:25-11:45	Fatih Sondaj Gemisi Kapasitesi & Fatih Kule Sökümü - Göktaş KALAYCI, Ersin CANAK
11:45-12:05	Sakarya Gaz Sahası Keşfi - Suat AKTEPE
12:05-12:25	Sakarya Sahası Tuna-1 Kuyusu Formasyon Testlerine Genel Bakış - Coşan AYAN
12:25-12:45	TP-OTC Derin Deniz Sondaj Servisleri-Çimento - İsmail Serhan YORULMAZ
12:45-13:05	Denizde Jeokimyasal Prospeksiyon - Hüsnü ÇORBACIOĞLU
13:05-13:20	Tartışma
13:30-14:30	ÖĞLE ARASI
14:30-16:20	DOĞU AKDENİZ OTURUMU (TPAO Sunumlarıyla)
	Oturum Başkanı: İnanç Alptuğ HİDİROĞLU
14:30-14:50	Doğu Akdeniz Hidrokarbon Potansiyeli, Güncel Değerlendirmeler - Mehmet Akif SÜNNETÇİOĞLU
14:50-15:10	TPAO Doğu Akdeniz Arama Faaliyetleri - Rahmi Mert BOLAT
15:10-15:30	Deniz Sismik Temel Teorisi, Sismik Veri Toplama ve Kullanılan Sistemler - Cabir ALKAN
15:30-15:50	Yavuz Gemisi Sondaj Kabiliyetleri - Görkem AYDIN
15:50-16:10	Doğu Akdeniz Projeleri İGÇK Faaliyetleri - Firdevs İLÇİ
16:10-16:20	Tartışma
16:20-16:30	ARA
16:30-17:15	ÇAĞRILI KONUŞMACI
	Oturum Başkanı: Gökhan COŞKUNER
	Tom BLASINGAME , 2021 SPE President Remarks on Petroleum Engineering - Past, Present and Future

19 Kasım 2020, Perşembe

Konuşmalar, konuşma başlığı ile aynı dilde yapılacaktır. Salon 1'deki sunumlarının tamamını Türkçe olarak dinlemek için Salon 1 Simultane Tercüme Salonunda tıklayınız.

SALON 1

09:30-10:15	ÇAĞRILI KONUŞMACI
	Oturum Başkanı: İnanç Alptuğ HİDİROĞLU
	Prof. Dr. Serhat AKIN , ODTÜ PDGM Geothermal Practice in Turkey: Past, Present and Future
10:15-10:30	ARA
10:30-12:00	REZERVUAR 1 (EOR/IOR)
	Oturum Başkanı: İnanç TÜREYEN
10:30-10:50	OP-01 Heterojenliklerin yerinde yanma üzerine etkisi: Geçirgenlik farklılaşması ve yapay çatlaklar Melek Deniz Paker, <u>Murat Çınar</u>
10:50-11:10	OP-02 Water Shutoff Treatments in Turkish Oil Fields: A Review of the Past and Remarks for Future <u>Candan Kızılırmak</u> , Oytun Örs
11:10-11:30	OP-03 New Method to Reduce Residual Oil Saturation by Polymer Flooding <u>Mehmet Zeki Erincik</u> , Pengpeng Qi, Matthew T. Balhoff, Gary A. Pope
11:30-11:50	OP-04 CO ₂ ve N ₂ Gazlarının B.Raman ve Çalışkan Petrollerinin Faz Davranışına Etkisi <u>Emre Arslan</u>
12:00-13:00	ÖĞLE ARASI
13:00-13:45	ÇAĞRILI KONUŞMACI
	Oturum Başkanı: İnanç Alptuğ HİDİROĞLU
	Kerem Mehmet KEMERLİ MEKE MARINE A.Ş. Yönetim Kurulu Başkanı Açık Denizlerde Petrol Kirliliği
13:45-14:00	ARA
14:00-15:10	REZERVUAR 2
	Oturum Başkanı: İbrahim KOCABAŞ
14:00-14:20	OP-06 Eski Verinin Değerlendirilmesi Sahalar Arası İletişimi Ortaya Çıkarttı <u>Veli Volkan Üstün</u> , Esatcan Apak, Deniz Yıldırım
14:20-14:40	OP-07 Çaylarbaşı Petrol Sahası 3B Rezervuar Modeli <u>Melike Özkaya Türkmen</u> , Onur Yürüker
14:40-15:00	OP-08 Having No Option but Well Correlation Oytun Örs, <u>Merve Benzek</u> , Aslıhan Deliktaş

15:30-15:45	ARA
15:45-16:30	ÇAĞRILI KONUŞMACI
	Oturum Başkanı: Emre ARTUN
	Prof. Dr. Turgay ERTEKİN Penn State University Innovative Approaches in Reservoir Engineering: Evolution versus Mutation
16:30-16:45	ARA
16:45-17:45	SIRADIŞI REZERVUARLAR
	Oturum Başkanı: Emre ARTUN
16:45-17:05	OP-09 Uncertainty Quantification of Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Shale Gas Formations by Using a Compositional, Dual-porosity, Dual-permeability, Multi-phase Reservoir Simulator – PSU-SHALECOMP <u>Burak Kulga</u> , Turgay Ertekin
17:05-17:25	OP-10 Horizontal Drilling and Proactive Geosteering in an Unconventional Reservoir: a Case Study from Turkey Using Azimuthal Resistivity Mehmet Arslan, Mehmet Fatih Oğuz, <u>Davide Di Tommaso</u> , Kaveh Shahbazi, Yasmin Karakaya
17:25-17:45	OP-11 Development of an Artificial Neural Network Tool for Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Shale Gas Reservoirs <u>Burak Kulga</u> , Turgay Ertekin

19 Kasım 2020, Perşembe

SALON 2

10:30-12:00	SONDAJ 1
	Oturum Başkanı: Gürşat ALTUN
10:30-10:50	OP-12 Eşdeğer Sirkülasyon Basıncının Sinir Ağları Yöntemi ile Tespiti ve Performans Karşılaştırması <u>Murat A Özbayoğlu</u> , Öney Erge, Evren M. Özbayoğlu
10:50-11:10	OP-13 Linear and Non-Linear Viscoelasticity of Drilling Fluids: Concept and a Comprehensive Experimental Study <u>Ali Ettehadi</u> , Meltem Tezcan, Gürşat Altun
11:10-11:30	OP-14 Design and Evaluation of Wellbore Strengthening Materials for Fractured Depleted Carbonate Reservoirs <u>Uğur Gargılı</u> , İsmail Durgut, İsmail Hakkı Gücüyener, Hüseyin Ali Doğan
11:30-11:50	OP-15 Assessment of methods for determining barite sag tendency in drilling fluids Gürşat Altun, <u>Muhammed Kemal Özel</u>
12:00-13:00	ÖĞLE ARASI
13:45-14:00	ARA
14:00-15:30	SONDAJ 2
	Oturum Başkanı: Ali ETTEHADI
14:00-14:20	OP-16 Sürekli Anülüs Basıncı Üzerine Bir İnceleme ve Olası Çözümler <u>Hüseyin Kutan</u> , İbrahim Metin Mıhçıkan
14:20-14:40	OP-17 Drilling Fluids Project Engineering Guidance and Most Common Fluids Related Challenges for Deepwater and HPHT Offshore Wells <u>Ahmet Ay</u> , Hüseyin Ali Doğan, Ahmet Sönmez
14:40-15:00	OP-18 Sıcaklığın Anülüsteki Sürtünme Kaynaklı Basınç Kayıplarına Etkilerinin İncelenmesi <u>Onur Gürçay</u> , Serhat Akın, Hakkı İsmail Gücüyener
15:00-15:20	OP-19 Effect of String Plastering / Smearing on Permeability of the Formations <u>Ahmet Burak Cengiz</u> , Evren Özbayoğlu
16:30-16:45	ARA
16:45-17:45	SONDAJ 3
	Oturum Başkanı: İsmail DURGUT
16:45-17:05	OP-20 TPAO overcame drilling difficulties in a gas well in Thrace region by making an integrated approach for drilling fluid chemicals and application <u>Güray Karakaya</u> , İlker Caymaz, Muzaffer Görkem Gökdemir
17:05-17:25	OP-21 Bourgoyne ve Young Yöntemi ile İlerleme Hızı Tahmini: İstatistiksel Bir Bakış Açısı <u>Korhan Kor</u> , Gürşat Altun
17:25-17:45	OP-22 Analysis of Sinusoidal Buckling of Drill String in Vertical Wells Using Finite Element Method <u>Mehmet Cebeci</u> , Doc. Dr. İsmail Hakkı Gücüyener, Prof. Dr. Mustafa Versan Kök

19 Kasım 2020, Perşembe

SALON 3

10:30-12:00	ÜRETİM MÜHENDİSLİĞİ 1
	Oturum Başkanı: Burak KULGA
10:30-10:50	OP-24 A Review of Field Development Options for Deep Waters of East of the Mediterranean Sea <u>Murat Sarıççek</u>
10:50-11:10	OP-25 TPAO Sahalarında Çok Karşılaşılan Birikinti Tiplerinin Tespiti Ve Farklı Etken Maddelere Sahip Scale İnhibitörlerinin Performanslarının Araştırılması <u>Beril Araç</u> , İrem Yaşar Bayram, Ender Taptık
11:10-11:30	OP-26 Parafin Kaynaklı Üretim Kaybı ile Kimyasal Mücadele: Laboratuvardan Pilot Saha Testine Giden Başarılı Yol <u>Hasan Kaya</u> , Artuğ Türkmenoğlu
12:00-13:00	ÖĞLE ARASI
13:45-14:00	ARA
14:00-15:30	ÇEVRE
	Oturum Başkanı: Mahmut PARLAKTUNA
14:00-14:20	OP-27 Akaryakıt Bulaşmış Sığ Yeraltı Katmanlarını İyileştirme Yönteminin Belirlenmesinde Rezervuar Modellemesi Kullanımı <u>İbrahim Metin Mihçakan</u> , Hatice Kübra Dölek, Doğan Ermen, İlyas Gülmez, Serkan İktü
14:20-14:40	OP-28 Çevresel Açından Hassas Denizlerde Gerçekleştirilen Açık Deniz Petrol Araştırmaları Sırasında Petrol Döküntüsüne Müdahale Hazırlığı Kerem Mehmet Kemerli, <u>Pelin Doğruyol</u> , <u>Müge Bıyıklıoğlu Şener</u>
14:40-15:00	OP-29 Endüstriyel ve taşıtlarda faydalı kullanım ömrü sona eren atık madeni yağların yönetimine ilişkin Türkiye’de mevcut durum tespiti ve gelişmiş ülkelerdeki uygulamalar ve endüstriyel ölçekte en gelişmiş ileri rafinasyon uygulamaları Aydın Özbey, <u>Ertuğrul Kılıç</u> , Rohit Joshi
15:00-15:20	OP-30 Sondaj Sektöründe Güvensiz Davranışlarla Kurum Güvenlik İklimi Arasındaki İlişkinin İncelenmesi <u>Hakan Oktay Aydın</u> , Bahar Öz, Mahmut Parlaktuna
16:30-16:45	ARA
16:45-17:45	AKARYAKIT SEKTÖRÜ
	Oturum Başkanı: Metin MIHÇAKAN
16:45-17:05	OP-32 LPG (Likit Petrol Gazı)’nin tarihi ve dünyada ve Türkiye’de kullanımı <u>Kadir Deniz</u>
17:05-17:25	OP-33 Blockchain Teknolojisi: Enerji Verimliliği ve Ticaretine Etkisi Ali Ettehadı, Melih Fırat Yalvaç, <u>Ceylan Ülker</u>

19 Kasım 2020, Perşembe

SALON 4

10:30-12:00	JEOTERMAL 1
	Oturum Başkanı: Serhat AKIN
10:30-10:50	OP-34 Interpretation Of Recirculating Tracer Tests In Geothermal Reservoirs <u>İbrahim Kocabaş</u>
10:50-11:10	OP-35 Dikili Jeotermal Sahasının Sayısal Simülasyonu <u>Can Polat</u> , <u>Tuğbanur Özen Balaban</u> , <u>İbrahim Kocabaş</u>
11:10-11:30	OP-36 Analysis of a Comprehensive Tracer Test in Alaşehir Geothermal Field <u>Hakkı Aydın</u> , <u>Serhat Akın</u>
11:30-11:50	OP-37 Makine Öğrenmesi ile Jeotermal Sahalarının Üretim ve Enjeksiyon Optimizasyonu <u>Ali Başer</u> , <u>Serhat Küçük</u> , <u>Önder Saraçoğlu</u> , <u>Erdoğan Şentürk</u> , <u>Serhat Akın</u>
12:00-13:00	ÖĞLE ARASI
13:45-14:00	ARA
14:00-15:30	ENERJİ POLİTİKALARI ve MEVZUAT 1
	Oturum Başkanı: Can S. BAKİLER
14:00-14:20	OP-38 Mevzuatta değişiklik önerileri <u>Cafer Sarıyıldız</u> , <u>M. Batuhan Eser</u>
14:20-14:40	OP-39 Petrol şirketleri için 'Data Foundation'ın önemi ve PPDM'in rolü <u>H. Çağlar Erdihan</u> , <u>Baran B. Kivılcım</u> , <u>K. Berkay Aydemir</u> , <u>Barış Fındık</u>
14:40-15:00	OP-40 Türkiye Cumhuriyeti'nin Kuruluşundan İtibaren Petrol Aramalarının Yeterince Gerçekleşmemesinin Sebepleri ve Neticeleri <u>Ahmet Ercivan Akçael</u>
16:30-16:45	ARA
16:45-17:45	ENERJİ POLİTİKALARI VE MEVZUAT 2
	Oturum Başkanı: Can S. BAKİLER
16:45-17:05	OP-41 Attracting investment into the Turkish E & P industry <u>Chris De Goey</u>
17:05-17:25	OP-42 An Analysis of The Energy Sustainability of Turkey In Terms of Oil And Gas Resources And Their Availability Under Developing Relations Within The Region <u>Cenk Temizel</u> , <u>Celal Hakan Canbaz</u> , <u>Yıldırım Palalıyık</u> , <u>İsmail Ömer Yılmaz</u> , <u>Sezgin Aytuna</u> , <u>Rahul Ranjith</u> , <u>Necdet Pamir</u>
17:25-17:45	OP-43 Starting of a New Era: Transformation to OPEC+ <u>Baran Can Yücel</u> , <u>Volkan Aslanoğlu</u>

20 Kasım 2020, Cuma

Konuşmalar, konuşma başlığı ile aynı dilde yapılacaktır. Salon 1'deki sunumlarının tamamını Türkçe olarak dinlemek için Salon 1 Simultane Tercüme Salonunda tıklayınız.

SALON 1

09:30-10:15	ÇAĞRILI KONUŞMACI
	Oturum Başkanı: Özgür Fırat AKEL
	Famer ENGİN Senior Regional Manager at Export Development Canada Kanada'dan Finansman İmkanları
10:15-10:30	ARA
10:30-12:00	REZERVUAR 3
	Oturum Başkanı: Şenol YAMANLAR
10:30-10:50	OP-05 Kızıldere Sahasında Bir Kuyuya Karbondioksit-Su Enjeksiyon Operasyonu Tasarımı Amaçlı Duyarlık Simülasyonları <u>İsmail Durgut</u> , Serhat Akın
10:50-11:10	OP-45 Mineral Çökmesinin Çatlaklı Ortamda Akış Davranışına Etkilerinin İncelenmesi <u>Eda Ay Dilsiz</u> , İbrahim Metin Mihçakan
11:10-11:30	OP-46 Tükenmiş CO2 Rezervuarlarında Doğalgaz Depolama <u>Artuğ Türkmenoğlu</u> , S. Esra Safran
11:30-11:50	OP-47 Geliştirilmiş Petrol Kurtarımı İçin Poli (Metil Metakrilat) Çözelti Sentezi <u>Ali Yılmaz</u> , Hassan Soleimani, Nilgün Baydoğan
12:00-12:30	ÖĞLE ARASI
12:30-13:00	TANITIM OTURUMU
	Ana Sponsor: Arar Petrol Chris De GOEY , Arar Petrol ve Gaz AÜPAŞ CEO
	
13:00-13:45	ÇAĞRILI KONUŞMACI
	Oturum Başkanı: Özgür Fırat AKEL
	Server Fatih ALPAY Arar Petrol ve Gaz AÜPAŞ Yönetim Kurulu Başkanı Türkiye için Yerli Petrolün Önemi
13:45-14:00	ARA
14:00-15:30	REZERVUAR 4 (MODELLING)
	Oturum Başkanı: Murat ÇINAR
14:00-14:20	OP-48 Development of an Accurate Miscible Displacement Finite Difference MATLAB Simulator Osman Ünal, <u>İbrahim Kocabaş</u>

14:20-14:40	OP-49 Tek fazlı, değişken sıcaklıklı, kararsız akışkan akışının kuyu-rezervuar birleşik modeli ile modellenmesi <u>Cihan Alan</u> , Murat Çınar
14:40-15:00	OP-50 Gaz Başlıklı Doymuş Bir Petrol Sahasında Yeraltı Gaz Depolaması <u>Ali Yılmaz</u> , Mukhamad Ridwan, Mehmet Şirin Tarhan, Emine Didem Korkmaz Başel, Ömer İnanç Türeyen, Abdurrahman Satman
15:00-15:20	OP-51 Ağır Petrol Sahası Birimleştirilmesi Üzerine Yapılan Bir Çalışma (A Study on the Unitization of a Heavy Oil Field) <u>Furkan Gençtuğ Erdoğan</u> , Mertkan Uğur Algül, E. Didem Korkmaz Başel, Ö. İnanç Türeyen, Abdurrahman Satman
15:30-15:45	ARA
15:45-17:15	REZERVUAR 5
	Oturum Başkanı: Çağlar SINAYUÇ
15:45-16:05	OP-52 Metan Egemen Çift Bileşenli Hidrokarbon Gaz Karışımlarında Görünür Negatif Hacim Olgusu Gizem Hazal Yıldırım, <u>İbrahim Metin Mıhçakan</u>
16:05-16:25	OP-53 Ham Petrol ve Doğalgaz Üretimine Depremle İlişkisi –Türkiye Örneği <u>Emre Özgür</u>
16:25-16:45	OP-55 Economics of Mining Assisted Heavy Oil Production (MAHOP) Method for Ultimate Recovery <u>Serhat Canbolat</u> , Hasan Öztürk, Serhat Akın
16:45-17:05	OP-54 Mineralojinin Düşük Geçirgenlikli Bir Kumtaşı Formasyonunun Elektriksel Özellikleri Üzerindeki Etkisi <u>Uğur Paköz</u> , Yinal Neşes Huvaj, Uğur Karabakal

20 Kasım 2020, Cuma

SALON 2

10:30-12:00	SONDAJ 4
	Oturum Başkanı: Murat BUMİN
10:30-10:50	OP-56 Ülkemizde elektrikli sondaj makinelerinin kullanımı <u>Umran Serpen</u>
10:50-11:10	OP-57 Türkiye'deki Havalı Sondaj Uygulamaları <u>Yalçın Yaradılmış, Mehmet Fatih Oğuz</u>
11:10-11:30	OP-58 Pushing Horizontal Limits in Turkey <u>Mehmet Arslan</u>
11:30-11:50	OP-59 Surfaktan kullanımı ile yeni bir emülsiyon asit sisteminin geliştirilmesi <u>İrem Yaşar Bayram, Mustafa Oymael, Emre Arslan</u>
12:00-12:30	ÖĞLE ARASI
13:45-14:00	ARA
14:00-15:30	SONDAJ 5
	Oturum Başkanı: Hakan ÖZYURTKAN
14:00-14:20	OP-60 Loss Circulation through Wide Fractured Formation: Review on Concept, Theories and Recent Studies <u>Ali Ettehadi, Meltem Tezcan, Gürşat Altun</u>
14:20-14:40	OP-61 A Special Tool Application for Drilling of Metamorphic Originated Rocks in Geothermal Field, West of Turkey <u>Sinem Kaymak, Can Nuri Yazgaç</u>
14:40-15:00	OP-62 Determining parameters of rheological models by the method of least squares <u>Gürşat Altun, Jores Dongmo Nguimatsia</u>
15:00-15:20	OP-63 Herschel-Bulkley Rheological Model Revisited: An Updated Comparative Study of Model Parameter Determination Methods <u>Majed Sabbagh, Gürşat Altun</u>
15:30-15:45	ARA
15:45-17:15	GAZ HİDRAT ÇALIŞTAYI
15:45-16:15	Natural Gas Hydrates - An Overview Mahmut Parlaktuna
16:15-16:45	Recent developments in Japan and the way for the commercial hydrate production Yamamoto Koji
16:45-17:15	Global prospect for gas hydrate resources Tim Collett
17:15-17:45	Hydrate occurrence in the seas around Turkey Günay Çifçi

20 Kasım 2020, Cuma

SALON 3

10:30-12:00	ÜRETİM MÜHENDİSLİĞİ 2
	Oturum Başkanı: Burak KULGA
10:30-10:50	OP-64 Ultra Derin Açık Deniz Gaz Sahaları ve Geliştirme Seçenekleri <u>Murat Çınar</u> , Sarp Kılıçkap, İsmail Hakkı Sarıçam, Muharrem Hilmi Çevik
10:50-11:10	OP-65 Monitoring the well performance with Interface Upstream platform and improving the pumps run life and artificial lift performance on aggressive and high corrosive field <u>Adrian Mazarini</u> , Vasile Mogos
11:10-11:30	OP-66 Overview of New Technologies for Artificial Lift <u>Yaroslav Alexeev</u> , Anton Shakirov, Zelim Agnaev
12:00-12:30	ÖĞLE ARASI
13:45-14:00	ARA
14:00-15:30	SPE Türkiye Bildiri Yarışması
	<p>Undergraduate Parametric Sensitivity Study of the Factors Affecting the Optimization of Gas Lift Design, Enes Gürbüz Geothermal, Usama Waseem Effect of Salinity in Drilling Fluids, Rami Gertani Estimation of Oil Viscosity Above and Below the Bubble Point Pressur, Türker Haliloğlu Development of a Tracer Analysis System Using Dye Tracers, Thraiye Seif Hemed</p> <p> Society of Petroleum Engineers</p>
15:30-15:45	ARA
15:45-17:15	SPE Türkiye Bildiri Yarışması
	<p>Graduate High-Performance Optimization of Cyclic Steam Injection by Coupling Particle Swarms and a Data-Driven Forecasting Model, Ahmad Khalil Reserve Estimation by Using Monte Carlo Simulation, Emmanuel Bucyanayandi</p> <p> Society of Petroleum Engineers</p>

20 Kasım 2020, Cuma

SALON 4

10:30-12:00	JEOTERMAL 2
	Oturum Başkanı: Didem KORKMAZ BAŞEL
10:30-10:50	OP-67 Kızıldere Jeotermal Sahası Kuyu İçeri Performansının Karbondioksit Etkisinde Öngörücü Modeli <u>Önder Saraçoğlu</u> , Ali Başer, Taylan Akın, Serhat Küçük, Erdinç Şentürk, Serhat Akın
10:50-11:10	OP-68 Jeotermal Aramada İki Yeni Yapısal Unsurlar: Yırtılma Fayları ve Horstlardaki Sıyırılma Kıvrımları Yıldırım Palabıyık, <u>Adil Özdemir</u>
11:10-11:30	OP-69 Türkiye Jeotermal Kuyularında Kullanılan Sondaj Akışkanları Sistemleri ve Tasarım Kriterleri <u>Öner Erge</u> , Kudret Sakaoğlu, Ahmet Sönmez, Gökhan Bağatır, Hüseyin Ali Doğan, Ahmet Ay, İsmail Hakkı Gücüyener
11:30-11:50	OP-70 Jeotermal kuyularda yüzey ölçümlerinden rezervuar basıncı tahmini <u>Erdinç Şentürk</u>
12:00-12:30	ÖĞLE ARASI
13:45-14:00	ARA
14:00-15:30	JEOTERMAL 3
	Oturum Başkanı: Yıldırım PALABIYIK
14:00-14:20	OP-71 Evaluation of Geothermal Potential of Turkey as an Alternative Source of Energy under Demand and Supply Dynamics of Other Energy Resources Celal Hakan Canbaz, Cenk Temizel, Yıldırım Palabıyık, Ayşegül Balıkçioğlu, İsmail Ömer Yılmaz, Sezgin Aytuna, <u>Rahul Ranjith</u>
14:20-14:40	OP-72 Evaluation of CO2 injection into Kızıldere geothermal field with reactive transport modeling <u>Selçuk Erol</u> , Serhat Küçük, Ali Başer, Taylan Akın, Önder Saraçoğlu, Serhat Akın
14:40-15:00	OP-73 Optimization of the Reinjection Strategy in Kızıldere Geothermal Field for Sustainable Reservoir Pressure Management <u>Serhat Küçük</u> , Ali Başer, Önder Saraçoğlu, Erdinç Şentürk, Mahmut Kaan Tüzen, Serhat Akın
15:00-15:20	OP-74 Designing and Modeling a Proper Strategy For Cooperative Field Development Under Constant Heat Production <u>Ö. Faruk Arslan</u> , Serap Karakaya, Mazlum Ağın, E. Didem Korkmaz Başel, Ö. İnanç Türeyyen, Abdurrahman Satman
15:30-15:45	ARA
15:45-17:15	ARAMA
	Oturum Başkanı: Salih SANER
15:45-16:05	OP-75 Monitoring of Cavern Development for Gas Storage Projects <u>Andreas Reitze</u>
16:05-16:25	OP-76 2.5D Sismik Yöntemiyle Veri Toplama Ve Veri İşlem Çalışması Örnek: Hatay Programı <u>Orhan Güreli</u> , Server Fatih Alpay
16:25-16:45	OP-77 Türkiye’de Petrol ve Doğalgaz Aramacılığında Suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) Analizinin Kullanımı: Batı, Kuzeybatı ve Orta Anadolu’dan Örnek Çalışmalar ve Önemli Sonuçlar <u>Yıldırım Palabıyık</u> , Adil Özdemir
16:45-17:05	OP-78 Automated Thin Section Image Analysis Using Machine Learning and Image Processing <u>Farhad Khalilzadeh</u>



18-20 Kasım / November 2020

SONDAJ MÜHENDİSLİĞİ

Eşdeğer Sirkülasyon Basıncının Yapay Zeka Yöntemleri ile Tespiti ve Performans Karşılaştırması

Murat A. Özbayoğlu¹, Öney Erge², Evren M. Özbayoğlu³

¹ TOBB Ekonomi ve Teknoloji Üniversitesi, Bilgisayar Mühendisliği Bölümü, Ankara, Türkiye

² University of Texas at Austin, Austin, Texas, USA

³ University of Tulsa Oklahoma, Tulsa, Oklahoma, USA

ÖZ

Sondaj operasyonlarında kuyu dibi basıncının hassas bir şekilde tespiti, operasyonların emniyeti ve operasyonlarla doğrudan ilişkili birtakım mühendislik tasarımları açısından kritik bir öneme sahiptir. Kuyu dibi basıncı, “eşdeğer sirkülasyon yoğunluğu” (equivalent circulating density) değerinin doğru bir şekilde hesaplanması suretiyle tespit edilebilir. Ancak, eşdeğer sirkülasyon yoğunluğu, içiçe borulardaki halkasal yapının geometrik özelliklerine, dizinin kuyu içerisindeki pozisyonuna, dizinin dönüş hızına, akışkanın özelliklerine, dizinin burulma nedeniyle meydana gelen geometrik değişimine bağlı davranmaktadır. O halde, eşdeğer sirkülasyon yoğunluğunun hassas ve doğru bir şekilde hesaplanabilmesi için yukarıda bahsi geçen unsurların gözönüne alındığı bir model veya yöntem gerekmektedir.

Bu çalışmada, eşdeğer sirkülasyon yoğunluğunu hesaplamak için üç parametrelili reolojik akışkan modeli temel alınarak; dizinin dönüş hızı, dizinin eksantrik pozisyonu ve dizinin burkulma-bükülme davranışı da dikkate alınarak bir model oluşturulmuştur. Bunun yanında, problemin karmaşıklığı da gözönünde bulundurularak, iki farklı yapay zeka modeli (yapay sinir ağları (neural networks) ve Rastgele Orman (Random Forest) oluşturulmuştur. Böylece, fiziksel ve mekanistik temele dayalı bir modelle, tamamen veriye dayalı iki modeli karşılaştırma imkanı doğmuştur. Ayrıca, literatürde bulunan ve konu ile doğrudan ilgili deneysel sonuçlar derlenmiştir, ki bu verilerin bir kısmı yapay zeka modellerinin “eğitilmesi” (training) amacıyla kullanılmıştır. Deneysel sonuçlar, modellerin performanslarının karşılaştırılması açısından da kritik bir öneme sahiptir.

Yapay Sinir ağları ve Rastgele Orman modelleri, hem verilerin doğrudan kullanılması, hem de boyutsal analiz (dimensional analysis) tekniği ile elde edilen boyutsuz grupların kullanılması yöntemiyle eğitilmiştir, ve her iki yöntem de birbiriyle kıyaslanmıştır. Yapılan analizde, verilerin doğrudan kullanıldığı modeller, boyutsal analiz yöntemi kullanılarak eğitilen modellerden daha iyi performans göstermiştir.

Ayrıca, deneysel sonuçlarla kıyaslandığında, yapay zeka modelleri kullanılarak elde edilen sonuçların, mekanistik model kullanılarak elde edilen sonuçlara göre daha iyi performans gösterdiği saptanmıştır. Son yıllarda veriye dayalı modellerin kullanımının yaygınlaşması, teknolojik gelişmelerin veriye dayalı yöntemlerin daha hızlı ve başarılı şekilde uygulanabilirliğini sağlaması, birçok alanda mekanistik veya analitik modellere kıyasla daha başarılı performans göstermeleri de dikkate alındığında, bu çalışmadan elde edilen sonuçlar da benzer bir yönü işaret etmiştir.

1. GİRİŞ

Yapay zeka tabanlı modeller, birçok alanda olduğu gibi çok fazlı akışkanların analizi ve değişik operasyonel şartlarda davranış özelliklerinin tespiti konularında da son zamanlarda yaygın şekilde kullanılmaya başlanmıştır (Tombul ve ark., 2019; Özbayoğlu ve Yüksel, 2011; Özbayoğlu ve ark., 2012; Osgouei ve ark., 2010). Özellikle analitik olarak modellenmesi zor olan problemlerde yapay zeka yaklaşımlarının başarılı sonuçlar verdiği gözlenmiştir. Bu problemlerden biri de sondaj esnasında değişik çevresel şartlarda basınç kaybının tespiti.

Sondaj sırasında basınç kayıpları boruların çap oranı, iç borunun dönüş hızı, sıvı özellikleri ve diğer çeşitli parametrelerden etkilenir. Eksantriklik veya dönme hızı gibi bazı parametrelerin basınç kayıpları üzerindeki etkileri literatürde incelenmiştir (Erge ve ark., 2015; Escudier ve ark. 2002, Hacıslamoğlu ve Langlinsais, 1990; Kelessidis ve ark., 2011). Yine de, halkasal (anüler) basınç kayıplarını etkileyebilecek, daha karmaşık olabilen başka olaylar da vardır. Örneğin, matkap ucunun dönüşü mutlaka kendi eksenini etrafında gerçekleşmez. Matkap ucu döndürüldüğünde, karmaşıklığın artmasına neden olan yanıl bir hareket yapar. Bu, farklı bir basınç profili oluşturur. Başka bir örnek, büyük olasılıkla kuyu boyunca uzanan sondaj dizisinin eksenel pozisyonundan sapması olabilir. Bu durumda, sonuçta meydana gelen basınç kayıplarının, sabit bir sondaj dizisine kıyasla farklı olması beklenir. Bu çalışma ile, bu karmaşıklıkların bazılarında basınç kayıplarını tahmin edip edemeyeceğimizi anlamaya çalıştık. Çeşitli sıvılar, sondaj konfigürasyonları ve dönüş hızları ile yapılan farklı deneylerde fizik, veri güdümlü yaklaşım ve yapay zeka tabanlı modeller kullanılarak analizler yapılmıştır.

Kuyu hidroliğinin detaylı fizik modellemesi, sondaj operasyonundaki akışkan, kaya ve sondaj dizisinin etkileşimlerinden kaynaklı çeşitli dinamik etkiler nedeniyle karmaşıktır. Literatürde bu etkilerin bazılarını açıklayabilen modeller vardır, örnekler bu makalede daha ayrıntılı olarak sunulmaktadır. Ancak, henüz açıklanmayan üç boyutlu uzayda kesinti, kırıntı içeren rotasyonlar gibi bazı dinamik etkiler de olacaktır.

Bu çalışmada, çeşitli modeller (fizik güdümlü modelleme, veri güdümlü, vb.), farklı sondaj dizisinin konfigürasyonları ve hareketlerini içeren kapsamlı deneylerle karşılaştırılmıştır. Bu karşılaştırma, her yaklaşımda basınç kayıplarının ne kadar doğru tahmin edilebileceğini anlamak için yapılır. Fizik güdümlü modelleme ve veri güdümlü yaklaşımların doğruluğu karşılaştırılmış ve bazı avantaj ve dezavantajlar tartışılmıştır. Ayrıca bu makalede, bu fizik ve veri güdümlü modeller veriden öğrenen bir yapay zeka paradigması olan makine öğrenimi (yapay sinir ağları ve rastgele orman) yaklaşımları ile karşılaştırılmıştır. Makine öğrenimi esasen veri güdümlü modelleme olmakla birlikte, bu makalede, makine öğrenimi ve veri güdümlü yöntemler arasında herhangi bir karışıklığı önlemek için her tartışıldığında makine öğrenme yöntemlerinden (yani yapay sinir ağları ve rastgele orman) açıkça bahsedilmektedir.

Yapay zeka modellemesi ve deneylerle karşılaştırma için literatürden üç model seçilmiştir:

- (1) Düzeltilmiş dar oluk yaklaşımı (narrow slot approach) (Ahmed ve Miska, 2009; Hacıslamoğlu ve Langlinsais, 1990)
- (2) Dar oluk yaklaşımı ve Ahmed ve ark. (2010) model birleşimi (Ahmed ve Miska, 2009; Ahmed ve ark., 2010)
- (3) Erge ve ark. model (Ergo ve ark., 2015)

Birinci model (1) dar bir oluk yaklaşımı olarak değerlendirilir ve Hacıslamoğlu ve Langlinais (1990) modeli kullanılarak eksantrik halka için düzeltilir. Ancak, rotasyon veya burkulmanın etkilerini dikkate almaz. İkinci model (2), yani dar oluk yaklaşımı ile Ahmed ve ark. (2010) geliştirdiği yarı deneysel model, rotasyonun etkisini dahil etmek için birleştirilmiştir, ancak bu model burkulmanın etkisini dikkate almaz. Son model (3), eksantriklik, dönme ve burkulmanın etkisini dikkate alan basitleştirilmiş ve pratik bir modeldir. Modellerin daha fazla detayı referanslarda bulunabilir. Bu çalışmada, bu üç model yapay sinir ağları ve rastgele orman ile karşılaştırılmış ve tüm modelleme yaklaşımları deneysel sonuçlarla karşılaştırılmıştır.

Bu çalışmanın odağı, Yield Power Law (YPL) sıvılarının laminer akışı üzerinedir. YPL, Herschel ve Bulkley (1926) sıvı modeli olarak da bilinir. Gerçek sondaj akışkanının davranışının temsili bir modelidir (Hemphill ve ark. 1993). Bu model aşağıdaki ilişkiye dayanır:

$$\tau = \tau_y + K\dot{\gamma}^m \quad (1)$$

Çalkantılı (turbulent) ve özellikle geçişli akış, basınç kayıplarını tahmin ederken karmaşıklığı artırır. Bu, karmaşık sondaj dizisi konfigürasyonları ve hareketleri dikkate alınarak basınç kayıplarını tahmin etmek için makine öğrenimini kullanmaya çalışan önceki çalışmalardan biri olduğundan, sadece laminer bölge test noktaları dikkate alınmıştır. Laminer bölge, önceki bir çalışmada verilen adımlar kullanılarak belirlenir (Erge ve ark., 2015).

Literatürde, basınç kayıplarını daha iyi tahmin etmek için fizik ve veri güdümlü yaklaşımlar araştırılmış ve son yıllarda makine öğrenimi, yapay zeka yaklaşımları daha yaygın hale gelmiştir. Bazı araştırmacılar kuyu hidroliği kapsamında makine öğrenme tekniklerini uygulamışlardır (Fruhwirth ve ark., 2006; Sorgun ve ark., 2014; Özbayoğlu ve Özbayoğlu, 2007; Wang ve Salehi, 2015; Özbayoğlu ve ark., 2018; Osgouei ve ark., 2015; Osgouei ve ark., 2015a, Sorgun ve ark., 2012; Özbayoğlu ve ark., 2010; Özbayoğlu ve Özbayoğlu, 2009). Örneğin, Sorgun ve arkadaşları (2014), iç boru dönüşü olan ve olmayan Newton ve Newton olmayan sıvıların basınç kayıplarını tahmin etmek için destek vektör regresyonunu (SVR) kullanmıştır. SVR tahmini sonuçlarını deneylerle ve hesaplamalı akışkanlar dinamiği yaklaşımının sonuçlarıyla karşılaştırdıklarında elde edilen sonuçlar SVR'nin, özellikle Newton olmayan sıvılarla basınç kayıplarını iyi bir doğrulukla tahmin ettiğini göstermiştir. Pompa basıncının gerçek zamanlı tahmininde Fruhwirth ve ark. (2006) ve Wang ve Salehi (2015) sinir ağı modellemesini kullanmışlardır. Saha verilerini kullanarak modellerini doğrulamışlar ve sonuçların iyi doğruluk verdiğini gözlemlemişler ve kuyu hidroliği üzerindeki makine öğrenimi uygulamasının potansiyelini göstermişlerdir. Özbayoğlu ve Özbayoğlu (2007), bir yapay sinir ağları modeli kullanarak gazlı sondaj sıvıları için akış örüntülerini ve sürtünme basıncı kaybını tahmin etmeye çalışmışlardır. Çeşitli modelleri deney sonuçlarıyla karşılaştırmışlar ve makul doğruluk elde etmişlerdir.

Yukarıda bahsedilen çeşitli araştırmalar göz önüne alındığında, yapay zeka yöntemlerinin sonuçları, deneysel veya saha verileriyle yapılan ölçümlerle iyi bir uyum göstermektedir. Yapay zeka yöntemlerinin uygulanması, endüstride daha yaygın olarak kullanılması için iyi bir potansiyel göstermektedir. Bu çalışmada, iç borunun yapay zeka modelleri ile çeşitli konfigürasyonlarını ve hareketlerini dikkate alarak basınç kayıplarını tahmin ederek bu zor problemi modellemeye çalıştık. Ardından yapay zeka modellerinin sonuçlarını bazı fizik ve veri güdümlü yöntemlerle karşılaştırdık. Bu çalışmanın sonuçlarının endüstrinin kuyulardaki hidroliği daha iyi değerlendirme çabalarına katkıda bulunması beklenmektedir.

2 YAPAY ZEKA YÖNTEMLERİ

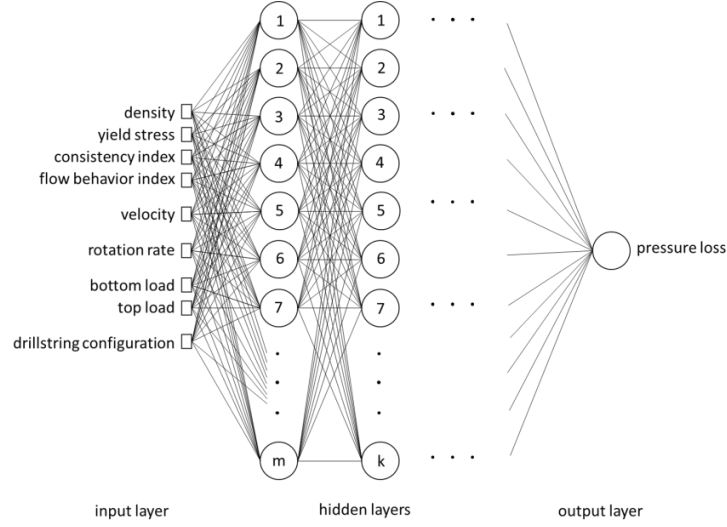
2.1 Yapay Sinir Ağları

Yapay sinir ağları petrol mühendisliğinde birçok farklı uygulamada kullanılmıştır. Yapay sinir ağları, verilerin altında yatan işlevsel bir sunumun mevcut olmadığı veya oluşturulması çok zor olan belirli uygulamalar için karmaşık girdi-çıkı ilişkileri oluşturmada çok iyidir. Bu arada, çok katmanlı yapay sinir ağlarının hiyerarşik doğası, her bir katmanda oluşan farklı boyutlar arasında örtük özellik dönüşümleri sağlar. Bu örtük dönüşüm, gradyan inişine dayanan backpropagation adı verilen iyi kurulmuş bir öğrenme algoritmasıyla optimize edilir. İlgilenen kullanıcılar konu ile ilgili daha detaylı bilgiye ilgili referanstan ulaşabilir (Haykin, 2002).

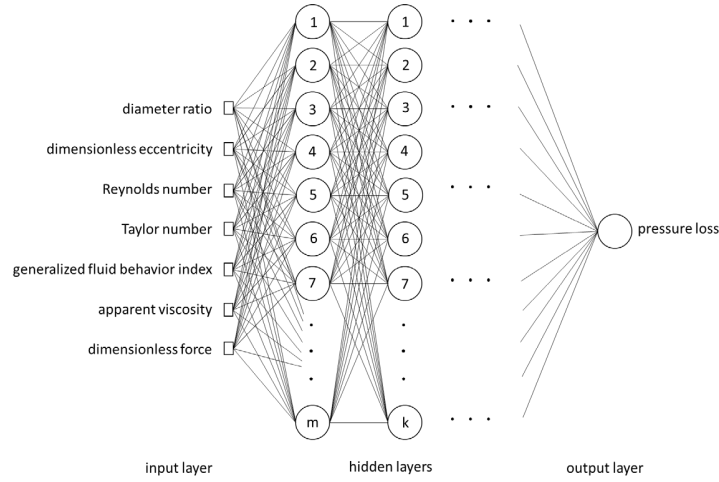
Çeşitli yapay sinir ağları olmasına rağmen, çok katmanlı algılayıcı (MLP) açık arayla, iyi kurulmuş öğrenme algoritması, uygulama kolaylığı ve başarılı genelleme yetenekleri nedeniyle araştırmacılar tarafından en çok tercih edilen yapay sinir ağıdır.

Mevcut çalışmada Yapay Sinir Ağı modelimiz için MultiLayer Perceptron (MLP) seçilmiştir. Biri doğrudan girdiler olarak ölçülen parametreleri kullanan diğeri boyutsuz girdiler (ölçülen girdilerden dönüştürülmüş) kullanan iki ayrı model geliştirilmiştir. İlk modelde 9 girdi, ikincisinde 7 girdi bulunmaktadır. Her iki modelde de 20 nöron ve bir çıktı (basınç kaybı) bulunan tek bir gizli katman vardır. Modellerin geliştirilmesi için kullanılan veri setinde ölçülen 1286 veri noktası bulunmaktadır. Veri kümesi rastgele seçilen 5 bölüme ayrılmıştır. 5 kat çapraz validasyon ve test çalışmamızda uyarlanmıştır. Verilerin %60'ı eğitim için, %20'si Çapraz Doğrulama (CV) için ve geri kalan %20'si test için kullanılmaktadır. Eğitim, CV ve test veri dağılımlarının farklı rasgele seçimleri üzerinde çeşitli istatistiksel anlamlılık testleri uygulanmıştır ve karşılık gelen performanslar karşılaştırılmıştır, ancak rastgele veri seti bölümleri arasında anlamlılık testlerindeki istatistiksel farklılıklar gözlenmemiştir.

Bu çalışmada, NN kullanarak basınç kayıplarını değerlendirmek için iki farklı girdi kullanılmıştır: Ölçüm girdileri ve boyutsuz girdiler. Analiz detayları ve girdi seçiminin sonuçları sonuç ve tartışma bölümünde verilmiştir (bölüm 4.1.1. Yapay Sinir ağları için girdi analizinin sonuçları). Şekil 1 ve Şekil 2'de, yapay sinir ağları sırasıyla ölçüm ve boyutsuz girdilerle gösterilmiştir.



Şekil 1. Ölçüm girdilerine sahip yapay sinir ağı: yoğunluk, akma gerilimi, tutarlılık indeksi, akış davranışı indeksi, dönme hızı, alt yük, üstten yük, sondaj dizisi konfigürasyonu: tamamen eksantrik, sinüzoidal burulmuş, geçiş burulmuş, helezonik burulmuş.



Şekil 2. Boyutsuz girişlere sahip yapay sinir ağı: boru çapı oranı, boyutsuz eksantriklik, Reynolds sayısı, Taylor sayısı, genelleştirilmiş akış davranış indeksi, görünür viskozite ve boyutsuz kuvvet.

2.2 Rastege Orman

Yaygın olarak tercih edilen bir başka yapay zeka modeli olan Rastgele Orman, bünyesinde birçok Karar Ağacını barındıran bir çoklu veri tahmin modelidir (Breiman, 2001). Rastgele Ormanın nasıl çalıştığının anlaşılabilmesi için öncelikle bir Karar Ağacının çalışma mekanizmasının incelenmesi uygun olacaktır. Karar Ağacı veri kümesinde yer alan verilerin en uygun şekilde sınıflandırılmasını sağlayacak şekilde hiyerarşik olarak özneliliklerin seçilmesi ilkesine dayanır (Özbayoğlu ve Yüksel, 2012). Ağacın girişinde (kök) en önemli ayırıcı özelliğe sahip öznelilik

seçilir. En iyi ayırıcılığa ise entropi kullanarak karar verilir. Her öznitelik için belirli bir değerin altı veya üstü seçilecek şekilde sadece tek bir öznitelik kullanılarak sınıflandırma yapılır. Her özneliğin aldığı değerlere bağlı olarak gerçekleştirdiği ayırıcılık (sınıflandırma) ölçülür. En düşük entropi değerine sahip seçim en uygun seçimdir. Yüksek entropi düzensizlik, yani kararsızlık bildirdiği için en düşük entropi en kararlı (en iyi sınıf ayırımını yapan) çözümü işaret eder. Bu ilk ayırmadan sonra alt dallarda veriler aynı yapıyı kullanarak özyineli olarak bölünmeye (sınıflandırılmaya) devam ederler. Ağaç belirli bir yüksekliğe geldiğinde ya da bölünen veriler arasındaki farklılık kabul edilebilir bir seviyenin altına gerilediğinde ağaç dallandırma işlemi sona erer. Rastgele orman bütün verinin rastgele seçilmiş alt kümelerini kullanarak oluşturulan birbirinden farklı ağaçlardan oluşur. Rastgele orman oluşturulduktan sonra karar mekanizması çoğunluk oylaması ile çalışır. Herhangi bir durumda ağaçların çoğunluğunun verdiği karar sistemin kararı olarak değerlendirilir.

3. DENEYLER

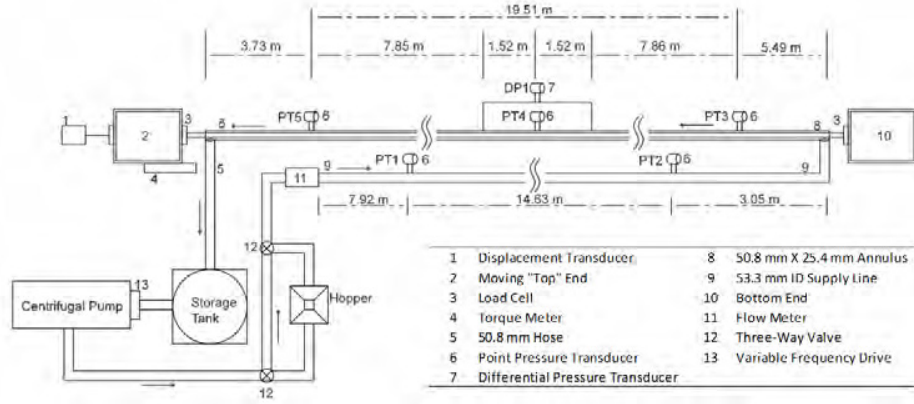
Deneyler daha önce gerçekleştirilen bir çalışmada (Erge ve ark. (2015)) yapılmıştır, bu çalışmadaki analiz için kullanılmıştır. Bu bölüm deneysel yaklaşımı, test sınırlarını ve deneysel tesis özelliklerini özetlemektedir. Ayrıntılı bilgi için lütfen önceki yayına bakınız (Erge ve ark., 2015).

Deney ortamının özellikleri aşağıda verilmiştir:

Tablo 1. Deney ortamının özellikleri

Deney Düzenekinin Özellikleri		İç Borunun Özellikleri	
Toplam tesis uzunluğu	31.70 m	uzunluk	27.74 m
Test bölümünün uzunluğu	27.98 m	Malzeme Türü	304L paslanmaz çelik
Besleme hattının uzunluğu	25.60 m	Dış çap	25.4 mm
Test borusunun malzeme tipi	Acrylic	Kalınlık	0.889 mm
Test borusunun dış çapı	57.15 mm	Havadaki ağırlık	0.423 kg/m
Test borusunun kalınlığı	3.175 mm	Esneklik modülü	2×10^5 MPa
Rezervuar tankının hacmi	227 l	Eylemsizlik momenti	5.15×10^{-8} m ⁴
Akış hızı aralığı	0-454 lpm		
Devir aralığı	0-120 c/min		

Deney ortamının ayrıntılı bir şeması Şekil 3'te sunulmaktadır.



Şekil 3. Deney ortamının şematik diyagramı

Sekiz farklı YPL sıvısı test edilmiştir; test sıvılarının bileşimleri ve sıvı parametreleri Tablo 2'de sunulmaktadır. Test sıvıları için laponit (Laponit RD), ksantan zamk (XCD) ve polianyonik selüloz (PAC R) katkı maddeleri kullanılmıştır.

Laponit RD, reoloji değiştirici olarak kullanılan renksiz kildir (sodyum magnezyum silikat). Renksiz olma özelliği, iç borunun görüntülenmesine izin vermektedir. XCD uzun zincirli, su bazlı bir polimerdir. PAC R, tatlı su, deniz suyu ve tuzlu su sondaj sıvısı sistemlerinde sıvı kaybını kontrol eden polianyonik selülozdur. Viskozleştirici olarak PAC R de kullanılmaktadır. Bu kil ve polimer karışımı, YPL sıvıları olarak karakterizasyon için gerekli olan yüksek akma gerilmelerine ve kesme inceltme yeteneklerine sahiptir.

Table 2. Test sıvılarının bileşimi ve reolojik özellikleri

Test Sıvısı	Bileşim			Akışkan (sıvı) parametreleri			
	XCD (% by wt.)	PAC R (% by wt.)	Laponite RD (% by wt.)	τ_y - Pa	K - Pa.s ^m	m	R ²
YPL1	0.03%	-	0.28%	0.29	0.07	0.55	0.999
YPL2	-	0.03%	1.96%	3.15	1.44	0.37	0.997
YPL3	-	0.03%	2.51%	4.09	2.44	0.33	0.997
YPL4	-	-	2.51%	5.93	1.69	0.35	0.997
YPL5	-	0.06%	1.50%	1.59	0.39	0.51	0.996
YPL6	-	0.03%	1.82%	4.04	0.89	0.39	0.997
YPL7	-	0.03%	2.11%	7.10	1.09	0.40	0.960
YPL8	-	0.08%	2.23%	9.65	3.33	0.31	0.983

4. SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Sonuçlar ve tartışmalar üç bölüm halinde sunulmaktadır. İlk kısımda (bölüm 4.1.1.), yapay zeka modellerine (yapay sinir ağları ve rastgele orman) girdi seçiminin bir analizi sunulmaktadır. Halkalardaki akış için girdi olarak doğrudan ölçümlerin veya bazı boyutsuz sayıların kullanılmasının daha iyi olup olmadığını anlamak için yapılmıştır. İkinci kısımda (bölüm 4.1.2.), yedi farklı modelle bir tahmin analizi sunulmaktadır. Sonuçları deneylerin rotasyon ve rotasyon olmayan vakaları (0-120 rpm) içerdiği deneysel verilerle karşılaştırılmıştır. Son kısımda (bölüm 4.1.3.), beş farklı model ile bir tahmin analizi gösterilmiş ve sonuçları deneysel verilerle karşılaştırılmıştır. Bu durumda, deneyler rotasyon, rotasyon olmayan ve farklı iç boru konfigürasyonları ile birlikte düşünülmüştür. Boru konfigürasyonları arasında serbest, sinüsoidal, geçiş ve helezonik burulmuş iç borular bulunmaktadır. Bu konfigürasyonlara, yapılan yükleme deneylerine dayanarak karar verilmiştir. Boru konfigürasyonları ile ilgili daha fazla ayrıntı önceki yayında bulunabilir (Erge ve ark., 2015).

4.1 Yapay Zeka Modelleri için Girdi Analizi Sonuçları

Çeşitli sıvılar, sondaj dizisi konfigürasyonları ve dönme hızları ile basınç kaybı ölçümlerinin (Erge ve ark. 2015) deneysel verileri analiz edilmiştir. Deneysel veriler ve yapay zeka modelleri tahmini dikkate alınarak iki farklı analiz yapılmıştır. İlk analizde, yapay zeka modellerinin eğitim verileri için doğrudan ölçümler kullanılmıştır. İkinci analizde, yapay zeka modelleri için eğitim verisi olarak boyutsuz parametreler kullanılmıştır. Bu karşılaştırma, doğrudan ölçümlerin veya boyutsuz parametrelerin, bu çalışma için yapay zeka modelleri tahmini girdileri için daha uygun olup olmadığını anlamayı mümkün kılabilir.

Yapay zeka modelleri için ölçüm girdileri şunlardır: hız, yoğunluk, dönme hızı, akma gerilimi, tutarlılık indeksi, akış davranışı indeksi, alt yük, üst yük, sondaj dizisi konfigürasyonu: serbest, sinüzoidal burulmuş, geçiş burulmuş, helezonik burulmuş. Yapay zeka modellerine girdi olarak kullanılan boyutsuz sayılar şunlardır: çap oranı, boyutsuz eksantriklik, Reynolds sayısı, Taylor sayısı, genelleştirilmiş akış davranış indeksi, görünür viskozite ve boyutsuz kuvvet. Yukarıdaki boyutsuz sayıların açıklamasının çoğu literatürde bulunabilir (Erge ve ark., 2015). Bazı açıklamalar verilen listenin sırasına göre Ek A'da sunulmaktadır.

Ek A'da açıklanan boyutsuz sayılar, kuyu içi hidroliğin fiziği dikkate alınarak seçilmiştir. Bu boyutsuz sayılar, literatürde annuli'deki basınç kayıplarını öngörmede yaygın olarak kullanılan boyutsuz sayılardır (Ahmed ve Miska, 2009; Ahmed ve ark., 2010; Ergo ve ark., 2015; Ergo ve Vagarjah ve ark., 2015; Hacıslamoğlu ve Langlinais, 1990). Daha iyi sonuçların elde edilip edilemeyeceğini görmek için başka bir boyutsuz sayı kümesinin kullanılabileceğine dikkat edilmelidir. Bu deneysel veri kümesi veya bu çalışma alanı için hangi kümenin en iyi sonuçları vereceğini anlamak için boyutsuz sayıların duyarlılık analizi yapılabilir. Ancak bu, bu çalışma kapsamında değildir. Bu çalışmada, yapay sinir ağına ve rastgele orman modeline girdi olarak ölçümler ve yaygın olarak kullanılan boyutsuz sayı arasında temel bir karşılaştırma yapılmıştır.

Sonuçlar, yapay zeka modellerine girdi olarak ölçümlerin doğrudan kullanılmasının boyutsuz sayıların kullanılmasına kıyasla daha doğru sonuçlar verdiğini göstermiştir. Sonuçlar aşağıdaki bölümlerde sunulmaktadır: Şekil 7, 8, 9, 10 ve 14, 15, 16, 17 ölçümler ve boyutsuzlar yapay zeka modellerine girdi olarak kullanıldığında sonuçlar arasındaki doğruluk farkını açıkça göstermektedir.

Boyutsuz gruplar, yukarı / aşağı ölçeklendirme, mevcut koşullardan bağımsız fiziksel davranış analiz etme ve hesaplamalar için basitleştirme amaçları dahil olmak üzere birçok nedenden dolayı akışkan akış problemlerini açıklamak için kullanılır. Ancak, boyutsuz grupların uygulanması sırasında bir genelleme ve kategorizasyon süreci de gerçekleşir. Boyutsuz gruplar, belirli bir sonucu, yani basınç düşüşünü tahmin etmek için ampirik veya yarı ampirik korelasyonlarda kullanılırsa, tahmini değerler gerçek (yani ölçülen) değerlerden biraz farklı olma potansiyeline sahiptir, çünkü boyutsuz gruplar zorunlu olarak fiziksel davranışın ayrıntılarını, özellikle laminar akış bölgesinin sonu gibi bir davranış tipinden başka bir tipe geçiş bölgelerinde yansıtmalıdır. Bununla birlikte, ampirik korelasyonlar, hız, kanal boyutları, sıvı özellikleri, vb. Gibi gerçek giriş verileri kullanılarak doğrudan geliştirilirse, tahmini sonuçlar daha doğru olabilir. Ne yazık ki, bu tür ampirik korelasyonlar sadece benzer boyutlara ve akış koşullarına sahip problemler için başarılı bir şekilde kullanılabilir. Bu nedenle, boyutsuz gruplara dönüştürülmeden gerçek verilerden geliştirilen girdi, şekil 7, 9, 14, 16 ile şekil 8, 10, 15, 17'yi karşılaştırırken daha iyi sonuçlar vermiştir.

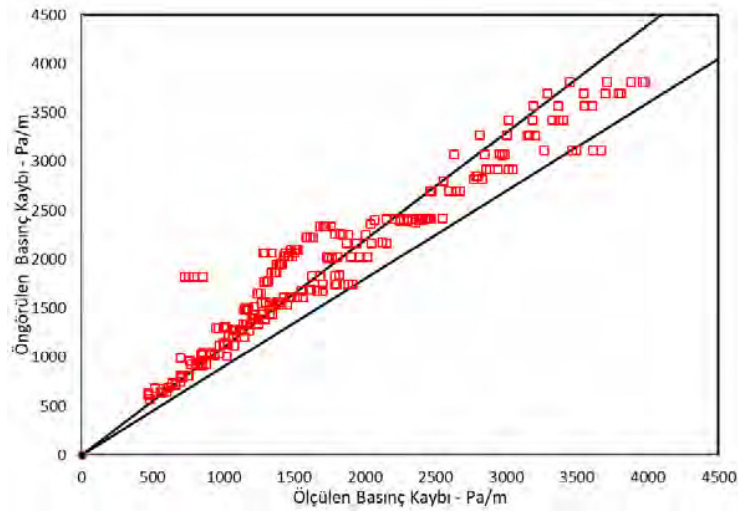
4.2 Tamamen Eksantrik Matkapla Farklı Dönüş Oranlarındaki Basınç Kayıplarını Tahmin Etme

Bu ve bir sonraki bölümde, deneysel verilerle yedi farklı modelin performansı değerlendirilmektedir. Değerlendirmede kullanılan yöntemler aşağıdaki gibidir:

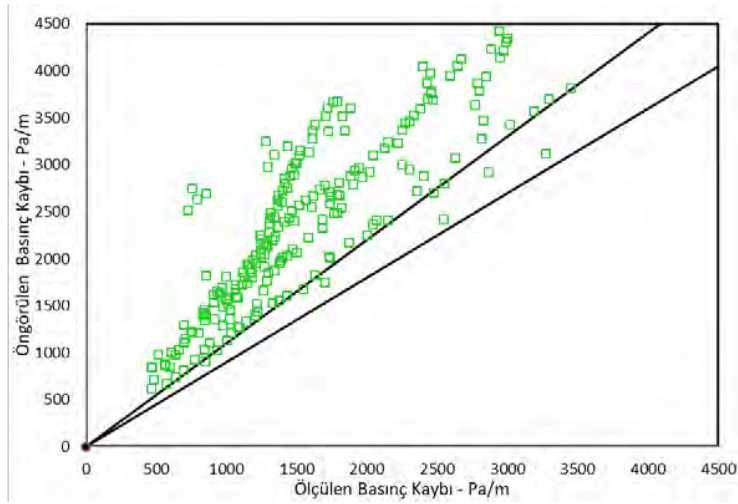
- (1) Düzeltilmiş dar oluk yaklaşımı (Ahmed ve Miska, 2009; Hacıslamoğlu ve Langlinais, 1990)
- (2) Dar oluk yaklaşımı ve Ahmed ve ark. (2010) model birleşimi (Ahmed ve Miska, 2009; Ahmed ve ark., 2010)
- (3) Erge ve ark. model (Ergen ve ark., 2015)
- (4) Ölçümleri doğrudan girdi olarak kullanan yapay sinir ağları
- (5) Girdi olarak ölçümlerden elde edilen boyutsuz sayıları kullanan yapay sinir ağları
- (6) Ölçümleri doğrudan girdi olarak kullanan rastgele orman
- (7) Girdi olarak ölçümlerden elde edilen boyutsuz sayıları kullanan rastgele orman

Bu bölümde, delme işlemi tamamen eksantrik bir geometriye yaklaşırken tabana yerleştirilirken farklı dönme hızlarında basınç kaybı değerleri için toplanan veriler dikkate alınarak analiz yapılmıştır. Matkap ucu döndükçe, tamamen eksantrik olmayabilir ve sadece kendi ekseninde dönebilir. Bu oluşum nedeniyle, bu yapılandırma serbest sondaj dizisi konfigürasyonu olarak adlandırılır (Ergen ve ark., 2015). İçerideki boru, dönme hızına bağlı olarak, kendi ekseninde veya eksensiz bir şekilde, düzenli veya düzensiz dönebilir (Ergen ve ark., 2014). Bu hareket değişimi modelleme karmaşıklığına katkıda bulunur. (1) ve (2) 'de yapılan modelleme çalışmasının serbest sondaj dizisi davranışını hesaba katmadığına dikkat edilmelidir. Bu, diğerlerine göre daha yüksek mutlak hata yüzdesini açıklar.

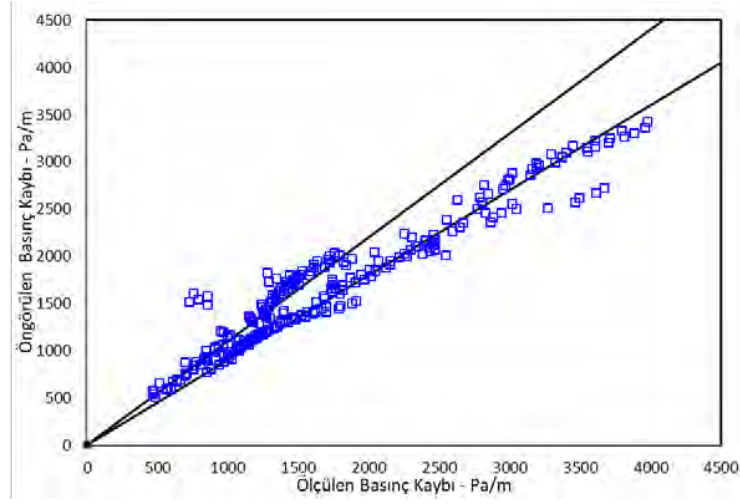
Bu analizde, çeşitli akışkanlardan ve farklı dönme hızlarından deneylerden 250 veri noktası analiz edilmiştir. Aşağıdaki 7 şekilde ölçülen basınç kayıpları, daha önce özetlenen 7 farklı yöntem dikkate alınarak öngörülen basınç kayıpları ile karşılaştırılmıştır. Grafiklerdeki doğrusal siyah çizgiler % + - 10 hata çizgisini temsil etmektedir.



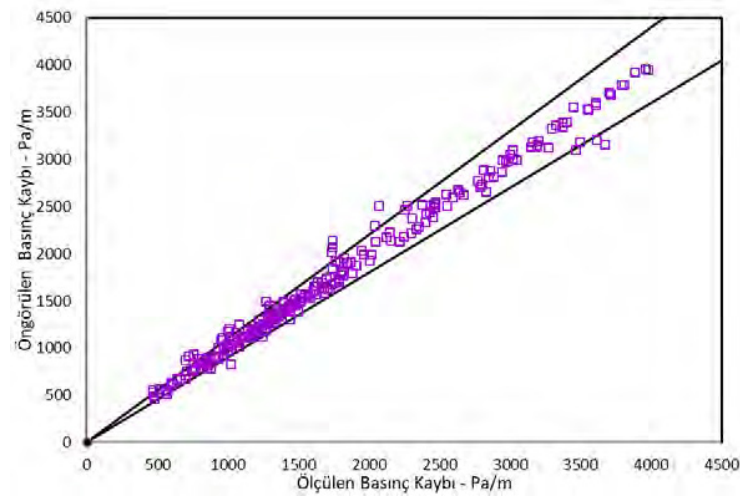
Şekil 4. Farklı dönüş hızları (0 ila 120 rpm) dikkate alınarak, öngörülen ve ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin (1) Düzeltilmiş dar oluk yaklaşımı ile yapılır (Ahmed ve Miska, 2009; Hacislamoğlu ve Langlinais, 1990)



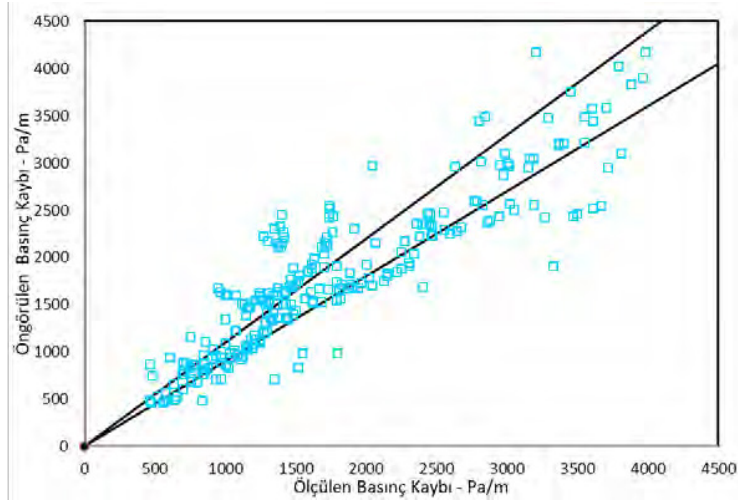
Şekil 5. Farklı dönüş hızları (0 ila 120 rpm) dikkate alınarak, öngörülen ve ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin (2) Dar oluk yaklaşımı ve Ahmed ve ark. (2010) model birleşimi (Ahmed ve Miska, 2009; Ahmed ve ark., 2010)



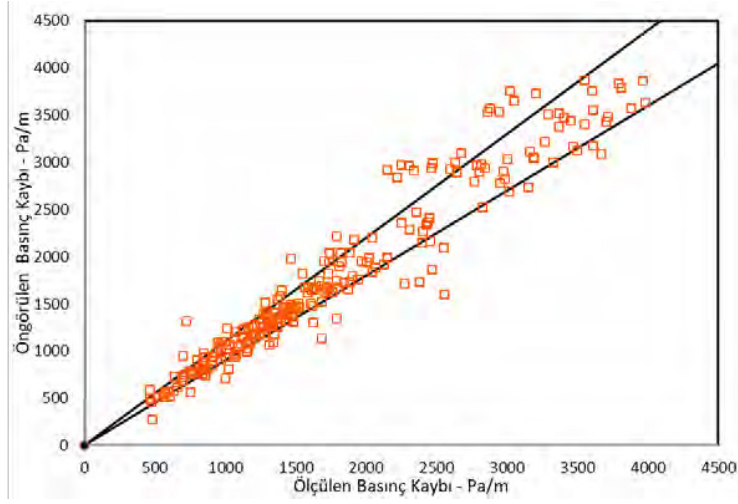
Şekil 6. Farklı dönüş hızları (0 ila 120 rpm) dikkate alınarak, öngörülen ve ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin (3) Erge ve ark. model (Ergen ve ark., 2015)



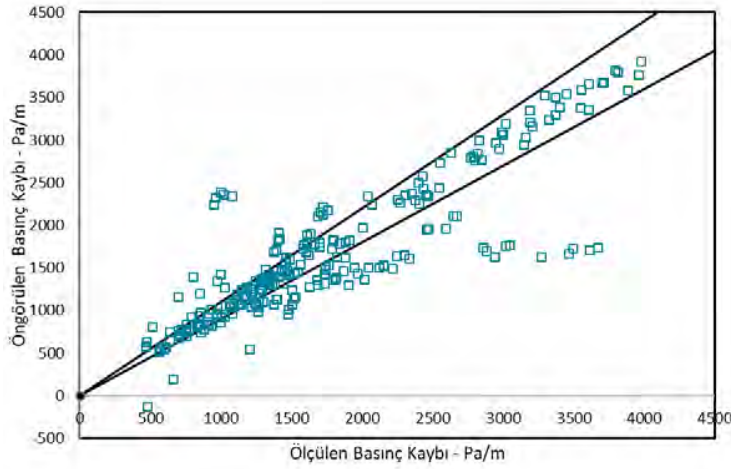
Şekil 7. Farklı dönüş hızları (0 ila 120 rpm) dikkate alınarak, öngörülen ve ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin (4) Sinir ağı ile ölçümleri doğrudan girdi olarak kullanarak yapılır.



Şekil 8. Farklı dönüş hızları (0 ila 120 rpm) dikkate alınarak, öngörülen ve ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin, (5) Ölçümlerden elde edilen boyutsuz sayıları kullanan sinir ağı ile yapılır.



Şekil 9. Farklı dönüş hızları (0 ila 120 rpm) dikkate alınarak, öngörülen ve ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin, (6) Ölçümleri doğrudan girdi olarak kullanan rastgele orman ile yapılır.



Şekil 10. Farklı dönüş hızları (0 ila 120 rpm) dikkate alınarak, öngörülen ve ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin, (7) Girdi olarak ölçümlerden elde edilen boyutsuz sayıları kullanan rastgele orman ile yapılır.

Aşağıdaki tablo, bu çalışmada açıklanan beş modelle basınç kayıplarının tahmininin doğruluğunu anlamaya yardımcı olabilecek çeşitli tanımlardaki hatayı göstermektedir.

Tablo 3. Borunun dönüşünü dikkate alarak basınç kayıplarını tahmin etmek için çeşitli modellerde hata tablosu

Model No.	Hata (H)	Mutlak Hata (MH)	Yüzde Hata (YH)	Mutlak Yüzde Hata (MYH)	RMSE	R ² (Korelasyon)	İstatistiksel Önem için p değeri (işaret testi)
(1)	-214.29	243.27	-17.19	18.12	327.56	0.86	0.00
(2)	-898.83	901.13	-56.96	57.04	1040.28	0.00	0.00
(3)	52.04	214.77	-1.81	12.98	280.96	0.89	0.01
(4)	-4.08	59.15	-0.83	3.93	96.63	0.99	0.75
(5)	-31.24	280.11	-5.37	17.83	385.55	0.80	0.57
(6)	-5.34	155.97	-0.39	8.92	235.29	0.93	0.09
(7)	87.37	251.64	1.52	15.76	438.22	0.76	0.05

Sonuçlar, yapay sinir ağı modelinin (4) ve rastgele orman modelinin (6) basınç kayıplarını doğru olarak tahmin ettiğini göstermektedir. Bu modelleri takiben Erge ve ark. model (3) mutlak hata yüzdesi yaklaşık %13 ile iyi bir tahmin göstermektedir. Model (1) rotasyonun etkisini dikkate almaz ve yine de yaklaşık %18 mutlak hata yüzdesine sahip tahmin adil görünür. Bununla birlikte, bu hatanın YPL7, YPL8 gibi daha viskoz akışkanlar için önemli ölçüde daha büyük olduğunun altı çizilmelidir.

Önceki bölümde 4.1.1. de belirtildiği gibi, girdi olarak kullanılan ölçümle yapay zeka modelleri, boyutsuz girişlerle olan yapay zeka modellerinden daha iyi performans göstermiştir.

Modelin (2) nispeten düşük performansının nedeni, saha verileri ve deneysel veri farklılıkları olabilir. Modelin (2) katsayıları alan ölçümlerinin veri kümeleri kullanılarak oluşturulur.

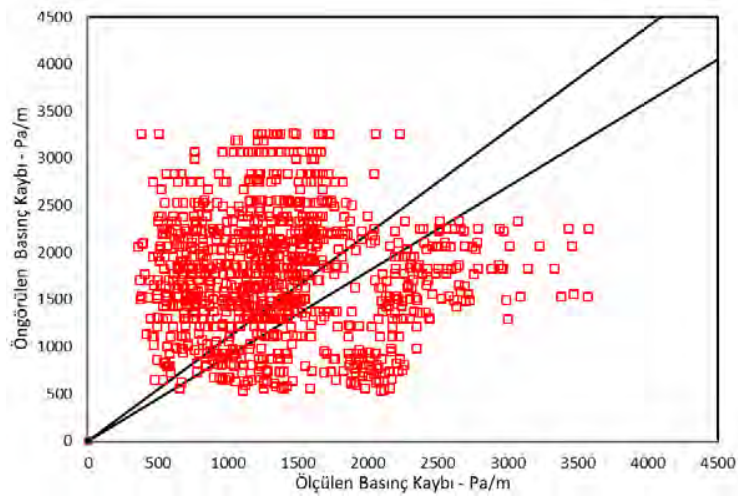
4.3. Basınç Dönüşlerini Çeşitli Dönüş Hızları ve Sondaj Dizi Konfigürasyonları ile Tahmin Etme

Bu analizde, çeşitli akışkanlardan ve farklı dönme hızlarından elde edilen deneylerden 1036 veri noktası analiz edilmiştir. Aşağıdaki 7 şekilde (şekil 11-17), ölçülen basınç kayıpları, daha önce özetlenen 5 farklı yöntem dikkate alınarak öngörülen basınç kayıpları ile karşılaştırılmıştır.

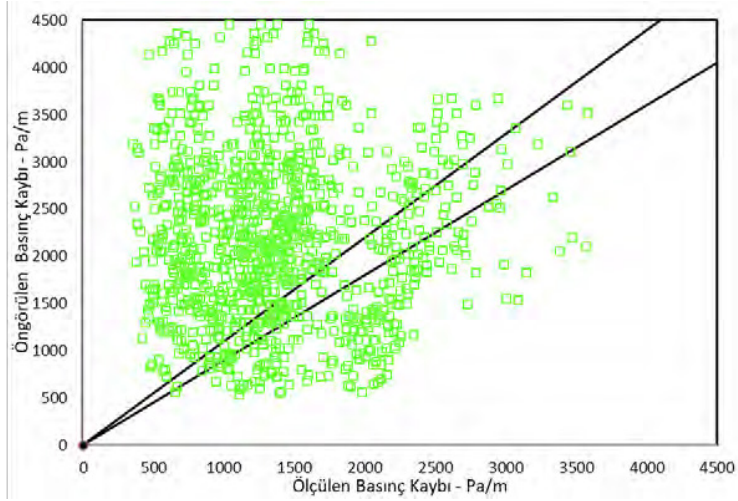
Şekil 11-17, önceki bölümdeki şekillere (4.1.2.) benzer desenleri göstermektedir. (1) ve (2) 'deki modeller, burkulma konfigürasyonlarını ve burkulmuş ve dönen matkap uçlarını hesaba katmaz. Bu, daha yüksek hata yüzdesini açıklamaktadır. Model (3) ve sinir ağı tahminleri karşılaştırıldığında, sinir ağları basınç kayıplarını tahmin ederken nispeten daha iyi bir doğruluk göstermiştir. Özellikle modelden (4) elde edilen sonuçların sunulduğu şekil 14'de, bazı verilerin farklı burkulma konfigürasyonlarında ve farklı dönme hızlarında toplandığı göz önüne alındığında, sonuçlar önemli ölçüde daha iyi görünür. Bu, belirgin ve karmaşık basınç profilleri oluşturur. Bunu göz önünde bulundursa bile, tahmin, basınç kayıplarını tahmin etmede önemli bir doğruluk göstermektedir (yaklaşık yüzde 6'lık mutlak bir hata ile).

Model (3) 'ün tahmin doğruluğu (1) ve (2) 'nin sonuçlarına kıyasla daha iyi görünmekte ve genel modeli daha iyi yakalamaktadır. Ancak, nispeten büyük olan yaklaşık %62 mutlak yüzde hatası göstermektedir. Bunun nedeni, çok değişkenli regresyon yoluyla, saha uygulamaları için pratik ve ayarlanabilir olması amaçlanan çok basit bir denklemler kümesine inşa edilmesidir. Daha karmaşık bir modelleme ve daha iyi bir uyum sunulabilir, ancak kullanılabilirliği azaltacak denklemlerin karmaşıklığına katkıda bulunacaktır.

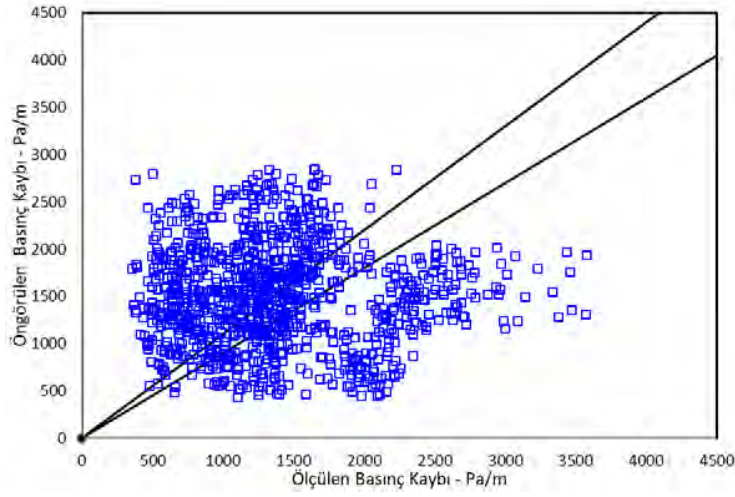
Tam bir fizik modellemesinin, makaslama bağımlı bir akışkanda sıkıştırma boru ile üç boyutlu uzayda boru dönüşü gibi birçok dinamik oluşum göz önüne alındığında karmaşık olabileceğine dikkat edilmelidir. Bu koşullar altında MLP, aşağıdakiler için çok uygundur: dinamik ve karmaşık fiziksel oluşumları dikkate alan bu uygulama, boru sıkıştırma altında döndürüldükten sonra gerçekleşir.



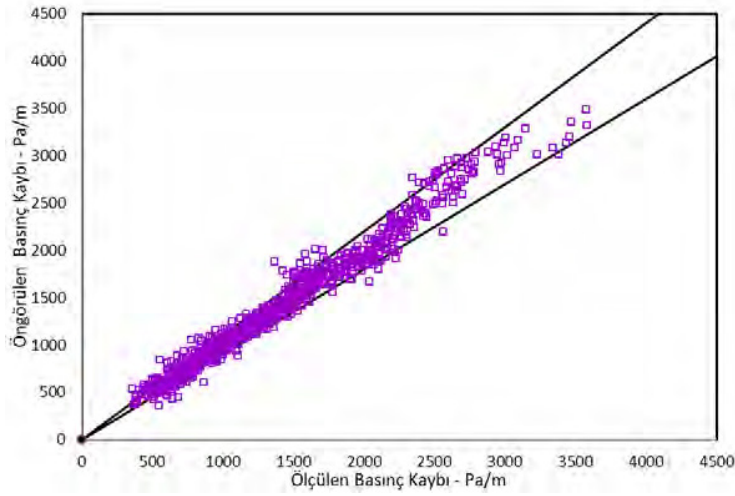
Şekil 11. Farklı dönüş hızları ve boru konfigürasyonları göz önünde bulundurularak öngörülen ile ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin (1) Düzeltilmiş dar oluk yaklaşımı ile yapılır (Ahmed ve Miska, 2009; Hacıslamoğlu ve Langlinais, 1990)



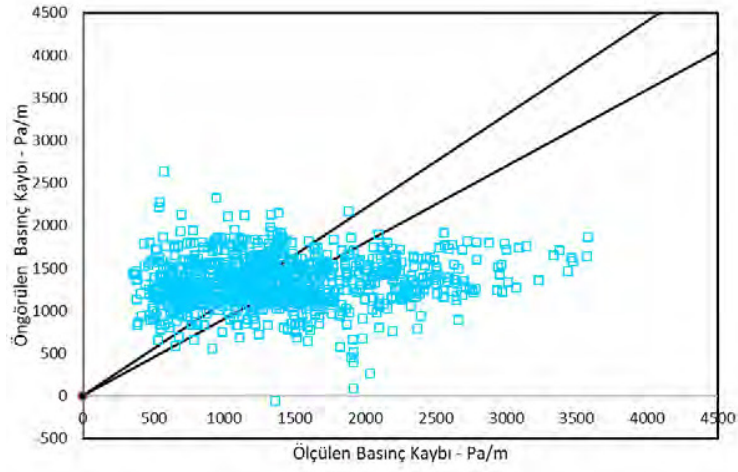
Şekil 12. Farklı dönüş hızları ve boru konfigürasyonları göz önünde bulundurularak öngörülen ile ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin (2) Dar oluk yaklaşımı ve Ahmed ve ark. (2010) model birleşimi (Ahmed ve Miska, 2009; Ahmed ve ark., 2010)



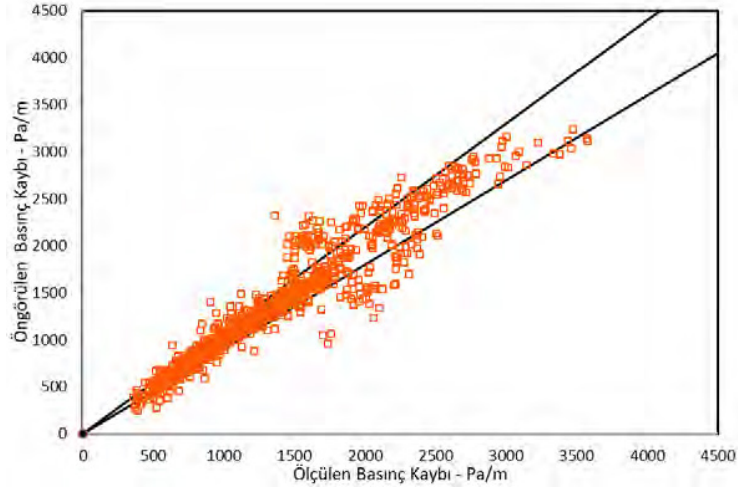
Şekil 13. Farklı dönüş hızları ve boru konfigürasyonları göz önünde bulundurularak öngörülen ile ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin (3) Erge ve ark. model (Erge ve ark., 2015)



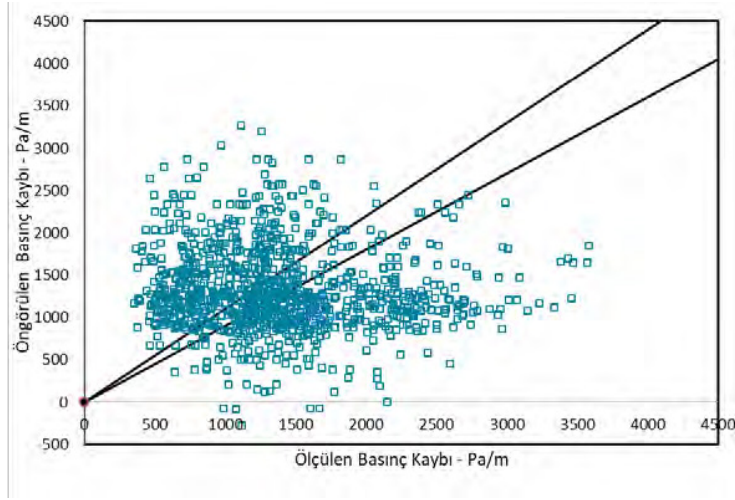
Şekil 14. Farklı dönüş hızları ve boru konfigürasyonları göz önünde bulundurularak öngörülen ile ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin (4) Sinir ağları ile ölçümleri doğrudan girdi olarak kullanarak yapılır.



Şekil 15. Farklı dönüş hızları ve boru konfigürasyonları göz önünde bulundurularak öngörülen ile ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin, (5) Ölçümlerden elde edilen boyutsuz sayıları kullanan sinir ağı ile yapılır.



Şekil 16. Farklı dönüş hızları ve boru konfigürasyonları göz önünde bulundurularak öngörülen ile ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin, (6) Ölçümleri doğrudan girdi olarak kullanan rastgele orman ile yapılır.



Şekil 17. Farklı dönüş hızları ve boru konfigürasyonları göz önünde bulundurularak öngörülen ile ölçülen basınç kaybının karşılaştırılması. Tahmin, (7) Girdi olarak ölçümlerden elde edilen boyutsuz sayıları kullanan rastgele orman ile yapılır.

Aşağıda, bu çalışmada açıklanan beş modelle basınç kayıplarının tahmininin doğruluğunu değerlendirmeye yardımcı olabilecek çeşitli tanımlardaki hatayı özetleyen bir tablo sunulmaktadır.

Tablo 4. Borunun dönüşünü ve çeşitli boru konfigürasyonlarını dikkate alarak basınç kayıplarını tahmin etmek için çeşitli modellerde hata tablosu

Model No.	Hata (H)	Mutlak Hata (MH)	Yüzde Hata (YH)	Mutlak Yüzde Hata (MYH)	RMSE	R ² (Korelasyon)	İstatistiksel Önem için p değeri (işaret testi)
(1)	-385.69	801.76	-56.52	77.33	959.07	0.00	0.00
(2)	-892.02	1135.33	-102.02	114.64	1440.55	0.00	0.00
(3)	-136.75	673.16	-34.46	61.65	818.52	0.00	0.00
(4)	-7.72	68.50	-0.88	5.59	97.39	0.97	0.64
(5)	33.58	509.58	-18.70	45.24	645.52	0.00	0.01
(6)	-8.19	109.07	-0.87	7.86	179.45	0.91	0.20
(7)	40.98	648.19	-20.23	56.67	805.43	0.00	0.93

Yapay sinir ağları ve rastgele orman sonuçları üzerinde yapılan testler sonuçların istatistiksel olarak anlamlı olduğunu göstermiştir. Bu analizde yapay sinir ağları (4), (5) ve rastgele orman (6), (7) modelleri, (1), (2) ve (3) 'te fizik ve ampirik model yaklaşımından daha iyi performans göstermiştir. Yapay zeka modelleri, çeşitli dönüş hızları ve yaklaşık 6 civarında mutlak yüzde olan çeşitli boru konfigürasyonları göz önüne alındığında basınç kayıplarını doğru bir şekilde tahmin etmiştir. Diğer modellerin alt yüzdesi, iç borunun kaotik hareketinin halkada çok farklı

basınç profillerine neden olabileceğini göstermektedir.

5 ÇIKARIMLAR

Analizin sonuçları, özellikle geometri ve sıvı nispeten daha karmaşık olduğunda, halkadaki basınç kayıplarının daha iyi tahmin edilmesi için sinir ağlarının kullanılma potansiyelini göstermektedir. Sonuçlar yapay zeka yöntemlerinin umut verici bir doğrulukla eşdeğer sirkülasyon yoğunluğu (ECD) yönetimi için kullanılabileceğini göstermektedir.

Literatürdeki modellerin karşılaştırılması ve yapay zeka modellerinin uygulanması bize bir veya daha fazla kullanmanın avantajlarını ve dezavantajlarını göstermiştir. Yapay zeka modellerini kullanmanın bir dezavantajı, verilerden eğitim gerektirmesi ve tahminleri makul bir doğrulukla çıkarmak için yeterli veri biriktirmesi gerekmesidir. Yapay zeka modellerini kullanmanın avantajı, özellikle karmaşık ortamlarda iyi bir doğruluk oranı yakalayabilme potansiyelidir. Nicel bir karşılaştırma örneği olarak: yapay zeka modelleri %6-8 mutlak ortalama yüzde hatası kadar düşük bir sonuç elde ederken mevcut modelleri kullanmak %115 mutlak ortalama yüzde hatası kadar yüksek bir değer ortaya çıkarmıştır.

ECD üzerinde çeşitli etkileyen parametrelere sahip kompleks kuyular için yapay zeka modelleri, ölçümlerden öğrenerek tahmin edebilmek için yararlı olabilir. Bu şekilde, matkap dizisini çeşitli konfigürasyonlarla döndürürken basınç profili, yapay zeka modelleri tarafından yakalanabilir ve modellenabilir.

Ek olarak, girişlerin yapay zeka modellerine optimize edilmesi amacıyla, girdi olarak doğrudan ölçümlerden ve girdi olarak boyutsuz parametrelerden elde edilen sonuçlar arasında bir analiz yapılmıştır. Analiz, yapay zeka modellerinin ölçümlerle bu konunun boyutsuz parametrelerinden ve bu özel deneysel veri kümesinden daha iyi performans gösterdiğini göstermiştir.

Bu çalışma, geleneksel modellerin sondaj işleminde yaygın olarak ortaya çıkan bazı fiziksel şartları (kesimler varlığı, çeşitli sıvı özellikleri, termal etkiler, boru rotasyonu ve yapılandırma efektleri, vb.) tam yansıtamadığı bir ortamda yapay sinir ağları ver rastgele orman gibi yapay zeka modellerinin iyi bir sonuç verebileceğini göstermektedir. Gerçek bir uygulamada, bu yaklaşım yapay zeka modellerinin eğitilebilmesi için yeterli veri toplandıktan sonra uygulanabilir. Eğitim verisi olarak gerçek çalışma ortamını en iyi şekilde yansıtacak temsili veri kullanmak gerekmektedir. Bu da, kuyunun aynı bölümünde delme işlemi sırasında toplanan veriyi kullanılarak veya öğrenmek için belirli bir derinlik aralığındaki hareketli bir pencere kullanılarak yapılabilir. Bu nedenle, sondaj devam ederken eski verilerin süresinin dolması ve mümkün olduğunda yapay zeka modellerinin yeniden eğitilmesi mantıklı olacaktır. Yapay zeka modellerinin yeterince temsili verilerle eğitilmediği zamanlarda geleneksel yöntemleri kullanmak mümkündür ve yapay zeka tahminleri ne zaman yapılabilirse, sonuçlar güncellenebilir. Bu çalışma, bu tür sistemlerin potansiyellerini göstermektedir ve bu alanda yapılabilecek gelecekteki bazı çalışmalara işaret etmektedir.

6 TEŞEKKÜR

Bu makalenin yazarları, destekleri için Tulsa Üniversitesi Sondaj Araştırma Projeleri, Det norske oljeselskap ASA ve Baker Hughes'a teşekkür ederler. Ayrıca yazarlar Dr. Stefan Miska, Dr. Mengjiao Yu, Dr. Nicholas Takach, Dr. Arild Saasen ve Roland May'a destek ve rehberliklerinden dolayı da teşekkür etmektedirler.

REFERANSLAR

- Ahmed, R., Enfis, M., Miftah-El-Kheir, H., Laget, M, and Saasen, A. 2010. The Effect of Drillstring Rotation on Equivalent Circulation Density: Modeling and Analysis of Field Measurements. Paper SPE 135587 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florence, Italy, 19–22 September.
- Ahmed, R., Miska, S., 2009. Advanced Wellbore Hydraulics. In: Aadnoy, B., Cooper, I., Miska, S., Mitchell, F., Payne, M.L., 2009. Advanced Drilling and Well Technology. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers. p. 191-220.
- Breiman Leo, 2001, Random Forests, Machine Learning, 45 (5-32)
- Drazin, P.G. and Reid, W.H. 1981. Hydrodynamic Stability. Cambridge University Press, Cambridge.
- Erge, O., Ozbayoglu, E. M., Miska, S. Z., Yu, M., Takach, N., Saasen, A., May, R., 2014. Effect of drillstring deflection and rotary speed on annular frictional pressure losses. Journal of Energy Resources Technology 136 (4), 042909-042909-10, (2014); doi: 10.1115/1.4027565.
- Erge, O., Ozbayoglu, E. M., Miska, S. Z., Yu, M., Takach, N., Saasen, A., May, R., 2015. The effects of drillstring eccentricity, rotation and buckling configurations on annular frictional pressure losses while circulating Yield Power Law Fluids. SPE Drilling & Completion 30 (3), 257-271, SPE-167950-PA; doi: 10.2118/167950-PA.
- Erge, O., Vagarjah, A. K., Ozbayoglu, E. M., van Oort, E., 2015. Frictional pressure loss of drilling fluids in a fully eccentric annulus", Journal of Natural Gas Science and Engineering, 26, 11191129; doi:10.1016/j.jngse.2015.07.030
- Escudier, M. P., Oliveira, P. J., Pinho, F. T., 2002. Fully developed laminar flow of purely viscous non-Newtonian liquids through annuli, including the effects of eccentricity and inner-cylinder rotation. International Journal of Heat and Fluid Flow 23, 52-73.
- Fruhworth, R. K., Thonhauser, G., Mathis, W. 2006. Hybrid Simulation using neural networks to predict drilling hydraulics in real time. Paper SPE 103217 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-27 September, San Antonio, Texas, USA. doi:10.2118/103217-MS.
- Haciislamoglu, M. and Langlinais, J. 1990. Non-Newtonian Flow in Eccentric Annuli. J. Energ. Resour. 112: 163-169. doi:10.1115/1.2905753.
- Haykin, S. 2002. Neural Networks, A Comprehensive Foundation, 2nd ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall
- Hemphill, T., Campos W. and Pilehvari A. 1993. Yield-Power Law Model More Accurately Predicts Mud Rheology. Oil & Gas Journal 45.
- Herschel, W. H., Bulkley, R., 1926. Konsistenzmessungen von Gummi-Benzollosungen. Kolloid Z. 39, 291–300.

- Kelessidis, V. C., Dalamarinis, P., Maglione, R., 2011. Experimental study and predictions of pressure losses of fluids modeled as Herschel–Bulkley in concentric and eccentric annuli in laminar, transitional and turbulent flows. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, Volume 77, Issues 3–4, June, Pages 305-312, ISSN 0920-4105, doi: 10.1016/j.petrol.2011.04.004.
- Osgouei, R.E., Özbayoglu, E., Özbayoglu, M. and Yüksel. E., 2015, A new model to determine the two phase drilling Fluid Behaviors through Horizontal Eccentric Annular Geometry, Part B: Frictional Pressure Losses Estimation., *Energy Sources*, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, Volume 37, Issue 16, pp. 1756-1765
- Osgouei, Reza Ettehad, Ozbayoglu, A. Murat, Ozbayoglu Evren M., Yuksel Ertan, Eresen, Aydin., 2015a, Pressure drop estimation in horizontal annuli for liquid–gas 2 phase flow: Comparison of mechanistic models and computational intelligence techniques., *Computers & Fluids* 112, pp. 108-115
- Osgouei, Reza Ettehad, ME Ozbayoglu, Ozbayoglu, MA, and E Yuksel., 2010, Flow pattern identification of gas-liquid flow through horizontal annular geometries. Paper SPE 129123, SPE oil and gas conference and exhibition, Mumbai, India.
- Ozbayoglu, M.E., Erge, O. and Ozbayoglu, A.M., 2018, Predicting the pressure losses while the drillstring is buckled and rotating using artificial intelligence methods, *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, volume 56, August 2018, pp. 72-80
- Ozbayoglu, Mehmet, Osgouei, Reza, Ozbayoglu, Murat, and Yuksel, Ertan., 2012, Hole Cleaning Performance of Gasified Drilling Fluids in Horizontal Well Sections., *SPE Journal* 17.3, pp. 912-923.
- Ozbayoglu, Mehmet Evren, Reza Ettehad Osgouei, Ozbayoglu, Ahmet, Ertan Yuksel., 2010, Estimation of very-difficult-to-identify data for hole cleaning, cuttings transport and pressure drop estimation in directional and horizontal drilling., *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Ozbayoglu, A Murat and Yuksel, H Ertan., 2012, Analysis of gas–liquid behavior in eccentric horizontal annuli with image processing and artificial intelligence techniques., *Journal of Petroleum Science and Engineering* 81.1, pp. 31-40.
- Ozbayoglu, A Murat and H Ertan Yuksel., 2011, Estimation of Multiphase Flow Properties using Computational Intelligence Models., *Procedia Computer Science*, Complex Adaptive Systems, CAS 2011. Vol. 6, pp. 493–498.
- Ozbayoglu, EM and Ozbayoglu, MA., 2009, Estimating flow patterns and frictional pressure losses of two-phase fluids in horizontal wellbores using artificial neural networks., *Petroleum Science and Technology* 27.2, pp. 135-149.
- Ozbayoglu, M. E. Ozbayoglu, M. A. 2007. Flow pattern and frictional-pressure-loss estimation using neural networks for uhd operations. Paper SPE 108340 presented at IADC/SPE Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/108340-MS.

- Sorgun, Mehmet, Ozbayoglu, Murat, and Evren Ozbayoglu., Estimation of Frictional Pressure Losses in Annulus with Pipe Rotation Using Neural Networks and Computational Fluid Dynamics., 10th International Conference on Advances in Civil Engineering, ACE 2012, Ankara, Turkey.
- Sorgun M., Ozbayoglu M.A, Ozbayoglu M. E. 2014. Support vector regression and computational fluid dynamics modeling of newtonian and non-newtonian fluids in annulus with pipe rotation. ASME. J. Energy Resour. Technol. 137 (3) 032901-032901-5. doi:10.1115/1.4028694.
- Tombul, H., Ozbayoglu, A.M. and Ozbayoglu, M.E., Computational Intelligence Models for PIV based Particle (Cuttings) Direction and Velocity Estimation in Multi-Phase Flows, Journal of Petroleum Science & Engineering, vol 172, Jan 2019, pp. 547-558.
- Wang Y, Salehi S. 2015. Application of real-time field data to optimize drilling hydraulics using neural network approach. ASME. J. Energy Resour. Technol. 137 (6) 062903-062903-9. doi:10.1115/1.4030847.

7 TERMINOLOJİ

a, b	geometrik parametreler, m	N:	genelleştirilmiş akış davranış indeksi
D:	çap, m	Q:	akış hızı, m ³ /s
dP/dl:	sürtünme basınç kaybı gradyanı, Pa/m	r, R:	yarıçap, m
dP	sürtünme basınç kaybı, Pa	Re:	Reynolds sayısı
E:	ofset farkı, m	rpm:	dakikada dönme sayısı
f:	sürtünme faktörü	Ta:	Taylor sayısı
h:	oluğun yüksekliği, m	V:	averaaj akışkan hızı, m /s
K:	tutarlılık indeksi, Pa · s ^m	w:	oluğun genişliği, m
m:	akış davranış indeksi	x, T ₀ :	boyutsuz akma gerilimi

7.1 Kullanılan diğer parametreler

τ:	kesme gerilimi, Pa	ρ:	yoğunluk, kg/m ³
γ:	kesme hızı, 1/s	μ:	viskozite, Pa · s
ε:	boyutsuz eksantriklik	κ:	çap oranı
λ:	geometrik sabit, m	v:	hız, m /s

7.2 Diğer kısaltmalar

app:	apparent (görünür)	i:	inner (içeri)
b:	bulk (kütle)	w:	wall (duvar)

y: yield (akma gerilimi)

h, H: hydraulic (hidrolik)

o: outer (dışarı)

YPL: Akma gerilimli üslü bağıntı (Yield Power Law)

EK A. YAPAY ZEKA MODELLERİNE GİRİŞ OLARAK SEÇİLEN BOYUTSUZ PARAMETRELER

Yapay zeka modellerine girdi olarak seçilen boyutsuz girdi kümesinin altında sunulmuştur:

Boru çap oranı:

$$\kappa = \frac{D_i}{D_o} \quad (\text{A.1})$$

Boyutsuz eksantriklik:

$$\varepsilon = \frac{2E}{D_o - D_i} \quad (\text{A.2})$$

Reynolds sayısı:

$$Re_{YPL} = \frac{12\rho V^2}{\tau_w} \quad (\text{A.3})$$

Taylor sayısı (Drazin and Reid, 1981):

$$Ta = \frac{4\omega^2 R_i^4 \rho^2}{\eta^2} \frac{\kappa^2}{1 - \kappa^2} \left(\frac{1 - \kappa}{\kappa} \right)^4 \quad (\text{A.4})$$

x, boyutsuz akma gerilimi olduğunda genelleştirilmiş akış davranışı indeksi:

$$\frac{3N}{1 + 2N} = \frac{3m}{1 + 2m} \left[1 - \left(\frac{1}{1 + m} \right) x - \left(\frac{m}{1 + m} \right) x^2 \right] \quad (\text{A.5})$$

$$x = \frac{\tau_y}{\tau_w} \quad (\text{A.6})$$

Görünür viskozite:

$$\mu_{app} = \frac{\tau_y}{\dot{\gamma}} + K\dot{\gamma}^{m-1} \quad (\text{A.7})$$

Boyutsuz kuvvet, matkap kuvvetinin sinüzoidal olarak bağlanması için gerekli olan kuvvetin kuvvete oranı olarak tanımlanır:

$$F_d = \frac{F}{F_s} \quad (\text{A.8})$$

Matkabın sinüzoidal olarak tutturulması için gereken kuvvet aşağıdaki denklem kullanılarak tahmin edilebilir (Aadnoy ve ark. 2009):

$$F_s = 2 \sqrt{\frac{EIwsin\alpha}{r_c}} \quad (\text{A.9})$$

Linear and Non-Linear Viscoelasticity of Drilling Fluids: Concept and a Comprehensive Experimental Study

Ali Ettehad¹, Meltem Tezcan², Gürşat Altun³

¹Petroleum and Natural Gas Eng. Dept, İzmir Katip Çelebi University

²Energy Engineering Department, İzmir Katip Çelebi University

³Petroleum and Natural Gas Eng. Dept, Istanbul Technical University

As a complex fluid, drilling mud exhibits both fluid (viscous) and solid like (elastic) behavior when subjects to deformation while circulating in a borehole. Under small deformation linear viscoelastic range, yield stress, gelling effect and thixotropy of drilling fluids are important for their performance in the wellbore. Suspension of cuttings and hole cleaning ability are directly attributed to the viscoelastic properties of drilling fluid particularly in static condition when pump is stopped during tripping operation. Under large deformation (higher shear rates) nonlinear viscoelasticity become more dominant, thereby, the viscoelastic nonlinearities of drilling fluid should be also monitored to make full sample characterization. The first phase of this study consists of comprehensive review on viscoelasticity concept and the recent studies conducted regarding viscoelastic properties of drilling fluids. Review of published studies indicates that even though a few researchers evaluated linear viscoelastic behavior of drilling fluid, rheological properties of drilling fluid in non-linear viscoelastic range have not been well defined yet.

Following review on viscoelasticity second phase of in this paper involves an extensive experimental study on linear and non-linear viscoelasticity of a commonly used lignosulfonate based drilling fluid. The effect of viscoelasticity on steady-state rheology, thixotropy, shear-thinning and shear-thickening was evaluated using Discovery Hybrid Rheometer. In addition, Large Amplitude Oscillatory Shear (LAOS) is considered to investigate nonlinear viscoelastic behavior of selected fluid systems at four different frequencies.

Studying low shear behavior, structural properties, and time dependency are the main part of rheological analysis in drilling fluids providing good way to improve the understanding of reasons behind the wellbore drilling problems stems from circulated fluid system. LAOS procedure applied in this study provided a robust technique to better recognize non-linear viscoelastic properties of drilling fluid in light of the results obtained from the rheometer.

Keywords: Drilling Fluid, Linear and Non-Linear Viscoelasticity, Large Amplitude Oscillatory Shear (LAOS)

ASSESSMENT OF METHODS FOR DETERMINING BARITE SAG TENDENCY IN DRILLING FLUIDS

Muhammed Kemal ÖZEL, Gürşat ALTUN

İTÜ Maden Fakültesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

SUMMARY

Barite sag is one of the most influential mud related problems encountered in drilling and well completion operations. Consequences of the problems affect the success of the operation directly, and the effects can be catastrophic in harsh operational environments. Once the significance of the barite sag is understood well, a necessity for detecting the severity of barite sag emerges. Different kinds of detection methods (Sag Factor, VSST, DHASt, Flow Loops, etc.) have been developed for detecting and combatting barite sag properly. Although these methods have different measurement techniques, all the methods have some considerable disadvantages and/or some deficiencies. Due to these weaknesses, none of them has become as a standard evaluation method in drilling industry.

In this study, most commonly used sag evaluation methods are investigated in terms of operational advantages and disadvantages. Outputs of the investigation may be used as a guide for choosing the proper evaluation method for operational requirements. Additionally, understanding the undesired effects of the methods may help to make decision on selecting the appropriate one for better assessment.

1. INTRODUCTION

Barite sag is one of the most common mud related problems. Occurrence of the barite sag can cause several serious problems such as the breakage of hydrostatic pressure balance, pipe stuck, unstable wellbore conditions, formation fracturing, formation kick, blowout etc. Aforementioned problems are crucial for the success of the drilling operation. Encountering to these problems may results in additional nonproductive or non-penetrating time and significant monetary losses.

The barite sag simply defines the settlement of the weighting materials in drilling fluids. Since most commonly used weighting material is barite, the phenomenon is named as “barite sag”. The sag occurs in both static and dynamic conditions and can include slumping effect. Although the main cause of the settling mechanism is known as gravitational force, the secondary contributors of the settling phenomenon is not fully understood yet. The complexity of the problem makes it challenging to detect and evaluate the sag problem.

In the early studies on the barite sag, it is considered that the severity of the sag is independent of the inclination of borehole, and the sag occurs only in static well conditions. The continuing studies claim the consideration of inclination and show that the inclination of wellbore has critical effect since the “boykot effect” comes to the stage. The severity of barite sag is founded as maximum at the angles between 60°-75° of well inclinations (Bern et. al., 1998 and Dye et. al., 2001). The other consideration is claimed by a study proving that the sag can occur and is severe in dynamic conditions too (Hanson et. al., 1990, Amighi, M. and Shahbazi, K., 2010). The severity of barite sag under static and dynamic conditions is investigated by numerous

researchers. Hashemian (2012) has suggested that the most severe sag occurs under combination of low annular velocities, low rotation speeds and high inclination angles. In the same study, it is suggested that the barite sag is not significant at inclination angles below 60° for any annular velocities.

Many efforts have been spent on developing a proper method for barite sag evaluation. Although numerous different methods are proposed with a variety of working principles, all methods have some disadvantages in terms of applicability in field conditions and reliability. Due to their disadvantages, none of the methods has been accepted widely by the industry and has become as a standard evaluation method for barite sag phenomenon. Wang et. al. (2019) emphasizes this demand in his recent study too.

2. BARITE SAG EVALUATION METHODS

2.1. The Sag Factor

The sag factor is the most commonly used method for barite sag predictions in static conditions. The setup consists of an aging cell, a syringe and a density measurement device (pycnometer, mud balance, etc.). The aging cells are used as sample containers. Sample fluid filled to the aging cell and left in static conditions for planned testing time. After the static aging period, the uniformity of the sample fluid is disturbed, and it forms a layered structure with variety of densities along with the fluid column (Figure 1).

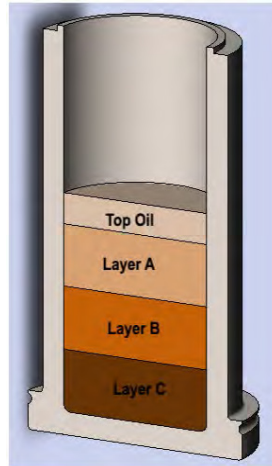


Figure 1: Schematic illustration of layered structure formation inside the aging cell (Fann 2014).

The top phase (free fluid phase (water, oil, vs.)) must be removed before measurements. After removing the free phase, two samples are taken from the top and bottom layers. The density of the samples measured and then the sag factor calculated from following formula:

$$Sag\ factor = \frac{\rho_{bottom}}{\rho_{bottom} + \rho_{top}} \quad (1)$$

The value of sag factor is used as an indicator for barite sag evaluation. The values below 0.5 means the degree of sag in acceptable range and the values above 0.52 means the level of the sag critical (Omland et al. 2004). The threshold point considered as 0.53 in other studies (Maxey, 2007).

2.2. Viscometer Sag Test and Modified Viscometer Sag Test

Viscometer Sag Test (VST) and Viscometer Sag Shoe Test or Modified Viscometer Sag Test (VSST or MVST) methods are developed from standard field viscometers which are used for measuring rheological properties of drilling fluids. The only difference from rheology measurements is the usage of the thermo-cup instead of the circulating cup. The testing fluid is filled into the thermo-cup for the measurements. The thermo-cup is placed to the viscometer, and the fluid is heated up to the desired test temperature while it is sheared at 600 rpm (30 min. is recommended for stabilization). After reaching to desired temperature, the speed of the viscometer is lowered down to the 100 rpm, and the fluid is sheared for 10 min additionally. The 100 rpm value is considered as the representation of low shear rate conditions in which the severity of sag is maximum. The fluid samples are taken from the bottom of the thermo-cup by using a syringe. The density of the sample is calculated. Then the value of “sag register” is determined by using density differences. Equation 2 can be used for calculating the sag register value.

$$S_R = \exp\left(-k \frac{\Delta MW}{MW}\right) \quad (2)$$

where;

S_R : sag register, k : geometrical correction factor, ΔMW : change in mud density (ppg), and MW : density of mud while initial circulation (ppg).

The value of the sag register is used as the sag indicator. The critical value for sag register is “1”. The values above 1 means that the dynamic sag is severe, and the values below 1 means that the severity of dynamic sag is in tolerable range (Zamora et al., 2004).

The VSST method is an improved version of the VST method. The new version of the test is shaped by adding a specially designed apparatus named “sag shoe” to the classical VST. The modification aims to eliminate sampling errors when using the method. The sag shoe is specially designed apparatus for accumulating the sagged barite particles to a collection well. Figure 2 shows a sample sag shoe and collection well.

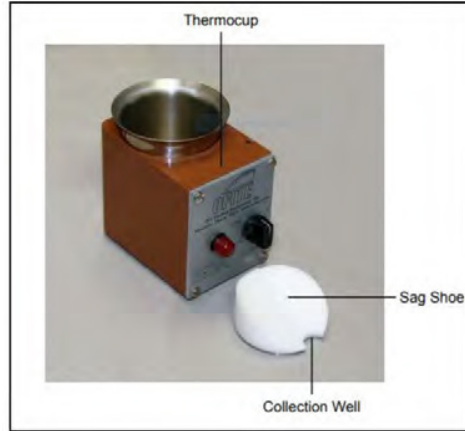


Figure 2: Sag shoe and consistometer (Url-1).

The fluid samples are taken again from the collection well by the usage of a syringe. The existence of collection well helps to improve the sample quality. After sampling, the sag register value is calculated, and the same evaluation boundaries are used for evaluating the degree of sag severity. Additionally, there is another evaluation criterion used with VSST method which can be used instead of the sag register. The criterion names the method “VSST” and can be calculated with the following formula;

$$VSST = 0.833 * (W_2 - W_1) \quad (3)$$

where;

W_2 : weight of the 10 ml sample after 30 min. rotation at 100 rpm, and W_1 : initial weight of the 10 ml sample.

The critical value for VSST is same as sag register “1”. Same as in the sag register, the values below the critical value mean that there is no critical sag in the tested fluid while above values indicates severe sag (Basfar et al., 2020).

2.3. Flow Loops

In the way of the research for the proper barite sag detection method, flow loops have been developed. The flow loops are laboratory flow simulators that enable to simulate wellbore conditions including drill string rotation, fluid circulation, wellbore inclination, pipe eccentricity, etc. They are used in both static and dynamic wellbore conditions. An instance of flow loops illustrated in Figure 3.

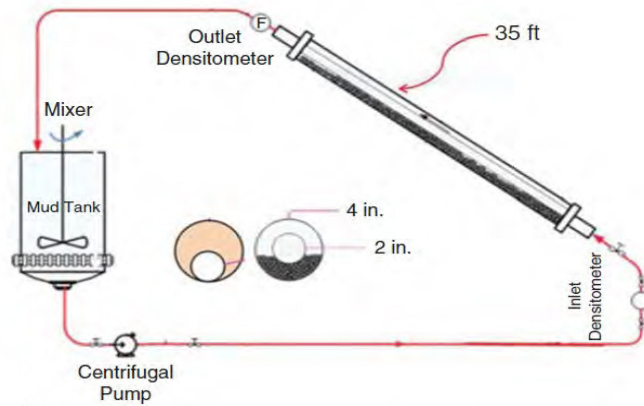


Figure 3: Schematic representation of a flow loop (Hashemian, 2014).

The early version flow loops were only capable of circulation. The sag evaluation is conducted with fluid samples that are taken from different levels of the flow loops. The density difference between the samples is the main criterion for determining the degree of sag. With the help of developing technology, the flow loops gain the ability of simulating wellbore inclination and pipe rotation. The usage of different sensors makes it possible to perform real-time measurements with the flow loops. By the wide range of modification capability, the method can be designed for many different scenarios and optimized for enhanced results. Since the flow loops have the capability of simulating different wellbore conditions, the technique is accepted by the majority of industry as the most reliable barite sag evaluation method (Troncoso, 2018, Omland, 2009, Dye et.al., 2002).

2.4. Dynamic High Angle Sag Test

Dynamic High Angle Sag Test (DHAST) is developed by a research group (Jamison et al., 2003) to evaluate barite sag under dynamic conditions. The primary aim is simulating the well conditions similar to the flow loop tests with smaller equipment size. The schematic of the DHAST setup is shown in Figure 4. As seen from the figure, the device is quite sophisticated according to the other test methods' setup explained previously. Dynamic conditions are created with the magnetic shear shaft drive mechanism. The shear shaft allows conducting the test under different rotational speeds. The method is also capable of working within ranges of inclination (45° - 90°), pressures and temperatures.

The method depends on recording the shifts of the weight center and predicts barite sag ratio by using these records. Since the occurrence of the barite sag results in forming different density layers, the weight center of the body changes. The changes is recorded continuously, and settling rate of weighting material can be predicted with the interpretation of these data. Although the data are recorded continuously, the predictions are made after the system is stabilized at a specified rotation speed.

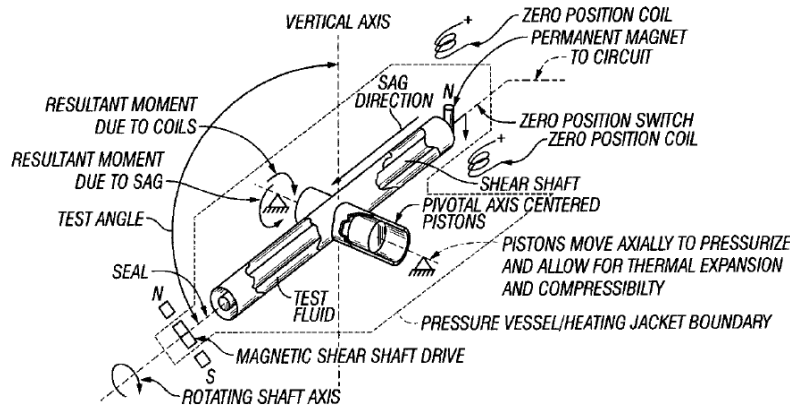


Figure 4: Schematic representation of DHAFT setup (Jamison et al., 2003).

2.5. Direct Weight Measurements

Direct weight measurement method was introduced to the industry by T.H. Omland (2009) for evaluating drilling fluids behavior under dynamic well conditions. The method suggests determining amount of sag directly from weight of settled barite particles. For ensuring this aim, a bucket like settling cup is designed and used for accumulating the sagged barite particles. With continuous measurement of the settling cup weight, the amount of sag can be determined continuously. The settling cup is hanged to a laboratory scale which is used for conducting weight measurements. Hence, the accuracy of the method is directly dependent on the sensitivity of the lab scale. An atmospheric cement consistometer is used for both accommodating sample fluids, creating dynamic conditions and temperature adjustment. Figure 5 shows the test setup with sampling cup, setting chamber and outer rotating cylinder. Slurry cups of consistometer are used as sample container. Since the slurry cups has the capability of rotation, they are used for creating dynamic conditions too. Additionally, a cylindrical guide apparatus is used in the system for directing the barite particles to the settling cup. Temperature adjustment is arranged with the heating system of the consistometer.

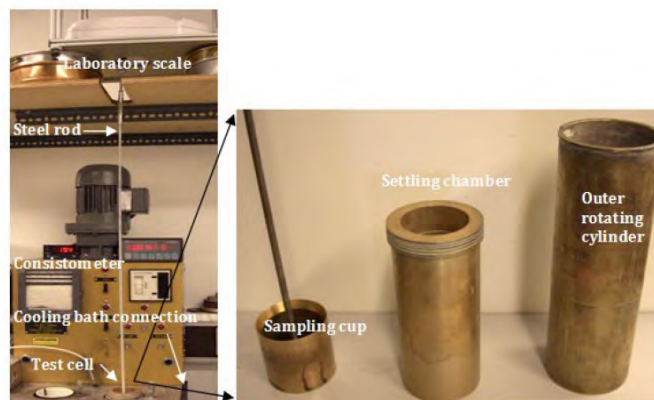


Figure 5: Direct weight measurement test setup (Omland, 2009).

3. ASSESMENT OF THE METHODS

In the previous section, the most commonly used barite sag evaluation methods are introduced briefly. In this section, the main advantages and disadvantages of the evaluation methods will be introduced for each method. Information provided for the each method is mostly gathered and summarized from published works and includes some qualitative findings observed from laboratory studies. All the given methods have different working principles and experimental mechanisms. Due to its specifications, the flow loop method is accepted as the most reliable method by the majority of industry. Consequently, the flow loop method is chosen as a reference when comparing the methods through the published data.

- Sag Factor

The main advantage of the method is the simplicity of the experimental setup. Although aging cells are mostly used for the experiments, many different type of containers with different geometries can be used in the experiments. The method also can be conducted in different inclination angles by inserting the aging cell into an inclined holder.

The method can be used for static conditions only. Reliability is the main problem in this method. The evaluation boundary is quite sharp (0.5-0.52) making it difficult to make a decision while assessing the barite sag problem. Another difficulty is that the method is not capable to determine the amount of sag. The knowledge of total sag in terms of mass can be useful while specifying operation margins. The inability of real-time evaluation of sag is another disadvantage of the method. Because of this shortcoming, the behavior of the sag for tested fluid cannot be understood well. Formation of the free fluid level is another question mark for the method. The amount of free fluid should be considered while evaluating the sag potential of the tested fluid. The boundaries of the fluid phases may not be visible in the tests. Hence, the sampling should be performed with extreme care for avoiding measurement errors. The density measurement can also lead to some errors while using the sag factor method.

- Viscometer Sag Test (VST) and Modified Viscometer Sag Test (VSST)

The starting point of development of the VST and VSST methods is to design a practical method for barite sag evaluation in field conditions. Both methods satisfy the main aim, since the viscometers are used in all drilling operations and can be easily modified with sag shoe for performing the tests.

The method can be used for dynamic conditions only. Inclination is another restriction for the method. The classical viscometers, which are used for VST and VSST method, are not capable of working with inclination and modification of them for inclined conditions is very difficult. The amount of sag in terms of weight or volume cannot be determined with these methods. The evaluation of the sag tendency is carried out with the calculated ratios.

Sampling can also be problem for both VST and VSST methods. Encountered problems during the sampling affect the test results directly and result in wrong estimation of sag severity. In VST method, the sagged barite particles are not always accumulated uniformly at the bottom of the thermo-cup. The non-uniform accumulation can affect the sample quality and may lead to wrong results. With the usage of the sag shoe, the uniformity problem quality is eliminated. Although the usage of the sag shoe is beneficial for the sampling quality, the accuracy of the VSST is still strongly dependent on the performers of the tests.

The density measurement can also lead some errors while using the technique. Small sample volume (10 ml) restricts the variety of density measurement techniques. With these restrictions, chosen technique can lead some errors and can affect the barite sag measurements.

The validity of the VSST method is discussed in the literature often (Marshall, 2007, Zamora, 2004 and 2011). The main concern in the studies is that the VSST method cannot represent the conditions that the fluid is subjected during drilling operations (drill pipe rotation and eccentricity, annular flow, well inclination, etc.). As an instance, Troncoso (2018) has conducted a study for testing the reliability of VSST method by comparison with flow loops. Tree field fluids were subjected to the VSST and two different flow loop setup design. The test results were represented in Figure 6. The fixed flow loop is a classical flow loop which is explained previously and the PDSFL is a portable flow loop which is designed and used in the aforementioned work. As seen from Figure 6, the VSST shows inconsistent results when comparing to those of classical flow loops for all mud samples. The most sag resistant sample is obtained as fluid B from the VSST method, while the flow loops test states it as fluid C.

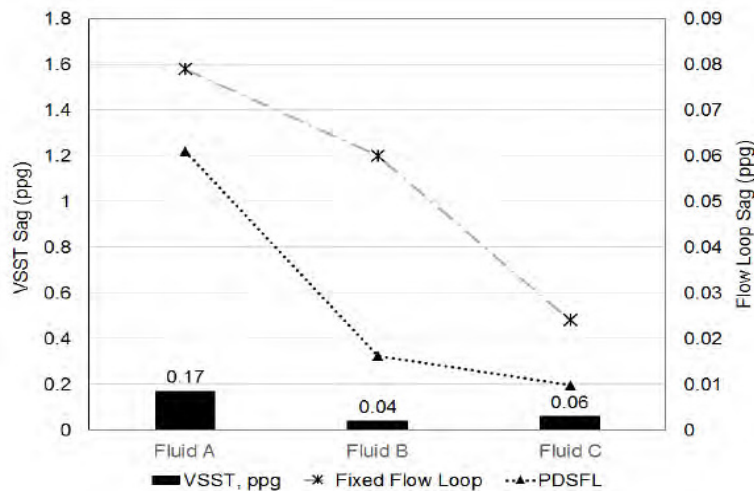


Figure 6: Test results for VSST and Flow Loops (Troncoso, 2018).

- Flow Loops

The flow loops are known as the best measurement method according to the literature. The method can be used for both static and dynamic conditions. While simulating dynamic conditions, numerous important parameters such as drill string rotation, pipe eccentricity, annular flow, well inclination, etc. can be taken into account. Hence, the flow loops are able to simulate well conditions fairly through the wide ranges of these considerations.

Another advantage of the flow loops is the working ability with different measurement techniques. As an example, density measurement can be performed by sample taking, by insertion of coriolismeter to the ends of the loop, and by usage of a sensor ultrasonic sensor. This flexibility makes it possible to modify the loops for optimized results.

Despite all the advantages, the usage of flow loops in field laboratories is restricted due to its large equipment size. The size of the loops is not suitable to be used in field laboratories.

Improved versions of flow loops may include sophisticated instrument. This kind of instrumentation may restrict field usage of the method too.

- Dynamic High Angle Sag Test (DHAST)

The DHAST method was developed with high potential for predicting barite sag the most accurately, and making it the most widely used method instead of the flow loops. The capability of simulating well conditions by means of temperature, pressure, inclination angle, and drill string rotation brings a significant advantage to the method. The main disadvantage of the flow loops is eliminated with the smaller equipment size. The equipment length reduced down to roundly 14-folds that is considerably lower than that of the typical flow loop length.

The sophisticated equipment requirements came to the stage as a key disadvantage for DHAST method. The setup is considerably complex when comparing with the other methods. The complexity means a requirement of expertizing while calibrating the device and performing the tests. The errors encountered with this stage may cause wrong estimation of the sag. Outcomes of the DHAST are sag ratios instead of amount of sag. The method is not capable of simulate fluid flow. As known from the literature that dynamic barite sag is strongly influenced by flow characteristics, and DHAST method cannot consider flow effects while performing the evaluation.

Kulkarni (2014) has conducted a study for investigating the effect of shear rate alteration on sag rate measurements which is conducted with DHAST. In the study, two field mud samples are tested with different shear rate sequences. Samples 2 and 3 are specified as low-sag fluid and high-sag fluid, respectively. Test results are shown in Figure 7 for the both mud samples. As seen from the figure, the sag rate values are consistent with different shear rate sequences for Sample 2. On the contrary, Sample 3 shows inconsistencies with different shear rate sequences. For the same sample (Sample 3), the DHAST gives the maximum sag rate at different shear rates. According to these observations, it is clearly seen that the response of the DHAST is different for low-sag and high-sag fluids. As stated by the author, the data obtained for the low-sag fluid can be noted as a true indicator of dynamic sag. On the other hand, the data obtained for the high-sag fluid is not a useful indicator of dynamic sag.

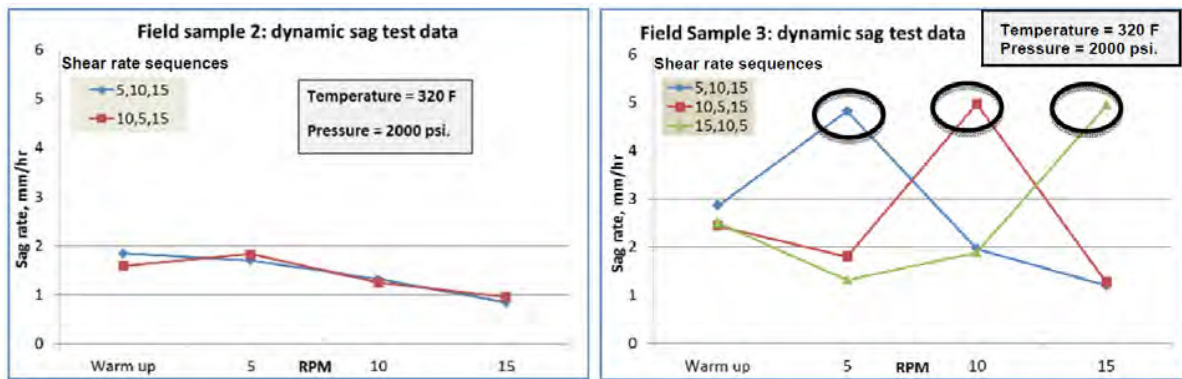


Figure 7: DHAST results for mud Sample 2 (left) and mud Sample 3 (right) (Kulkarni 2014).

- Direct Weight Measurement

Direct weight measurement method can be used for both static and dynamic conditions without any setup modification. The method allows to monitor the amount of barite sag, in terms of

weight, in real time. With continuous readings, sag behavior of the fluid can be characterized. The amount of sag is another parameter for sag evaluation. With the continuous monitoring, the amount of sag can be determined for any specific or given time.

The buoyancy effect is ignored while conducting the tests. As settlement of the barite particles is continuing, the density of the fluid decreases simultaneously. Decrease in density results in decrease in buoyancy force which acts to the settling cup from bottom section of the cup towards to the opposite direction of gravitational force. Since the opposite force decreases, the weight measured at laboratory scale increases. Ignoring this relation may result in wrong evaluation of the barite sag. The gap between the collection cup and consistometer chamber is also ignored. The method assumes that the barite particles entering into the collection cup is not affected from the fluid movements, and the direction of the barite particles is not affected by the applied shear. These assumptions generate uncertainties in the reliability of the method.

Another consideration point for the accuracy of method is the resolution of the laboratory scale. Since the measurements are governed by the laboratory scale, the accuracy of the results is strongly dependent to the scale. Inclination effect cannot be accounted for the evaluation of sag since consistometer is not capable of simulating the inclination. Excessive shear can cause problems too. During the tests the setting cup is exposed to some shear stress. This shear stress in some cases, due to density and viscosity of the test sample, may reach to excessive proportions. In such cases, the settling cup starts to rotate, oscillate and in worst cases crushes to the walls of rotating cylinder. Occurrence of this incident may cause to errors while performing the test.

4. CONCLUSIONS

The most commonly used barite sag evaluation methods were examined for both static and dynamic conditions. It was founded that each method has different practical advantages and disadvantages. The advantages can be helpful for determining the proper evaluation method for operational requirements and/or economical and practical limitations. On the other hand, the disadvantages bring up reliability problems for the all methods. The assumptions of the methods may lead to and results in inaccurate results. Contribution of the assumptions to the results cannot be predicted since the settling mechanism is not fully understood. This obscurity makes it difficult to generate a correction factor or correction chart for eliminating the effects of assumptions.

Equipment size and complexity are the other key important parameters which can restrict the field usage of methods. Equipment with large sizes cannot be accommodated in the field laboratories. Moreover, the equipment complexity requires expertizing for performing the tests.

The accuracy of the sag measurement is strongly dependent to one who conducts the tests, especially in sag factor, VST and VSST methods.

The requirement for reliable, simple, user friendly, and field usable method is still a necessity. Achieving this goal is possible by improving the currently used methods or by developing a new evaluation method. Different physical phenomena, like ultrasonic measurement, Nuclear Magnetic Resonance (NMR), photooptical detection, light scattering and resistivity, have great potential for developing new sag evaluation methods. Therefore, these new approaches should be considered for designing and developing new evaluation methods to meet the demand of industry.

REFERENCES

- Amighi, M., Shahbazi K., 2010, Effective Ways to Avoid Barite Sag and Technologies to Predict Sag in HPHT and Deviated Wells, SPE-132015-MS, SPE Deep Gas Conference and Exhibition, 24-26 January, Manama, Bahrain, <https://doi.org/10.2118/132015-MS>.
- Basfar, S., Elkatatny, S., Al-Majed, A., Al-Sheri, D., 2020, Prevention of Barite Sagging for Invert Emulsion Drilling Fluid While Drilling High-Pressure High-Temperature Wells, International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Saudi Arabia, IPTC-20095-MS.
- Bern, P.A., Oort, V.E., Neusstadt, B., Ebeltoft, H., Zurdo C., Zamora, M. and Slater, K., 1998, Barite Sag Measurement Modelling and Management, IACD/SPE Asia Pacific Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers. SPE 47784.
- Dye, W., Mullen, G., 2002, New Technology to Manage Barite Sag, AADE-02- DFWM-HO-12, AADE 2002 Technology Conference, Houston, Texas, April 1-3.
- Fann Sag Cup Instruction Manual, 2014, Revision A, Manual No: D00960092, Instrument No: 102432866. Houston, Texas, USA.
- Hanson, P.M., Trigg Jr, T.K., Rachal, G., Zamora, M., 1990, Investigation of Barite “Sag” in Weighted Drilling Fluids in Highly Deviated Wells, 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers. Society of Petroleum Engineers. SPE 20423.
- Hashemian, Y., Miska, S., Yu, M., Ozbayoglu, E.M., Takach N., McLaury B., 2014, Experimental Study and Modelling of Barite Sag in Annular Flow, Journal of Canadian Petroleum Technology, Society of Petroleum Engineers, SPE 173189-PA.
- Jamison, D. E., Murphy, R. J., 2003, U.S. Patent No. 6,584,833 B1, Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.
- Kulkarni, S. D., Savari, S., Murphy, R., Hemphill, T., Jamison, D. E., 2014, “Improvised” Barite Sag Analysis for Better Drilling-Fluid Planning in Extreme Drilling Environments, AADE Fluids Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, April 15-16. AADE-14-FTCE-28.
- Marshall, D., 2007, Laboratory investigation of Barite Sag in Drilling Fluids, Annular Transaction of the Nordic Rheological Society. Vol. 15.
- Maxey, J., 2007, Rheological Analysis of Static and Dynamic Sag in Drilling Fluids, Annual Transactions of the Nordic Rheology Society, Vol. 15.
- Omland, T. H., 2009, Particle Settling in non-Newtonian Drilling Fluids. (Doctoral dissertation). Retrieved from, <https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/id/179394/Omland>
- Omland, T.H., Øvsthus, J., Svanes, K., Saasen, A., Jacob, H., Sveen, T., Hodne, H. and Amundsen, P.A., 2004, Weighting Material Sag, Annular Transaction of Nordic Rheological Society, vol. 12, pp. 115-122.
- Troncoso, J., Slater, K., Jaimes, J. P., 2018, Barite Sag Measurement Using Portable Dynamic Flow Loop, AADE Fluids Technical Conference and Exhibition, April 10-11, Houston, AADE-18-FTCE-048.

Zamora, M., 2011, Taming of Shoe, AADE National Technical Conference, April 12-14, Houston, AADE-11-NCTE-44.

Zamora, M., Bell, R., 2004, Improved Wellsite Test for Monitoring Sag, AADE Drilling Fluid Conference, Houston (Tx), AADE-04-DF-HO-19.

Wang, J., Yan L., Liu, F., Yang, H., Yin, D., Xu, X., 2019, Treatment Technology of Brine Contamination and Barite Settlement for the High Temperature and high Density OBM for ultra-Deep Well Drilling in Western China, International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, 26-28 March. IPTC-19543-MS.

Url-1 < <http://www.ofite.com/publications/instructions/121-130-22-instructions/file> >, date retrieved 23.02.2020.

An Analysis and Possible Solutions on Sustained Casing Pressure (SCP)

Hüseyin Kutan¹, İbrahim Metin Mihçakan²

¹ Independent Consultant, Izmir

² Istanbul Teknik Üniversitesi, Istanbul

Sustained casing pressure (SCP) is a worldwide problem with no easy, if there is any, solution in oil and gas wells. SCP is the pressure in any of well annuli that is measurable at the wellhead and persistently rebuilds after bled down. Attributable causes for SCP occurrence are the fluid leakage either through the poor cement sheath between the casing and the formation or across a well control barrier, such as tubing connection, packer, another downhole accessory, or wellhead seal. The major potential risks exhibited by SCP are losing hydrocarbon reserves and polluting aquifers and surface waters with the possible leakage of hydrocarbons. According to the literature, only in GoM (Gulf of Mexico) over 8000 wells with about 11500 annuli experienced SCP. Such statistics alone would reflect the severity of the problem. Once SCP develops, operationally there is not much to do to eliminate the problem, even with the squeeze cementing type of sealing attempts. The only action that can be taken is to manage the pressure and hold it under MAWOP (maximum allowable wellhead operating pressure), as implied by API in its RP (Recommended Practices) 90.

In the field case here, annulus pressure development had been continually observed in a well, despite the conductance of all casing and cement jobs. Some of the leaks were sealed by cement squeeze, yet the others remained alive. The sustained pressure, up to the equivalent mud weight (EMW) that corresponds to the specific gravity of 2.4, was mostly due to the formation water with very small amount of gas. Here, the analysis and reasoning for the development of this post-cement-job SCP by water seepage are given along with the optional possible solutions. The case with gas seepage requires different and separate analysis.

Keywords: casing, cement, leakage, pressure, scp

Effect of String Plastering / Smearing on Permeability of the Formations

Ahmet Burak Cengiz¹, Evren Özbayoğlu²

¹ Turkish Petroleum Corporation

² The University of Tulsa / Drilling Research Projects

ABSTRACT

During drilling operations, many problems may be encountered. Among them, lost circulation and wellbore stability are two of the severest. These problems affect the drilling operation in terms of economic, environmental and safety aspects. Based on the field experience, it has been reported that casing drilling has an impact on reducing lost circulation and improving wellbore stability. One of the proposed reasons for that observation is the plastering (smearing) effect of the casing string.

To minimize problems related with lost circulation, an understanding of plastering effect is crucial. In this paper, a brief investigation of this phenomena, which includes both experimental and theoretical approaches, has been presented. Core samples collected from a sandstone sample were used during the experiments to mimic the plastering effect by using a benchtop setup designed specifically for this purpose. Different cuttings concentrations and different numbers of contacts between the core sample and the drill string were simulated to represent pipe rotation and smearing. The permeability of the samples were tested using a permeameter after conducting these smearing experiments. It was observed that solids concentration, number of contacts, and contact force have an impact on permeability mitigation. A simplified one-dimensional mathematical model was used to show the change in permeability, fluid velocity and location of the lost fluid in the porous media. Comparison between the model results and experimental data was conducted. The results show that the proposed models has a good agreement with the experimental data. Finally, a case study is presented for potential field applications, and corresponding recommendations are proposed for further investigation.

1. INTRODUCTION

Two of the most challenging and problematic situations of drilling operations are wellbore stability and lost circulation. The wellbore stability problem is mainly encountered while tripping. Due to the swab and surge effects, as the drill strings are extracted, the hydrostatic pressure of mud that can resist the formation pressure is reduced. This may cause an uncontrolled influx flow of formation, which may result in a kick, or even a blowout. In the lost circulation problem, the mud circulating through the system goes into the formation. As a result, a great amount of drilling fluid is lost and that causes both economic and environmental problems (Majidi, 2008). Both of these problems are dangerous and have an impact on operation both practically and economically. Moreover, the accidents occurring because of these situations also bring safety problems. To reduce these problems, some solutions have been proposed. It is realized that the smearing effect on drilling can be used for reducing these problems. The major reason for this situation is the fact that cuttings are pushed into fractures. Therefore, a better

wellbore stabilization can be provided and reduction of the lost circulation can be accomplished (Karimi, 2010; Karimi et al, 2011; Salehi, 2013; van Oort & Razavi, 2014; Watts, 1010; Velmurugan, 2014).

It is observed that, casing drilling may help to reduce lost circulation because drilling cuttings are plastered into the wellbore by the casing string. It is estimated that due to the orbital motion of the casing in the wellbore (resulting from rotation and eccentric alignment of the casing), small fractures in the well are plugged by the drilled cuttings. This is called the plastering or smearing effect of casing drilling. However, the mechanism behind this is not fully understood.

Casing drilling provides an opportunity to drill the well and make completion or cementing part of the process. As an additional benefit, time-consuming events like tripping and facing with dangerous kick situation are reduced. Moreover, it not only helps to reduce the time consumed by drilling, but also the accidents that may occur during the process. The most important benefit is to reduce lost circulation and strengthen the wellbore.

2. THEORETICAL WORK

2.1 Permeability Reduction

As stated, the plastering mechanism can be defined as the plugging materials through the pore spaces. To model the plastering effect, permeability reduction models were taken as an inspiration. One good example of these models is Kozeny-Carman permeability impairment model which was widely used by many of the authors (Civan, 2007). Among them, Wojtanowicz (1987) considered a core length as a representation of the preferential fluid path through a porous material by using a bundle of capillary tubes realization shown in Figure-1:

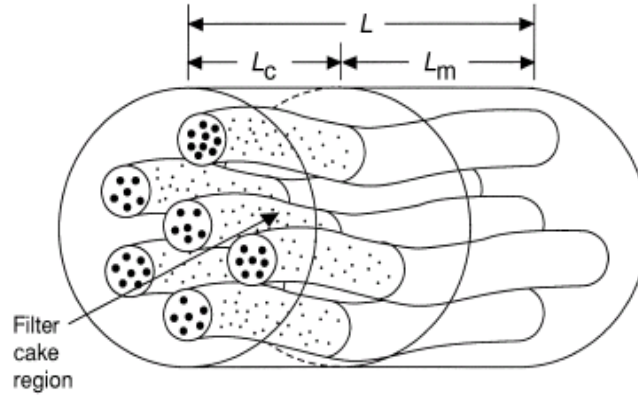


Figure 1: Bundle of capillary tubes of flow paths in a core

In this model, porous medium is assumed as if it has tortuous pathways which have the same hydraulic diameter. The cross-sectional area is A , and the total length is L . The actual tube length is L_h . The filled pore length is L_c and uninvaded pore length is L_m .

The tortuosity can be defined as

$$\tau = \frac{L_h}{L} \quad (1)$$

The cross-sectional area of the hydraulic tubes can be calculated by

$$A_h = C_1 \pi D_h^2 \quad (2)$$

As the fine particles go through the pore places, they may plug the capillary tubes. Let's assume the number of the plugged tubes is denoted by N_p and the number of the unplugged tubes is denoted as N_{np} . The total numbers of the tubes can be written as

$$N_h = N_p + N_{np} \quad (3)$$

The area open to flow is given by

$$A_f = N_{np} A_h \quad (4)$$

Darcy law and Hagen-Poiseuille equations are defined as

$$P = \frac{\mu Q L}{K A_r} \quad (5)$$

$$P = 32 \frac{\mu Q L_h}{A_f d_e^2} \quad (6)$$

By inserting equations (1) and (2) into equations (5) and (6) and then rearranging, the following equation can be obtained

$$K = \frac{A_f A_h}{C_2^2} \quad (7)$$

Where

$$C_2 = 32 A \tau \pi C_1 \quad (8)$$

These equations give us the relationship between the permeability and open flow area, which is denoted as A_f . Plastering will be modeled by considering pore plugging and cake development mechanisms. As presented in Figure-1, these mechanisms occur near the inlet face of the wellbore. It is assumed that the plugging particles are larger relative to the pore throat size or smaller, but they are highly concentrated in drilling mud.

The time dependent function of permeability can be written as

$$\frac{L}{K(t)} = \frac{L_c}{K_c(t)} + \frac{L_m}{K_m} \quad (9)$$

$$K(t) = \frac{L}{L_c R_c(t) + L_m R_m(t)} \quad (10)$$

In this equation, K_m and L_m are the permeability and length of matrix, respectively, K_c and L_c are the permeability and length of the invaded section, respectively. It is assumed that K_m and L_m remain unchanged and therefore the permeability of the invaded region decreases with time as the particles accumulate. R_c and R_m are the resistances of the pore-filling and uninvaded regions, respectively, and their formulas are given by

$$R_c(t) = \frac{1}{K_c(t)} \quad (11)$$

$$R_m = \frac{1}{K_m} \quad (12)$$

It is assumed that the rate of increase of the resistance of the pore-filling particles is proportional to the particle mass flow and this relation can be calculated by

$$\frac{dR_c}{dt} = \left(\frac{k_c}{L_c}\right) \left(\frac{q}{A}\right) c_p \quad (13)$$

where k_c is the pore-filling particle resistance rate coefficient. At initial conditions, R_m and R_c are assumed equal. Then, change in R_c can be written as

$$R_c(t) = R_m + \int_0^t \left(\frac{k_c}{L_c}\right) \left(\frac{q}{A}\right) c_p dt \quad (14)$$

Where c_p is the particle mass concentration in the flowing phase. The concentration of particles creating a thin section is

$$(c_p)_{out} = (c_p)_{in} - \frac{AL}{q} \frac{dm_p}{dt} \quad (15)$$

It is assumed that the particle deposition on the pore surface is proportional to the particle mass concentration in the flowing phase and this relationship can be explained by

$$r_d = \left(\frac{dm_p}{dt}\right)_d = k_d c_p \quad (16)$$

where k_d is the rate coefficient for pore surface deposition of particles. It is assumed that the rate of entrainment of the particles deposited on the surface is proportional to the mass of the particles available on the pore surface and this relation can be expressed by

$$r_e = \left(\frac{dm_p}{dt}\right)_e = k_e m_p \quad (17)$$

where k_e is the coefficient rate of the entrainment of particles from the pore surface. The total rate of deposition can be written by combining equations (16) and (17)

$$\frac{dm_p}{dt} = k_d c_p - k_e m_p \quad (18)$$

Near the inlet port, it is assumed that entrainment of the particles is dominant when compared to the retention of the particles; i.e. $k_e \gg k_d$. From there, the particle retention term can be omitted, and by assuming the initial condition of $(m_p) = (m_p)_o$ and combining them with the equation (18) will give

$$m_p = m_{p_o} \exp(-k_e t) \quad (19)$$

Substituting the equation (19) into the equation (15)

$$c_p = \left(\frac{k_e A L m_{p_o}}{q} \right) \exp(-k_e t) \quad (20)$$

Substituting the equations (20), (14) and (10) yields the following expression

$$k_{in} = k[1 + C(1 - \exp(-k_e t))] \quad (21)$$

in which

$$C = \frac{k_c m_{p_o}}{R_m} \quad (22)$$

To diagnose this type of permeability damage, drawing of $\ln\{1 - ((k/k_i) - 1)/C\}$ vs time graph will give a straight line plot as presented in Figure-2.

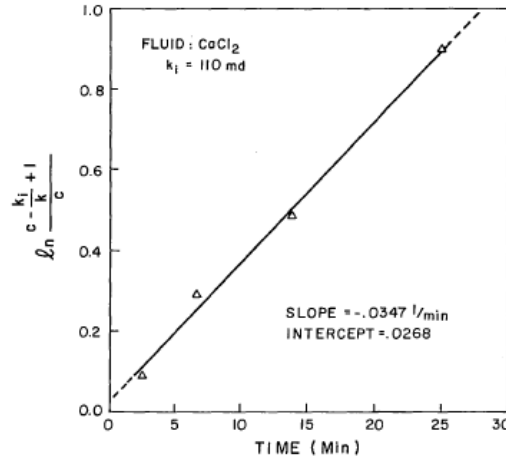


Figure 2: Verification graph for cake forming

This chart was experimentally plotted. A permeameter used for measuring change in permeability while CaCl_2 mixture flows through the system. The results show that as the time passes, permeability decreases. It was proposed that if the damage mechanism of the system is cake forming (pore straining), the empirical equation on the y-axis versus time graph should give a linear relationship.

2.1 Fluid Loss

For the pipe flow, the stress distribution can be expressed as

$$\tau = -\frac{\Delta p r}{L 2} \quad (23)$$

For the YPL law fluid, the following expression is valid.

$$\tau = \tau_y + K \dot{\gamma}^n \quad (24)$$

Where

$$\dot{\gamma} = \frac{8v}{D} \frac{3N + 1}{4N} \quad (25)$$

In this equation; γ is the shear rate, D is diameter of the tube, v is velocity, n is flow behavior index and N is generalized flow behavior index.

Darcy approach can be used for fluid flow in porous medium as

$$\frac{Q}{A} = -\frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad (26)$$

The viscosity term for a YPL fluid can be identified as

$$\mu_{app} = \frac{\tau_w}{\dot{\gamma}} \quad (27)$$

If we combine equations (4.26), (4.27) and (4.28) and solve it for the diameter

$$\frac{D}{2} = r = \sqrt{2k * \frac{3N + 1}{N}} \quad (28)$$

In equation (4.21), permeability term will change with respect to time. For permeability reduction, following equation was defined previously;

$$k_{in} = k (1 + C(1 - \exp(-k_e t))) \quad (21)$$

The constants C and k_e (rate of entrainment of particles) are specific for rock properties, and can be determined experimentally.

By using the equation (28), the change in radius with respect to time can be obtained. Wall shear stress-shear rate relationship for a YPL fluid is expressed as

$$\tau_w = \tau_y + K\dot{\gamma}^n \quad (29)$$

By using equation (4.24), one can calculate the wall shear stress by assuming the same pressure gradient and changing radius of the capillary tube. If equation (23) and equation (29) are combined and solved for velocity, the result would be,

$$v = \left(\frac{\tau_w - \tau_y}{K} \right)^{\frac{1}{n}} \left(\frac{rN}{3N + 1} \right) \quad (30)$$

2. EXPERIMENTAL WORK

In order to test the permeability reduction due to smearing effect, a permeameter is used. For simulating the smearing process, the core samples are exposed to smearing by pressing certain amounts of cuttings on one of the flat surfaces of the core mechanically using a dedicated setup developed for this purpose. Then, the samples are placed in a permeameter, and the modified permeabilities are measured in order to determine whether the permeability has changed or not due to the smeared solids. In this study, distilled water is used as the circulating fluid through cores. The permeameter is shown in Figure-3:



Figure 3: Permeameter

Cuttings, with known dimensions and surface areas are sprinkled on the visible flat surface of the core that is inserted into a wooden block that provides lateral mechanical support. (Figure-4). A heavy steel bended (curved) plate is rolled over the sample to simulate the whirling - plastering process for a certain number of times, which represents the rotation speed of the drill string. For realistic casing drilling operation, there is a ratio between casing diameter and the wellbore diameter. For this study, it is selected as 0.8, and the curvature of the steel plate is adjusted accordingly. The core surface is illustrated as the wellbore wall.



Figure 4: Benchtop setup designed for simulating smearing effect

3. RESULTS

3.1 Experiment Results and Model Comparison

The experimental tests were conducted for 4 different number of contact values between one of the core flat faces and the curved steel plate simulating the casing string, 3 different cuttings concentration values. It is known that there is a curvature ratio between the casing and the wellbore, depending on the casing and wellbore size. For this study, wellbore is assumed to be a flat surface, since the cores have flat surfaces. Therefore, a steel plate is bended sufficiently to

mimic the curvature between a casing and the wellbore. The rotation speed of the casing values were considered as the number of contacts happening per given time interval, such that 30 rpm is simulated as 30 times contact of the steel pipe with the core. Therefore, for each test, it is simulated as if the casing is rotated for a minute, and the reduction in the permeability values were observed.

As for the cutting concentration, it was assumed that there is a direct correlation between the volume of the cuttings per unit volume of a fluid, and the projected area of the cuttings reflected on a unit surface area. Therefore, it was arranged such that the cuttings concentration is equal to the cuttings area projected on the surface of the core sample.

The permeability values measured after conducting the tests using low contact force is presented in Table 1:

Table 1: Permeability values (md) measured during tests at low contact force

Number of Contacts	Cuttings Concentration		
	10%	50%	90%
10 contacts	141.3	100.7	81.9
30 contacts	103	95.6	58.8
60 contacts	68.9	58.91	39.48
80 contacts	49.85	31.7	28.6

Rate of entrainment of the particles, k_e , and C constants for given conditions were determined and presented in Figure-5 by the help of regression techniques using the data provided on Table-1.

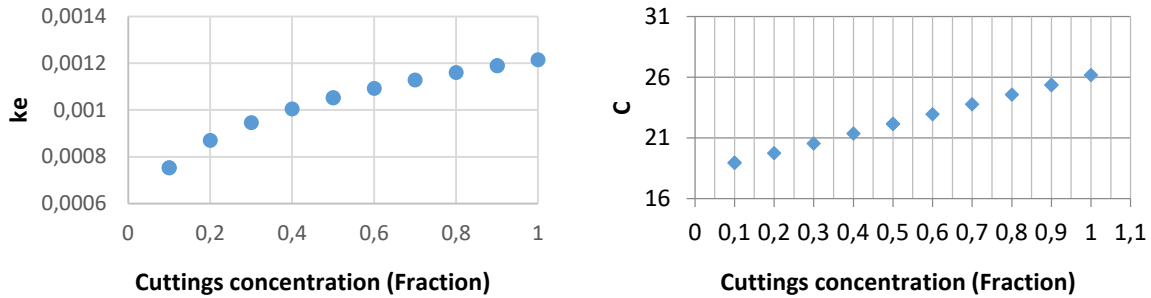


Figure 5: k_e and C changes due to the concentration

It appears that k_e and C values increase with increasing concentration. Following empirical equations can be used for calculating k_e and C . Please note that these values are only valid for low contact force case.

$$k_e = 3 \times 10^{-6} + 1212 \times 10^{-6} \times (\text{Concentration})^{0.2083} \quad (31)$$

$$C = 18.14 + (8.0375 \times \text{Concentration}) \quad (32)$$

These equations can be used directly in the new permeability model as presented in equation-21. As an example, results for 10, 50 and 90% concentration is presented in Figure-6.

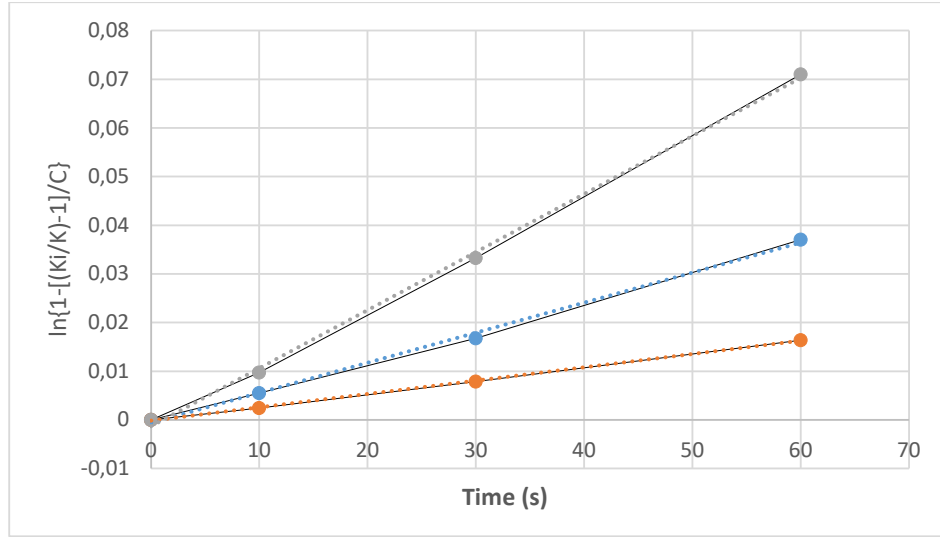


Figure 6: Model verification for 10, 50, 90% concentration values

According to the model, if the permeability reduction is due to cake forming type plugging, a linear relationship between the time and the equation given in the y-axis is expected. Since the plastering is similar to such plugging process, similar behavior is observed in Figure 6. The experimental results and model estimations for permeability values are compared in Figure-7.

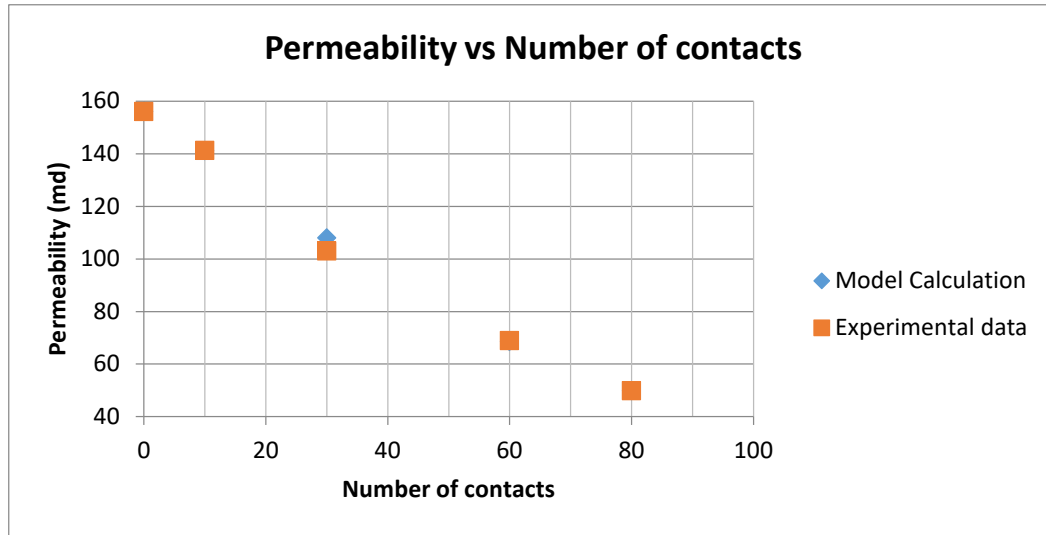


Figure 7: Comparison between the model and experiment

As seen from Figure-7, model and experimental results are in good agreement.

3.2 Sensitivity Analysis for the Case Study

For the case study, following base input parameters were used, as shown in Table-2:

Table 2: Base input parameters for the case study

Base Input Parameters		
n	0.8	-
Initial permeability	150	md
Porosity	0.1	-
Initial Radius	9.23×10^{-6}	m
$\Delta P/L$	10^8	Pa/m
Consistency Index	0.01	Pa.s ⁿ
Yield Stress	10	Pa

By using the base input parameters provided above, a plot of permeability, fluid front velocity, seepage rate, and seepage distance for the fluid for a given time can be shown as in Figures 8 & 9.

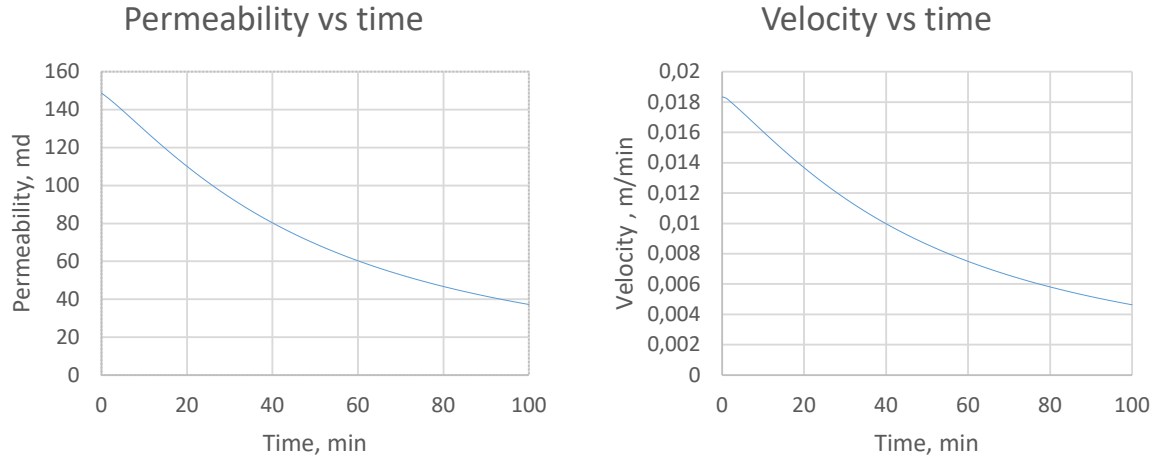


Figure 8: Permeability and seepage front velocity with respect to time

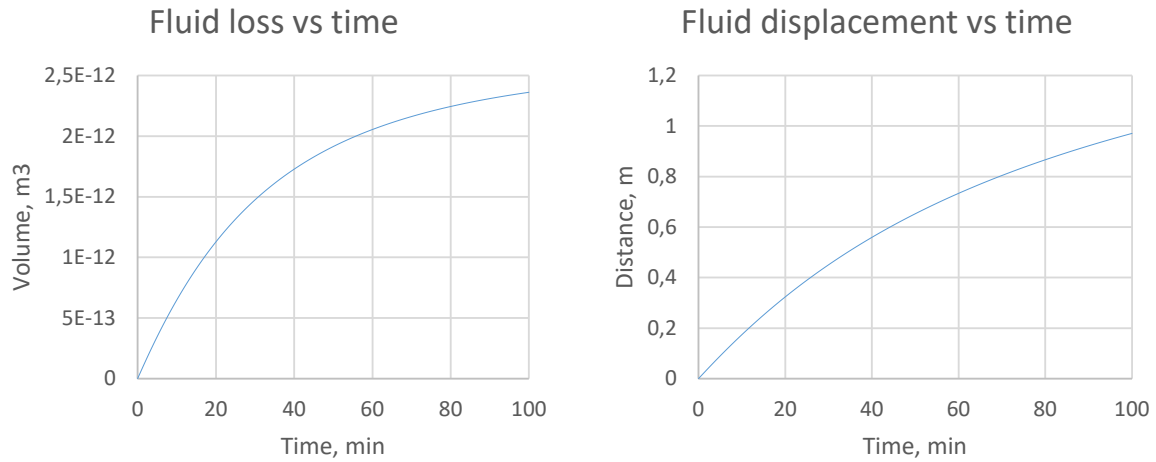


Figure 9: Seepage loss and fluid displacement with respect to time

These charts indicate that, if the duration for the plastering effect considered is long enough, permeability values approach to zero, indicating full plugging of the wellbore wall with cuttings. Therefore, invasion ability of the fluid into the formation vanishes. Because of that, fluid cannot flux, and thus, the velocity approaches to zero and displacement reaches to a plateau value. Similarly, since the flow channels of the fluid into the formation is completely plugged, fluid loss also mitigates. Total fluid lost into the formation also reaches to a certain constant value. In conclusion, after waiting long enough, the fluid can hardly seep into the formation due to the reduction in the permeability.

4. CONCLUSIONS

- Casing drilling has an impact on reducing lost circulation by plastering the particles into the wellbore wall. This plastering effect creates an artificial mud cake that leads a decrease in permeability around wellbore. That mud cake development was observed while conducting experiments.
- Experiments show that, as the rotational speeds or the number of contact values between the casing and the wellbore increases, the possibility of a cutting that could be plastered into formation increases. This increase leads to a decrease in permeability.
- The cuttings concentration has an effect on plastering effect. The more the cuttings suspend in the mud, the higher the chance for a cutting piece to get plastered, as long as the casing is whirling. Thus, as the cutting concentration increases, permeability decreases.
- As the cuttings plug the pore spaces in the wellbore, the flow is restricted. That restriction in the flow leads a decrease in invasion velocity of the drilling fluid. Moreover, the distance that can be penetrated by the drilling fluid decreases over time.

REFERENCES

- Civan, F., 2007, “Reservoir Formation Damage”, Second Edition, Gulf Professional Publishing, Elsevier, Burlington, USA.
- Karimi, M., 2010, “Wellbore Strengthening and Lost Circulation Prevention due to Plastering Effect of Casing Drilling in Depleted Reservoir,” MS Thesis, The University of Louisiana at Lafayette, Lafayette, Louisiana
- Karimi, Moji, Petrie, Scott, Moellendick, Eric, and Holt, Calvin, 2011, “A Review of Casing Drilling Advantages to Reduce Lost Circulation, Augment Wellbore Strengthening, Improve Wellbore Stability, and Mitigate Drilling-induced Formation Damage,” Paper SPE 148564 presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Muscat, Oman, 24-26 October (2011). DOI: 10.2118/148564-MS.
- Majidi, R., 2008, “Quantitative Analysis of Mud Losses in Naturally Fractured Reservoirs: The Effect of Rheology”, paper SPE 114130, presented the 2008 SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting held in Bakersfield, California, USA, 31 March – 2 April 2008
- Salehi, S., 2013, “Numerical and Analytical Investigation of Smear Effect in Casing Drilling Technology: Implications for Enhancing Wellbore Integrity and Hole Cleaning”, paper SPE/IADC 163514, presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 5-7 March, 2013.
- Van Oort E, Razavi S, 2014, “Wellbore Strengthening and Casing Smear: The Common Underlying Mechanism”, Paper IADC/SPE 168041, presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, Forth Worth, Texas, USA, 4-6 March (2014)
- Velmurugan, N., 2014, “Experimental Study of Plastering Effect During Casing While Drilling”, paper SPE 171997, presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference held in Abu Dhabi, UAE, 10-13 November 2014
- Wojtanowicz A.K., 1987, “Study on the Effect of Pore Blocking Mechanisms on Formation Damage” Paper SPE 16233 presented at SPE production Operations Symposium held in Oklahoma City, Oklahoma, March 8-10, 1987
- Watts, R.D., 2010, “Particle Size Distribution Improves Casing-While-Drilling Wellbore Strengthening Results”, paper IADC/SPE 128913, presented at the 2010 IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition held in New Orleans, Louisiana, USA, 2-4 February 2010.

MİSİNLİ-2K Well CASE STUDY

Guray Karakaya¹, İlker Caymaz², Muzaffer Görkem Gökdemir²

¹Baker Hughes

²Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

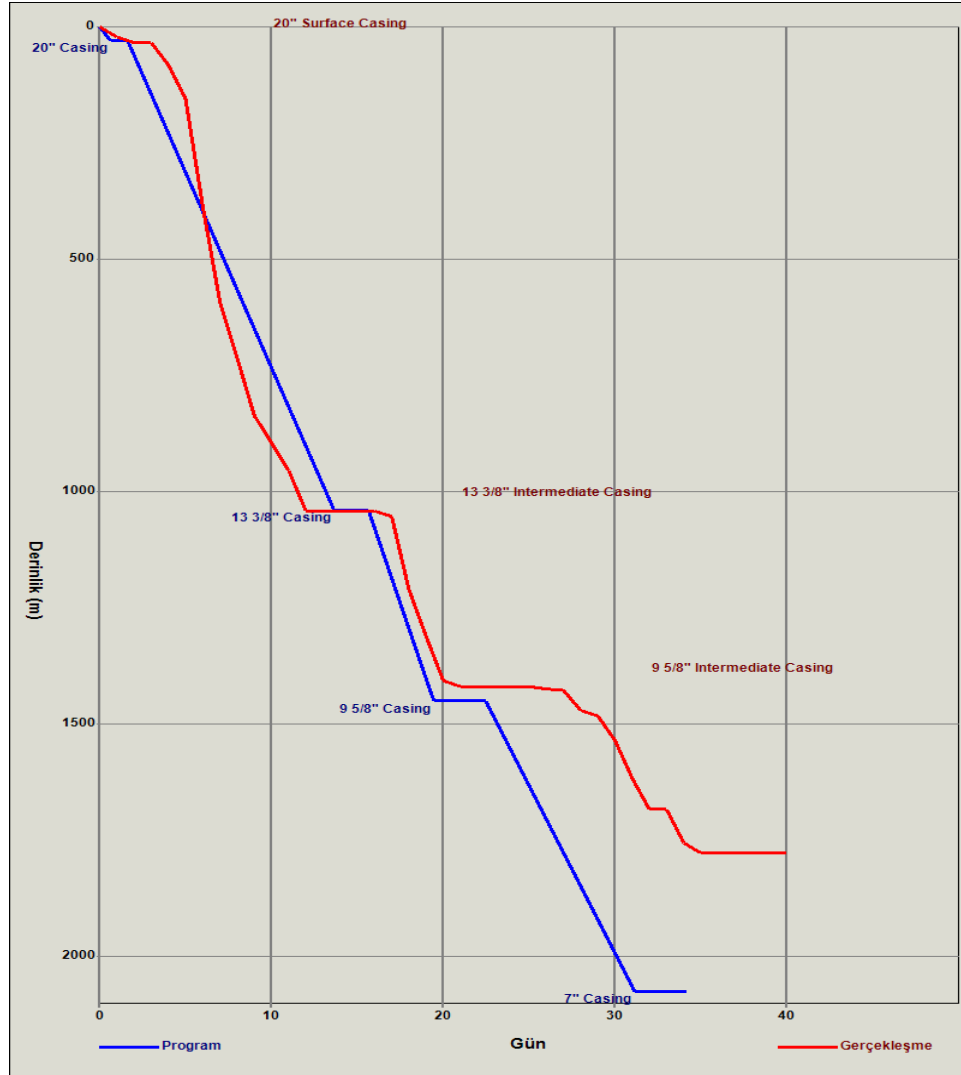
Misinli-2 was the previous well drilled where several combined drilling difficulties were experienced. The well had to be permanently abandoned before reaching target zone and final depth (1503 mMD) happened to be located between two fault lines which presented loss of circulation problems associated with micro-fractures induced by the fault tectonism. Combined with MW increment process due to influx flow from Osmancık formation, which created an incident where increasing back pressure under shut in well conditions initiated loss of circulation with rates up to 180 bbls/hr. Several days were spent on LCM applications along with various well control methods to mitigate the problem. It took a total of 24 days of effort to permanently abandon the well.

The main reason for all that took place seems to be mainly associated with a rather weak casing shoe set in Ergene+Kırcasalıh formation. This, in the end resulted in a low leak-off pressure which presented a MAASP of only 500 psi which later developed to be a huge problem whilst well control operations. Presence of aforementioned micro-fractures only made things worse.

In light of all that took place, the decision was to skid the rig 5 meters and drill a new well with a revised well program and a new action plan against loss of circulation problem.

Misinli-2K casing setting depth was revised and set 50 m deeper, this time inside Osmancık formation. Deeper set casing shoe provided higher leak off pressure and a much higher MAASP of 870 psi compared to the previous well. Max-Bridge system application was also put into action in order to seal and bridge micro-fractures induced by the fault tectonism.

As a result, inside the target formation, 348 mTVD was penetrated which required continuous and sensitive tracking. In the meantime only small amounts and instantaneous losses were observed, which were sealed swiftly. This was interpreted as the contribution of the Max-Bridge system. Although the well couldn't reach proposed target TD, the well was cased & cemented. Compared to previous well, the penetrated depth (110 mTVD) is certainly a success leading to a safely drilled, completed and an up to date producing well.



Analysis of Sinusoidal Buckling of Drill String in Vertical Wells Using Finite Element Method

Mehmet Cebeci¹, İsmail Hakkı Gücüyener², Mustafa Verşan Kök³

¹ Schlumberger

² GEOS Energy Inc.

³ Middle East Technical University

ABSTRACT

The present work focuses on the stability of drill strings in vertical wellbores. The first rigorous treatment of stability of drill strings for vertical wellbores was presented by Lubinski (1950) and his equation is till most widely used in the industry. Cunha (2004) stated that since Lubinski (1950) used power series to solve differential equation governing the stability problem, and the terms of power series become very large for long drill strings, therefore, after a certain length, the calculations may lead to inaccurate results. Mitchell and Miska (2011) stated that analytical solution for infinite-length drill string is used for deep vertical wells in the industry. The subject studied in this study is of great importance in designing the bottom hole assemblies in deep and ultra-deep vertical wells to eliminate problems associated with instability of drillstrings. The study includes Finite Element Method (FEM) solution of critical sinusoidal buckling force for 5 different drill collars with 21 different lengths starting from 1000 ft. up to 25000 ft. The main objectives of the study are to see the difference between post-buckling behavior of slender-dominated long hanging drillstrings with stiffness-dominated short hanging drill strings in vertical wellbores; to investigate the effect of flexural rigidity of drill collars on decrease of the critical buckling forces as a length parameter of the drill string; and to see the behavior and amount of decrease in the critical buckling forces as the length of the drill string increases. And, it is showed that critical buckling force decreases as the depth of the well increases according to FEM solutions, although, analytical solution gives only a fixed critical buckling force for a specific pipe independent from the length. Also, it is showed that post-buckling behavior of slender-dominated long hanging drill strings with stiffness-dominated short hanging drill strings in vertical wellbores are different.

1. INTRODUCTION

The buckling of drill string in oil, gas and geothermal wells is a critical problem that has been of interest to many researchers in the industry. Prevention of buckling of drill string is important since it may negatively affect the drilling operations. When buckling of drill string occurs, it may cause deviation control problems while drilling, inefficient load transfer to the bit, excessive torque values, even pipe failures due to fatigue. Continuous rotation of buckled drill string (when bending loads are applied) undergoes both tension and compression for every rotation of the drill string. This kind of loading on drill string produces stresses that are called fluctuating stresses. These fluctuating stresses decreases the life of the drill string significantly and causes early fatigue failure. Moreover, since buckled drill string gets in contact with wellbore, it may result in insufficient bit weight due to excessive frictional drag between drill string and wellbore.

For vertical wells, without applying weight-on-bit (WOB), drill string is straight if the wellbore is straight. With a small WOB, the drill string still remains straight. When WOB is increased up to so-called first critical buckling force, the straight form of the drill string is not stable anymore. The drill string buckles and gets in contact with the wellbore. If WOB is further increased up to so-called second critical buckling force, the drill string buckles second time and it is called buckling of second order. With higher WOB values, the buckling of third and higher order occurs.

A slight increase in WOB from first critical buckling force may result in the drill string to buckle into a snaking or sinusoidal shape (2-Dimensional) at the lower end of the drill string. As WOB is increased further, the degree of the sinusoidal buckling increases and drill string starts to rise from bottom of the hole in helical shape (3 Dimensional). That indicates that WOB is reached to another critical value at which drill string has a form of helix with total surface contact with wellbore. The drill string is defined as helically buckled.

Sinusoidal buckling of drill strings for vertical wells was studied in detail by Lubinski(1950) to prevent unexpected drill string failures due to fatigue and undesirable hole deviation problem from vertical. The assumptions done are; long drill string with no tool joint, drill string is centered completely to the wellbore, two ends of the drill string are hinged connections, and there is no rotation on drill string, and loading is “static loading”. The equation derived is:

$$F = 1.94(EI)^{1/3}w^{2/3} \quad (1)$$

where,

E is the Young Modulus for steel, psi.

I is the moment of inertia of the pipe cross section, in⁴.

w is the unit weight of the pipe, lb/in.

Lubinski(1950) used power series to solve differential equation for the instability problem and the method gives good results in the form of power series. Nevertheless, the power series terms get very large for long drill strings, and after a certain length, the results may be incorrect.

Then, in 1986, Wang(1986) proposed the exact coefficient for infinite pipe length in a vertical well as 1.018793 for Eqn.1. The equation found is:

$$F = 1.018793(EI)^{1/3}w^{2/3} \quad (2)$$

Wang(1986) used Airy functions to find the smallest root for the stability of the infinite length strings. He also stated that the coefficient of Eqn.1 is an unsatisfactory value because buckling of the long hanging string is quite different from the buckling of the stiffness-dominated short hanging strings. Wang(1986) proved that for practical purposes, one should use Eqn.2 to guarantee stability since all possible alignments the buckling force under free lateral motion is the true minimum.

Wu(1992) analyzed critical buckling force for vertical wells by using energy method. The equation derived is:

$$F = 2.55(EI)^{1/3}w^{2/3} \quad (3)$$

Salies and Cunha(1994) performed experiments for vertical buckling to verify Eqn. 1 on a stainless pipe having outer diameter, inner diameter, and length of 0.25 in., 0.21 in., and 643 in., respectively. A 2 in. ID tube was used to simulate the wellbore in the test set-up. A significant difference was noticed between calculated and measured values. The difference is explained by the imperfections present in the test pipe.

Salies and Cunha(1994) state that Lubinski(1950) calculated critical buckling force in vertical wellbores for a length of 7.94 dimensionless units, which is equivalent to around 400 meter. For strings with length greater than 7.94 dimensionless unit, the critical force is less than the predicted by Eqn.1.

Hajianmaleki(2013) used explicit finite element method to simulate buckling behavior of drill strings for vertical and curved wellbores. The authors showed that the results are quite similar for simulation results and analytical results. However, there are differences in the numerical simulation results and experimental results and these differences are explained due to model and experimental uncertainties and imperfections present in the experiments. The authors worked on the effect of inclination angle, length, formation stiffness, and effective weight of the drill string on buckling in detail.

Menand(2006) made a comparison of an advanced model of drill string mechanics with an experimental set-up. From the experimental results, it is shown that dog-legs has a strong effect on the buckling of drill string in deviated wells. Also, finite element simulations showed that rotation of drill string significantly reduces the critical buckling force for helical buckling.

Then, in 1986, Wang(1986) proposed the exact coefficient for infinite pipe length in a vertical well as 1.018793 for Eqn.1. The equation found is:

2. PURPOSE AND SCOPE

The main weakness of the analytical solutions of the buckling problem in vertical wellbores is their inability to calculate critical buckling forces for different length of drill strings. The reason is derivations of the equations are done either for a short length of drill string or for an infinite length of drill string. Although infinite drill string length solution is being used for deep vertical wells, there are still missing points in the literature about the variation of critical buckling forces as the length of the drill string increases.

The main purpose of this study is to develop a finite element model(FEM) to analyze elastic stability of five different drill collars for deep vertical wellbores by length sensitivity. The main objectives of the study are listed as follows:

- To see the difference between post-buckling behavior of slender-dominated long hanging drill strings with stiffness-dominated short hanging drill strings in vertical wellbores.
- To investigate the effect of flexural rigidity of drill collars on decrease of the critical buckling forces as the length of the drill string increases,
- To see the behavior and amount of decrease in the critical buckling forces as the length of the drill string increases,

- To compare the simulation results with different analytical solutions (short length solutions and infinite length solution) to see the validity of numerical finite element model.

3. MODELING AND VERIFICATION

3.1 Finite Element Analysis

Rao(2011) stated that finite element analysis is a numerical method that is being used to obtain solutions of different types of engineering problems including solid mechanics, heat and mass transfer, electromagnetic problems, and fluid mechanics. The main idea of the finite element method is to find a simpler approximate solution to a complicated problem. The existing mathematical tools may not be enough to find the analytical solution of most of the real problems. Therefore, in the absence of any analytical solution of a given problem, the finite element method is the most preferred numerical method to obtain approximate solutions.

To model the drill string, three-dimensional beam elements are used in this study. Three-dimensional beam element has six nodal displacements at each unconstraint node: three translational components and three rotational components in three coordinate axes. Therefore, a three-dimensional beam element for its two joints has 12 nodal coordinates which means the resulting element matrices will be of dimension 12x12 matrices. For buckling analysis, three-dimensional beam elements are suitable for implementing co-rotational formulation to handle rigid body motion. Secondly, stiffness matrix of the beam element includes geometric nonlinearity terms due to large deformation.

In this study, IDEASTM, stands for Integrated Dynamic Engineering Analysis SoftwareTM, is used. The IDEASTM, designed by Schlumberger, (provides 4D, time-based simulations that capture the entire drill string and wellbore geometry to ensure accurate modeling of cutting interface designs for drilling rock and milling metal applications. It was created in the 1990s in Smith Bits, a Schlumberger Company, for the purpose of designing Roller Cone Bits, gradually evolved and in 2003 became a powerful simulator of the bit and the entire drill string all the way to surface, capable of predicting vs. time the behavior of the lateral, axial and torsional accelerations; RPM oscillations and ROP estimations of particular interest for bit design and selection

3.2 Model Verification

IDEASTM will be validated for sinusoidal and helical buckling for deviated and horizontal wells by comparing analytical solutions. After validation, IDEASTM will be cleared to use for buckling for vertical wells. That is, IDEASTM software will be validated for most complicated cases; then it will be used for a simpler case. The reason is experimental results do not match with the analytical solutions due to geometric and material imperfections in the test set-up as stated by Salies and Cunha(1994).

3.2.1 Sinusoidal Buckling Validation for Deviated and Horizontal Wells

The objective of this section is to compare sinusoidal buckling phenomena predicted by IDEASTM against analytical equations in the literature. The most widely adopted critical compressive load inducing sinusoidal buckling for deviated and horizontal wells is given by Dawson and Paslay(1984). The equation is:

$$F_{cri_sin}^{dev} = 2 \sqrt{\frac{EIw \sin \theta}{r}} \quad (4)$$

wherein,

E is the Young Modulus for steel, psi.

I is the moment of inertia of the pipe cross section, in⁴.

w is the unit weight of the pipe, lb/in.

θ is the inclination, deg.

r is the radial clearance between pipe and hole, in.

To verify model with the analytical equation, a 10" frictionless wellbore with $\theta = 30^\circ$ and $\theta = 90^\circ$ are considered. The parameters for drill string are given in below Table A-1:

Table A-1: Parameters for Drill String for IDEASTM Simulation

Outer Diameter, in	3.5
Inner Diameter, in	2.602
Modulus of Elasticity, psi	3×10^7
Poisson's Ratio	0.286
Unit Weight of Drill Pipe, lb/ft	15.5
Length, ft	510

The mud weight is taken as 10 ppg which gives Buoyancy ratio as $k_B = 0.84733$. In the BHA, the bit is taken quite small (both diameter and length is 0.001"). Corresponding boundary conditions are:

- 1- At the top : Laterally Free Contact
- 2- At the bit : Laterally Free Contact

Based on the IDEASTM simulations, following results are found. The results are shown in the Table A-2:

Table A-2: Verification Summary for Sinusoidal Buckling Case

	Analytical Value	IDEAS TM	Error
F_{cri} - Sinusoidal at 30° Deviated Well	11.894 klb.	12.0 klb.	0.9 %

F_{cri} - Sinusoidal at 90 ⁰ Horizontal Well	16.800 klb.	17.5 klb.	4.0 %
---	-------------	-----------	-------

3.2.2 Helical Buckling Validation for Deviated and Horizontal Wells

The objective of this section is to compare helical buckling phenomena predicted by IDEASTM against analytical equations in the literature. The most widely adopted critical compressive load inducing helical buckling for deviated and horizontal wells is given by Wu(1992).The equations are:

$$p = \pi \sqrt{\frac{8EI}{F}} \quad (5)$$

$$F_{cri_hel_Wu}^{dev} = 3.657 \sqrt{\frac{EIw \sin \theta}{r}} \quad (6)$$

wherein,

E is the Young Modulus for steel, psi.

I is the moment of inertia of the pipe cross section, in⁴.

w is the unit weight of the pipe, lb/in.

θ is the inclination, deg.

r is the radial clearance between pipe and hole, in.

p is pitch for helical buckling, ft.

F is the axial compressive load, lbf.

Same drill string model, same mud weight, and same boundary conditions with sinusoidal buckling case are used and shown in the Table A-1. Based on the IDEASTM simulations, following results are found. The results are shown in the Table A-3:

Table A-3: Verification Summary for Helical Buckling Case

	Analytical Value	IDEAS TM	Error
F_{cri} - Helical at 30 ⁰ Deviated Well	21.75 klb.	20.80 klb.	4.35 %
F_{cri} - Helical at 90 ⁰ Horizontal Well	30.75 klb.	28.40 klb.	7.64 %

Pitch Length at 30 ⁰ Deviated Well	58.02 ft.	60.00 ft.	3.30 %
Pitch Length at 90 ⁰ Horizontal Well	37.45 ft.	39.00 ft.	3.97 %

Errors are less than 10% range which is quite acceptable for FEA cases. After verifying the IDEASTM simulation results with the analytical solutions for $\theta = 30^0$ deviated wells and $\theta = 90^0$ horizontal wells for both sinusoidal and helical buckling cases, the model is ready to use for vertical well analysis for sinusoidal buckling. Since, deviated and horizontal well analysis is more complicated than vertical well analysis for buckling, model is verified by more complex cases, and it is ready to use for vertical case.

4. SIMULATION RESULTS

After verification of the FEM model in previous section, simulations for vertical cases can be run for five different drill collars. Lubinski(1950) calculated critical buckling forces for three different drill collars (with OD 7 in, 6.25 in, and 4.75 in) and two different drill pipes. To understand sensitivity of the length parameter in FEM solution for critical buckling force for vertical wells, additional two different drill collars (with OD 9 in and 8.25 in) are included in the analysis. The properties of drill collars and the solutions for critical buckling force by Eq.1, Eqn.2 and Eqn.3 for these given drill collars are shown in Table A-4 below. This work is focused on buckling of drill collars; therefore, drill pipe buckling is out-of-scope. The reasons stated by Mitchell and Miska(2011) are drill pipe bodies and tool joints are manufactured to be durable in tension during drilling operation, therefore, it is not recommended to use drill pipes under compression. Also, to eliminate lateral movement of the drill pipes because of centrifugal forces whilst the drill pipe is being rotated, in vertical or nearly vertical wellbores, maintaining the drill pipe under effective tension is vital.

Table A-4: The Properties of Drill Collars and the Analytical Solutions for Critical Buckling Forces

TYPE	OD [in]	ID [in]	w [lb/ft]	I [in ⁴]	Eqn. 1[lb]	Eqn. 2[lb]	Eqn. 3[lb]
I	4.750	1.750	52	24.5	4655	2395	6119
II	6.250	2.250	91	73.6	9753	5122	12820
III	7.000	3.000	107	113.9	12564	6598	16515
IV	8.250	2.813	161	224.3	20681	10861	27184
V	9.500	3.000	217	395.4	30493	16013	40081

4.1 Simulations for 4.750 in. Drill Collars (Type I)

The results for different depths for 4.750 in. drill collars are found and critical buckling force versus depth curve is given in Figure 1 below:

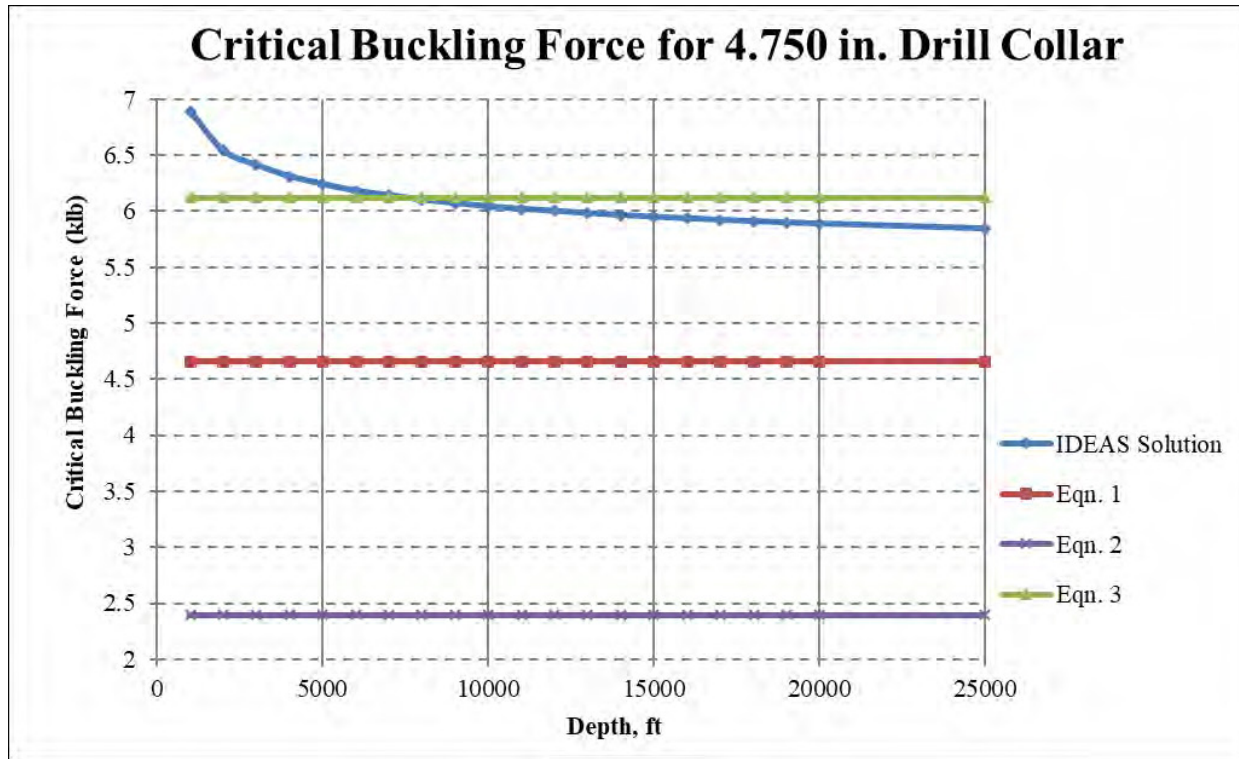


Figure 1: Critical Buckling Force vs Depth Curve for 4.750 in. Drill Collar

According to IDEASTM simulations, it is shown that critical buckling force is decreasing slightly as depth is increasing. Also, it found that at 1000 ft., the critical buckling force is 6890 lb. while at 25000 ft., critical buckling force is 5843 lb. There is a 15% reduction for critical buckling force as depth increases from 1000 ft. to 25000 ft. Eqn.1 and Eqn.2 give lower results compared to simulation result at 25000 ft. However, the simulation result at around 8000 ft. is the same as the results of Eqn.3.

4.2 Simulations for 6.250 in. Drill Collars (Type II)

The results for different depths for 6.250 in. drill collars are found and critical buckling force versus depth curve is given in Figure 2 below:

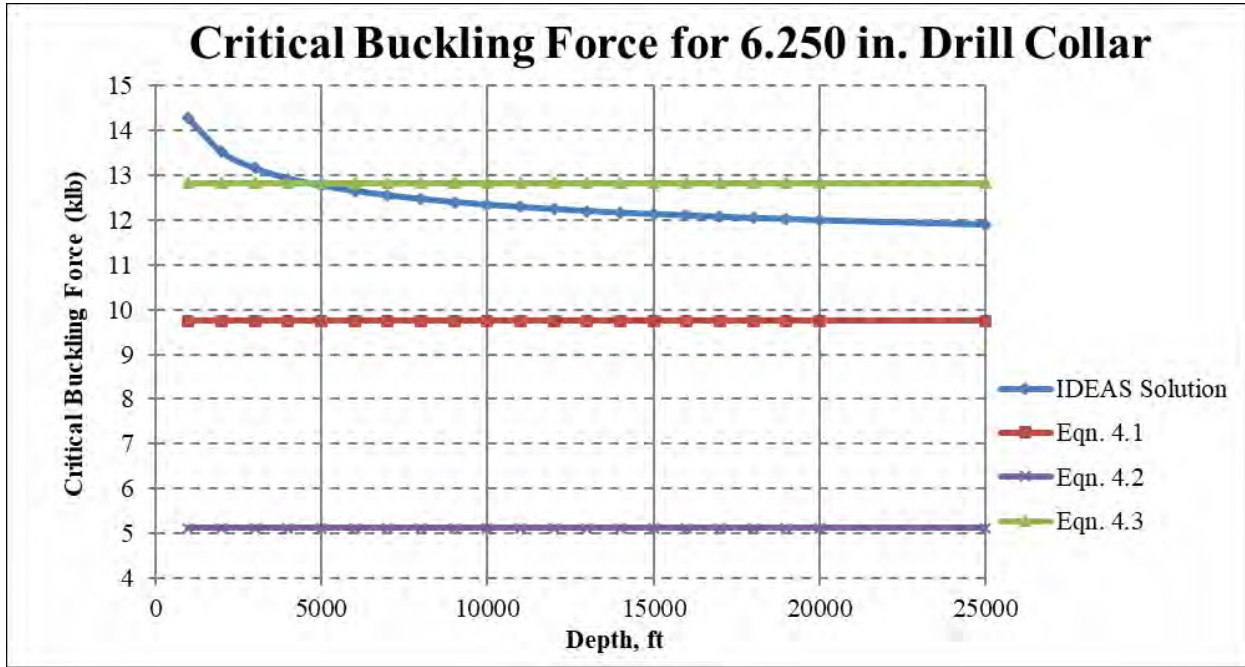


Figure 2: Critical Buckling Force vs Depth Curve for 6.250 in. Drill Collar

It is shown that critical buckling force is decreasing slightly as depth is increasing. The difference between the value of critical buckling force at 1000 ft. and 25000 ft. is 2390 lb. It was 1047 lb. for 4.750 in. drill collar. At 1000 ft., the critical buckling force is 14280 lb. while at 25000 ft., critical buckling force is 11890 lb. There is a 17% reduction for critical buckling force as depth increases from 1000 ft. to 25000 ft. Eqn.1 and Eqn.2 give even lower results compared to simulation result at 25000 ft. However, the simulation result at around 5000 ft. is the same as the results of Eqn.3.

4.3 Simulations for 7.000 in. Drill Collars (Type III)

The results for different depths for 7.000 in. drill collars are found and critical buckling force versus depth curve is given in Figure 3 below:

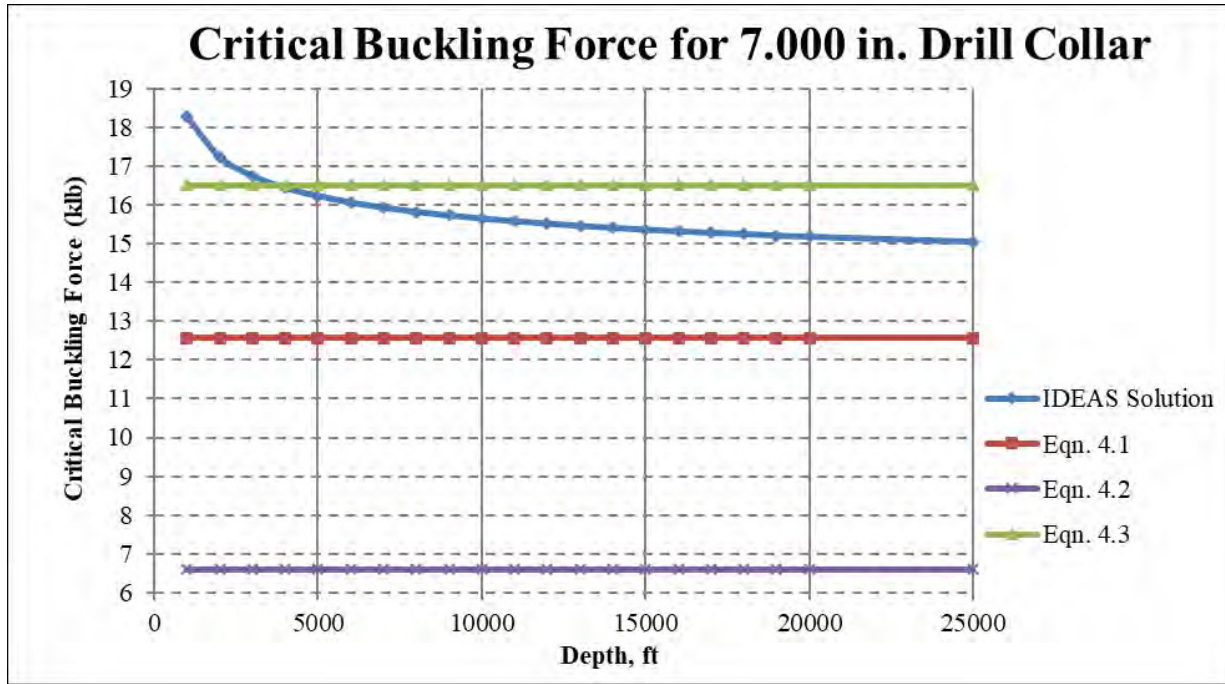


Figure 3: Critical Buckling Force vs Depth Curve for 7.000 in. Drill Collar

It is shown that critical buckling force is decreasing as depth is increasing. The difference between the value of critical buckling force at 1000 ft. and 25000 ft. is 3220 lb. It was 2390 lb. for 6.250 in. drill collar. At 1000 ft., the critical buckling force is 18270 lb. while at 25000 ft., critical buckling force is 15050 lb. There is a 16% reduction for critical buckling force as depth increases from 1000 ft. to 25000 ft. Eqn.1 and Eqn.2 give even lower results compared to simulation result at 25000 ft. However, the simulation result at around 4500 ft. is the same as the results of Eqn.3.

4.4 Simulations for 8.250 in. Drill Collars (Type IV)

The results for different depths for 8.250 in. drill collars are found and critical buckling force versus depth curve is given in Figure 4 below:

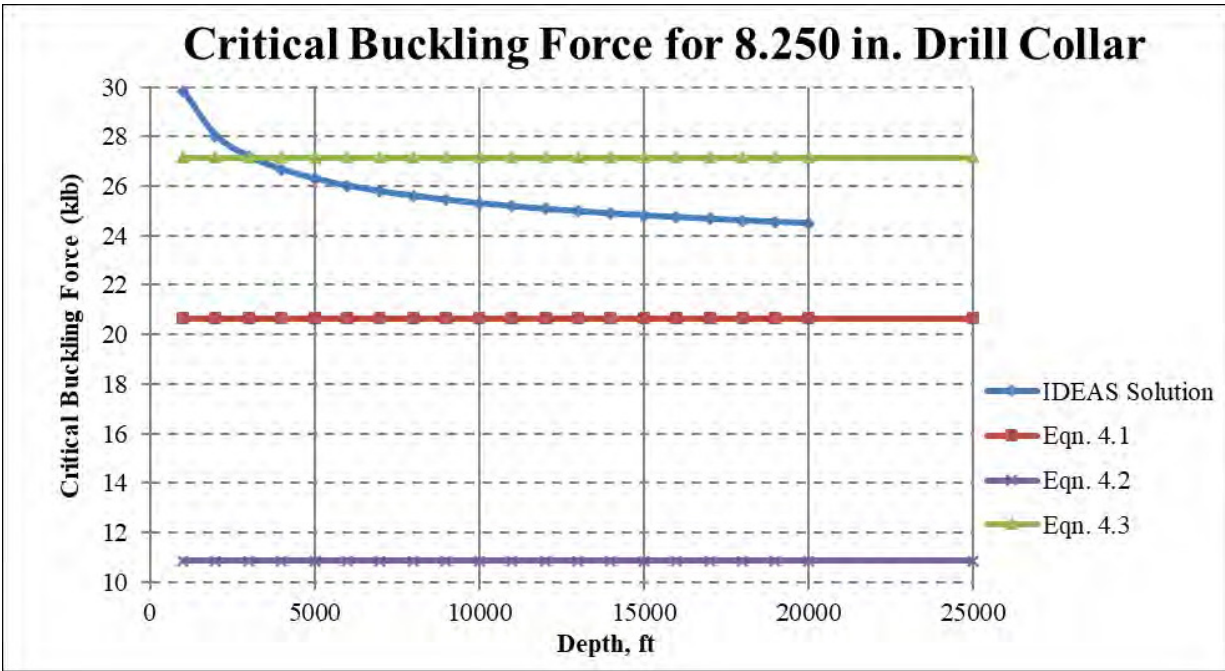


Figure 4: Critical Buckling Force vs Depth Curve for 8.250 in. Drill Collar

It is shown that critical buckling force is decreasing as depth is increasing as expected. The difference between the value of critical buckling force at 1000 ft. and 20000 ft. is 5340 lb. It was 3220 lb. for 7.000 in. drill collar. At 1000 ft., the critical buckling force is 29840 lb. while at 20000 ft., critical buckling force is 24500 lb. There is 18% reduction for critical buckling force as depth increases from 1000 ft. to 20000 ft. However, the simulation result at around 3000 ft. is the same as the results of Eqn.3. Simulations cannot be run for 8.250 in. drill collars at 25000 ft. due to convergence problem in the model. Therefore, simulations are done up to 20000 ft. for 8.250 in. drill collars.

4.5 Simulations for 9.500 in. Drill Collars (Type V)

The results for different depths for 9.50 in. drill collars are found and critical buckling force versus depth curve is given in Figure 5 below:

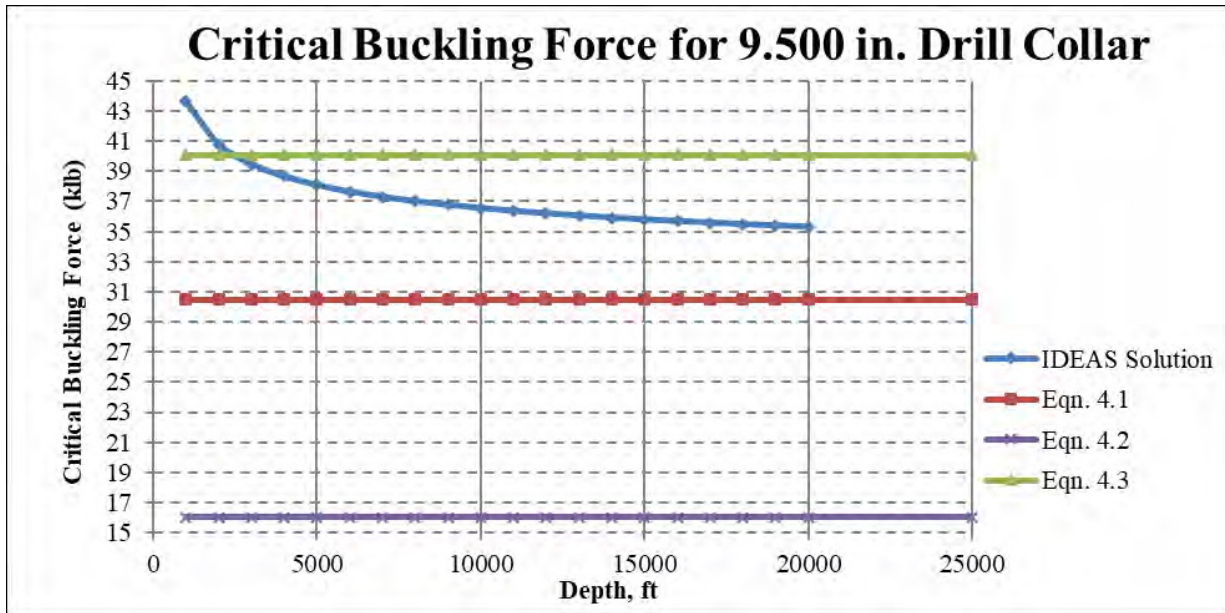


Figure 5: Critical Buckling Force vs Depth Curve for 9.500 in. Drill Collar

It is shown that critical buckling force is decreasing as depth is increasing as expected. The difference between the value of critical buckling force at 1000 ft. and 20000 ft. is 8310 lb. It was 5340 lb. for 8.250 in. drill collar. At 1000 ft., the critical buckling force is 43620 lb. while at 20000 ft., critical buckling force is 35310 lb. There is a 19% reduction for critical buckling force as depth increases from 1000 ft. to 20000 ft. However, the simulation result at around 2000 ft. is the same as the results of Eqn.3. Simulations cannot be run for 9.500 in. drill collars at 25000 ft. due to convergence problem in the model. Therefore, simulations are done up to 20000 ft. for 9.500 in. drill collars.

The results taken from the simulations are summarized in the below Table A-5:

Table A-5: Simulation Results Comparison Chart

Simulation Results					
Type	Drill Collar Dia., in	FEM Solution, lb.		Amount of Decrease in Critical Force, lb.	% Decrease of the Critical Force
		at 1000 ft.	at 25000 ft.		
I	4.750	6890	5843	1047	15
II	6.250	14280	11890	2390	17
III	7.000	18270	15050	3220	16
IV	8.250	29840	24500*	5340	18
V	9.500	43620	35310*	8310	19

*Results for 20000 ft. length.

5. CONCLUSION AND RESULTS

Results related to comparisons with analytical solutions are given below:

- It is showed that critical buckling force decreases as the depth of the well increases according to IDEASTM simulations, although, analytical solutions give only a fixed critical buckling force for a specific pipe independent from the length.
- Both Lubinski's short-length solution (Eqn.1) and Wang's infinite-length solution (Eqn.2) underestimate the critical buckling force for each depth from 1000 ft. to 25000 ft. for each drill collar compared to FEM solution results.
- Wu's solution(Eqn.3) curves intersect with IDEASTM simulation curves at one point (between 0 ft. and 5000 ft. except 4.5 in. drill collar) for all drill collars analyzed. Before the intersection point, Wu's equation underestimates the critical buckling force compared to IDEASTM simulations. After the intersection point, the case is the opposite. Therefore, Wu's equation gives better results for short-length drill strings to IDEASTM simulation compared to other analytical solutions.
- Moreover, Wu's equation gives the closest results to IDEASTM simulation results compared to other analytical solutions for all lengths analyzed. The error is $\pm 10\%$ range. Therefore, for both shallow and deep vertical wells, Wu's equation should be used for practical cases.

Results related to flexural rigidity of the drill collars are given below:

- From these results, it can be concluded that post-buckling behavior of slender-dominated long hanging drill strings with stiffness-dominated short hanging drill strings in vertical wellbores are different. Therefore, it can be concluded that length of the drill string is also another parameter to determine the critical sinusoidal buckling force for vertical wells. Also, from IDEASTM simulation curves, it can be seen that after a certain point, the behavior of the drill string is changing since the slope of the curve is changing dramatically which shows that stiffness domination decreases and slenderness effect increases after that point.
- For small size drill collars, IDEASTM simulation result curves are closer to the Wu's solution curves for each length analyzed. However, as the diameter of the drill collar increases, IDEASTM simulation result curves starts separation from Wu's solution curve towards the Lubinski's solution.
- According to simulation results, for small diameter drill collars, the decrease in critical buckling force value from 1000 ft. to 25000 ft. is small, but, for larger drill collars, the amount of decrease is higher (Table A-5).
- In simulation results, it is observed that the difference between the critical buckling force at 1000 ft. and 25000 ft.(20000 ft. for 8.25 in and 9.5 in drill collars), is increasing as the diameter of the drill collars increasing.

After it is concluded that critical buckling force decreases as the depth of the well increases according to IDEASTM simulations, this change can be reflected as a change in the coefficient of the analytical equations since the analytical solutions are in the same format except the coefficient. In the appendix section, variable coefficient curves are prepared according to FEM

solutions for these five drill collars to find an approximate coefficient of the equation for different.

ACKNOWLEDMENT

The authors of this paper would like to acknowledge the support of Schlumberger.

NOMENCLETURE

E	Modulus of Elasticity in Compression [Pa]
F	Axial Compressive Force [lb]
F_{cri}	Critical Buckling Force [lb]
$F_{cri_hel}^{dev}$	Critical Helical Buckling Load for Deviated Wells [lb]
$F_{cri_sin}^{ver}$	Critical Sinusoidal Buckling Load for Vertical Wells [lb]
$F_{cri_sin}^{dev}$	Critical Sinusoidal Buckling Load for Deviated Wells [lb]
I	Moment of Inertia of Area [in^4]
k_B	Buoyancy Ratio
L	Length of the Bar [ft]
p	Pitch for Helical Buckling [ft]
w	Unit Weight of the Drill String [lb/ft]
r	The radial clearance between pipe and hole, in
BHA	Bottom Hole Assembly
FEM	Finite Element Method
IDEAS	Integrated Dynamic Engineering Analysis Software
WOB	Weight on Bit
θ	Well Deviation from Vertical [$^\circ$]

REFERENCES

1. Cunha J.C. 2004. Buckling of Tubulars Inside Wellbores: A Review on Recent Theoretical and Experimental Works. SPE Drill & Compl 19(1): 13-19.
2. Dawson R. and Paslay, P.R. 1984. Drillpipe Buckling in Inclined Holes. J. Pet Tech 36(10): 1734-1738.
3. Hajianmaleki M., Daily J.S., Ring L., Gandikota R. 2013. Critical Buckling Load Assessment of Drill Strings in Different Wellbores Using the Explicit Finite Element Method, Paper SPE 166592 presented at SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, UK.
4. Lubinski A. 1950. A Study of the Buckling of Rotary Drilling Strings. API-50-178, Drilling and Production Practice, 178-214.

5. Menand S., Sellami H., Tijani M. and Akowanou J. 2006. Buckling of Tubulars in Actual Field Conditions, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX.
6. Mitchell R.F. and Miska S.Z. 2011. *Fundamentals of Drilling Engineering*. SPE, Richardson, TX.
7. Rao S. S. 2011. *Finite Element Method in Engineering*, New York: Elsevier.
8. Salies J.B., Cunha J.C.S., Azar J.J., Soren, J.R. 1994. Experimental and Analytical Study of Sinusoidal Buckling in Vertical Wells. Paper SPE 29164 presented at the SPE Eastern Regional Conference and Exhibition, Charleston, WV.
9. Wang C. Y., 1986. A Critical Review of the Heavy Elastica. *Int J Mat Sci* 28(8): 549-559.
10. Wu J. 1992. Buckling Behavior of Pipes in Directional and Horizontal Wells. PhD Dissertation, Texas A&M University.

Ülkemizde Elektrikli Sondaj Makinalarının Kullanımı

Umran Serpen¹, İsmail Susamcıoğlu²

¹ NTU Jeotermal Danışmanlık

² Karyek

ÖZ

Bu çalışmada elektrikli sondaj makinalarının tarihsel gelişimi incelenerek anlatılmış ve bu tür sondaj makinaların güç tahsisi yaparak, daha verimli çalıştıklarından bahisle önemli miktarda yakıt tasarrufu yaptıklarına işaret edilmiştir. Yapılan ekonomik analiz sonunda, bu makinaların hem AC-SCR_DC, hem de AC-VFD-AC ünitelerinin mekanik makinalara göre daha yüksek olan maliyetlerine rağmen, bunları çok kısa zamanda geri ödedikleri gözlenmiş ve sonuçlar rapor edilmiştir.

1. GİRİŞ

Günümüzde elektrikli sondaj makinaları sondaj endüstrisinde yaygın olarak kullanılmaktadır. 1950’li yıllardan sonra kullanıma giren bu makinaların teknolojilerinde 3 aşamalı bir gelişme yaşanmış ve güncel duruma gelinmiştir. Bu dönemler boyunca, ülkemizde hep mekanik sondaj makinaları kullanılmıştır. Bunun nedenleri üzerinde durulmamış ve incelenmemiştir. Bu makinalar çok yakın zamanda ülkemizde kullanılmaya başlanmıştır.

Bu çalışmada elektrikli makinaların ortaya çıkmasından sonra, bu alanda yaşanan teknolojik gelişmeler anlatılmakta ve elektrikli makinaların mekanik makinalara göre daha yüksek verim ve düşük maliyetlerinin ve diğer avantajlarının nedenleri incelenerek sunulmaktadır.

2. ELEKTRİKLİ SONDAJ MAKİNALARI

Elektrikli sondaj makinaları 1950’li yıllarda devreye girdiler ve o zamandan beri 3 ayrı makina jenerasyonu daha gelişmiştir.

İlk imal edilen makinalar DC-DC olarak adlandırılan doğru akım makinalarıydı. Bunların jeneratörleri doğru akım üretir ve doğru akım motorları da elektrikten mekanik enerji üretirlerdi. Genelde drawworks’ta (vinç) iki DC motor bulunur, pompaların herbirinde bir adet olmak üzere toplam 4 adet doğru akım jeneratör ve motoru bulunurdu. Elektrojen grubu ise AC-AC olarak çalışırdı. Bu makinalarda çalışan her bir motora bir DC diesel-jeneratör tahsis edilirdi. Bu makinalar artık imal edilmiyor.

Bu sondaj makinalarında DC motorların kullanılması, doğru akım motorunun değişken hız-tork ilişkisini sağlayabilmesindendir. Bu motorlar, hıza bağlı olarak ürettikleri tork’u katlayabiliyorlar. Ani ve yüksek yük altındaki kalkışlarda, sorun yaşamıyorlar. Mekanik olarak tahrik edilen sondaj makinalarında tork katlama işlemi “torque converter” denilen motora hemen bağlanan cihazlarla gerçekleştiriliyordu ve hala da öyledir. DC motorlar, diesel motorların sergiledikleri performansa benzer güç karakteristiği sergiliyorlar ve bu nedenle ilk elektrikli sondaj makinalarında kullanılmışlardır.

İkinci jenerasyon elektrikli sondaj makinalarında güç dağıtımı, doğrudan (bir motora-bir jeneratör) olmak yerine, tek bir güç üretim merkezini oluşturan diesel-jeneratör gruplarının (AC)

ürettiği elektriğin etken bir şekilde sondaj makinasının çeşitli elemanlarına (gereksinim olan yerlere) dağıtılmasının sağlanmasıdır. Bu makinaların bir avantajı da, şebekeye yakınlarsa, oradan daha ucuza alacakları akım ile çok ekonomik olarak çalışabilmeleridir. Elektrik dağıtım şebekesi olan bir yerde, uygun fiyatta alınacak elektrik ile bu iş gerçekleştirilebilir. Normal koşullarda makinaya ait AC jeneratörlerinin ürettiği alternatif akım elektriği SCR (silicon controlled rectifier) veya (thyristor) denilen cihazlarla doğru akıma çevriliyor ve bu akım da değişik fonksiyonlar icra eden sondaj makine elemanlarına takılı DC motorlara dağıtılıyor. Bu dağıtım da gereksinime göre yapılıyor. Böylece fazla güç üretimi de engellendiği için, enerji ve yakıt tasarrufu sağlanıyor. Bu yolla büyük güç üretim makinalarına da ihtiyaç duyulmadığı için, yatırımda da tasarruf sağlanabiliyor.

1980’li yıllardan itibaren frekans kontrolü olayı devreye girmiştir. VFD (variable frequency drive) veya “adjustable-frequency drive” (AFD) denilen bu cihazlarla AC motorlarında da hız değiştirilerek torkun değiştirilebilmesi sağlanmıştır. Bu nedenle yeni, ya da 3. jenerasyon ve modern elektrikli sondaj makinaları AC-VFD-AC olarak imal edilmeye başlanmıştır.

VDF kullanımının yararlarına gelince:

- VDF uygulamalarında, gerekli tork hızın karesi ile ve gerekli güç ise hızın kübü ile değiştiği için, bu da çok küçük hız azalmaları için büyük güç düşümleri yaratırlar. Motor %100 yerine %50 hızında kullanırsa, enerjinin de olması gerekenin % 25’ini harcar.
- Tek hızla başlayan motorlar, motora yüksek başlangıç torku uygularlar. Akım tam-yük akımının 10 misline çıkar. VDF motoru özel bir pattern’de çalıştırarak mekanik ve elektrik gerilimleri daha da düşürülür.
- VDF’ler daha sıkı proses kontrolü sağlarlar. Aslında, modern AC VDF’ler çabuk tork yanıtı verme açısından ve hız doğruluğu açısından DC’lere çok yakındırlar. Bununla birlikte, AC’ler DC motorlara göre daha güvenilir ve daha ekonomiktirler.

Ülkemizdeki petrol ve jeotermal sektöründe 2500 m üzerindeki derinliklerde yapılan sondajlarda genellikle 1970’li yılların ortasından itibaren 3000 m’yi aşan derinliklerde F-200 ve 4000 m’yi aşan derinliklerde F-320 mekanik sondaj makineleri kullanılmaktaydı. F-200 makinalarının vinç gücü 1100 hp, F-320’lerin ise 1500 hp civarındadır. F-200 makinelerinin hidrolik gücü 1200 hp civarındaki “duplex” veya 1600 hp civarındaki “triplex” (F-320 için de) çamur pompalarıyla sağlanmaktadır. Sonraki bölümde incelenecek elektrikli sondaj makineleri bu iki tip üzerinde yoğunlaşacaktır.

Her iki elektrikli makine alternatiflerinin mekanik makinalara göre avantajı, boyutları çok büyük olan aktarma organlarının (zincir-şaft ve dişli donanımlarının) ortadan kalkması dolayısıyla, nakliyatın hafiflemesi ve bu kısmın bakımından tasarruf edilmesidir.

3. ELEKTRİKLİ SONDAJ MAKİNA KULLANIMININ EKONOMİSİ

Bir ekonomik değerlendirme yapabilmek için öncelikle elektrik makine maliyetinin mekanik olanlara göre değerlendirilmesi gerekmektedir.

McNair (1980) 1500 hp’lık bir makine için bu karşılaştırmayı yapmış ve aşağıdaki deneyimlerinden elde ettiği varsayımlar üzerine ekonomik değerlendirmeyi yapmıştır:

- Elektrikli makinenin maliyetinin mekaniğe göre %2 daha fazla olduğuna işaret etmiştir.

- Yakıt tasarrufu açısından, eşdeğer mekanik ünite için SCR ünitesinin yakıt tasarruf oranını 0.80 olduğunu belirtmiştir.
- Sistem güvenilirliği ve duruşlar açısından SCR sisteminin dağıtım esnekliği ve ortak bir dağıtım yeri dolayısıyla emre amadeliliğini %100 mekanik üniteninkini ise, herhangi bir önemli mekanik sorun nedeniyle duruş dolayısıyla %95 olarak kabul etmiştir.
- Tamir bakım açısından birinde makinist ve öbüründe elektrikçi kullanımını eşit kabul ederken, mekanik malzemenin elektrige göre ana makine maliyeti üzerinden %5 daha fazla malzeme kullanılacağını vazetmiştir.

Maliyet farkının yapılan tasarruflara (yakıt+ emre amadelilik+ tamir bakım) oranı geri ödemenin 2 ay gibi kısa bir zamanda erişileceğine işaret etmiştir. Elektrik makine için bu olağanüstü kısa geri ödeme süresi, o devirde SCR ünitesi maliyet farkının çok düşük olması ve yakıt fiyatlarının İran olayları nedeniyle çok yüksek olması (1US\$/gal veya 26.5 cent/L) nedeniyledir. Güncel durum farklıdır.

F-200 (1100 hp) ve F-320 (1500 hp) mekanik ünitelerin eşdeğeri elektrik üniteler için güncel sayılabilecek yukarıdakine benzer bir değerlendirme aşağıdaki gibi yapılmıştır:

1100 hp ünite:

- Elektrikli makinenin maliyetinin mekaniğe göre %45,4 daha fazla görünmektedir.
- Mekanik ünite yakıt harcaması 3250L/gün (average of 25 wells) ve maliyeti 3283 US\$, Şebekeye bağlanan SCR ünitesi maliyeti 1283 US\$/gündür. SCR ünitesi yakıt tasarrufu 2000 US\$/gün olup 735000 US\$/yıl olacaktır. Diesel jeneratör grubundan elektrik üretimi halinde, SCR ünitesi maliyeti 2700 US\$/gün ve yakıt tasarrufu ise 583 US\$/gündür. Bu da 212795 US\$ edecektir.
- Sistem güvenilirliği açısından, mekanik ünite %95 ile yılda 18 gün kaybedecektir. Makine kirası 18000 US\$/Gün olduğuna göre. Elektrik makine avantajı 324000US\$/yıl olacaktır.
- Tamir bakım için makine maliyetinin %5'i 637000 US\$ yapacaktır.

Şebekeye bağlanma halinde toplam tasarruf, $735000 + 324000 + 637000 = 1696000$ US\$/yıl olur. Diesel-jeneratör grubuna bağlanma durumunda toplam tasarruf, $21795 + 324000 + 637000 = 1173795$ US\$ olur. İki makine maliyet farkı 2181210 US\$ olduğuna göre;

Şebekeye bağlanma halinde Geri Ödeme = $2181210 / 1696000 = 1.3$ yıl olur.

Makinenin kendi Diesel-jeneratör grubuna bağlanma halinde Geri Ödeme = 1.85 yıl olur.

4. TARTIŞMA

Ülkemizde kullanılan sondaj makinalarının ezici bir çoğunluğu mekanik ünitelerden oluştuğu bilinen bir gerçektir. Ülkemiz giderek derinlikleri artan sondajları daha verimli çalışan ve yakıt tasarrufu yapan ve daha kolay taşınıp, kurulabilen elektrikli sondaj makinelerine geçiş yapmada en az 60 yıl gecikmiştir. Bunu yapmadığı için de, yetmişmiş iş gücü ve mühendislik konusunda geri kalmıştır. Yurt dışındaki sondaj ihalelerine katılan sondaj şirketlerimizin önün bu tür şartlar konulacaktır.

Yukarıdaki çalışmalar elektrikli ve mekanik sondaj makine maliyetleri arasındaki fark ve yakıt fiyatının ekonomik değerlendirmede önemli rol oynadığına işaret etmektedir. Bunun yanında,

elektrikli makinalara şebekeden besleme ile kendi diesel-jeneratör gruplarını bu amaçla kullanmada ciddi bir önem taşımaktadır. Bu konuda şebekeden beslenme oldukça ekonomik görünmekte ve önemli bir miktar yakıt tasarrufu sağlamaktadır. Bu tür elektrik tedariki açısından şebekeye ulaşım önemlidir. Bu 30000 US\$'lık bir transformatör ve ulaşım kablosu ile sağlanabilir.

Son yıllarda çevre duyarlılığı giderek önem kazanmaktadır. Meskûn yerlere yakın yapılan sondajlarda gürültüyü minimize etmek önemli bir avantaj sağlayacaktır. Bu da ancak şebekeden elektrik almakla yapılabilir.

Son yıllarda hem petrol hem de jeotermal endüstride delinen kuyuların derinlikleri artmış ve artmaya da devam etmektedir. Mekanik tahrikli sondaj makinalarının drawworks, rotary masası ve pompalara güç iletimi devasa aktarma organları gerektirmekte ve bunların nakliyat sırasında taşınması ve kurulumları sırasında yarattıkları güçlükler sorun yaratmaktadır. Elektrikli sondaj makinalarında bu sorun ortadan kalkmaktadır.

Yapılan çalışmalar mekanik makinelerdeki %12-15 arasında değişen yakıt harcamalarının toplam maliyete oranları, makine diesel-jeneratör grubunun çalıştırılmasıyla %10, şebekeden beslenme ile %6 seviyelerine çekildiğini göstermektedir.

Yukarıdaki çalışmalar elektrikli sondaj makineleri maliyetlerinin en geç 2 yıl içinde kendisini geri ödediği göstermektedir.

5. SONUÇ VE ÖNERİLER

Yukarıda anlatılanların ışığı altında aşağıdaki sonuçlara ulaşmak mümkündür:

- Ülkemiz, geri kaldığı elektrikli sondaj makineleri konusundaki stokunu geliştirmeli ve bu konudaki eksikliklerimizi onarmak yanında, birçok konuda gelişmiş bulunan sondaj endüstrimizi daha ileri bir seviyeye taşıyacaktır.
- Elektrikli sondaj makineleri meskûn yerlerde gürültüyü minimize ederek çalışma imkânı sağlayacaklar ve çevreyi rahatsız etmeden sondaj yapma olanağı vereceklerdir.
- Elektrikli sondaj makineleri kullanımı hem daha verimli ve yakıt tasarruflu çalışma yanında, nakliye ve montaj aşamalarında da tasarruf sağlayarak sondaj maliyetlerimiz düşürecektir.
- Bu çalışmada elektrikli sondaj ünitelerinin göreceli yüksek maliyetlerini bir iki sene içinde geri ödeyeceği görülmüştür.

Teşekkür

Yazarlar bu çalışmanın yapılması için verdikleri destek için Karyek, Karadeniz Holding'e sonsuz teşekkürlerini sunarlar.

REFERANSLAR

McNair, W., 1980. The Electric Drilling Rig Handbook, Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma.

Loss Circulation through Wide Fractured Formation: Review on Concept Theories and Recent Studies

Ali Ettehad¹, Meltem Tezcan¹, Gürşat Altun³

¹ İKÇÜ Mimarlık ve Mühendislik Fakültesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

² İTÜ Maden Fakültesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

ABSTRACT

Preventing loss circulation is highly challenging problem during drilling operations. High loss circulation results in cost increase and well instability related problems along with contaminating productive formations. Lost circulation materials (LCM) are used to prevent partial or total losses through pore throat and fractures. Special LCM treatments may be applied in the case of severe losses for wide fractures. However, the outcomes of all these efforts have not been leading to provide a valid theory or protocol in early time wide fracture sealing.

This paper attempts to provide a comprehensive review on concept and theories introduced for sealing wide fractured formation. The emphasis of this review is on experimental and theoretical researches to highlight the limitations of existing knowledge in this field. Lost circulation material (LCM) sizes and concentrations, bi-modal and tri-modal LCM particle size distribution, the relationship between particle size and concentration of LCM, particle size distribution of LCM, fracture size and LCM combination quantity were previously investigated as the essential parameters having critical contribution in fracture sealing time.

It has been observed that selecting the appropriate LCM size, type and concentration may partially prevent fluid losses for wide fractures. However, early-time plugging is still a critical factor in efficient wide fractures sealing. Phenomena affecting early-time fracture sealing have not been well defined yet.

Keywords: Loss Circulation, Wide Fracture, Early-Time Fracture Sealing

1. INTRODUCTION

Lost circulation is known as drilling fluid invasion into the formation which is naturally fractured and high permeable zones. It is one of the most significant problems that increase the operational costs and create serious issues while drilling operations (Howard & Scott Jr, 1951). Cost of drilling is substantially affected as circulation is continuously lost during drilling weak and highly fractured formations. A quick glance at some published statistical data verifies this fact. Operators in the Gulf of Mexico (GOM) were forced to spend USD \$1 billion annually to combat severe lost circulation, stuck pipe, collapsed hole, well control issues, and other difficulties on unstable wellbore (Redden, 2009). Circulation loss occupied 12.7% of total drilling non-productive time estimated for 2520 gas wells drilled in water depths of 600 ft or less and a total true vertical depth (TVD) of 15,000 ft or less in the GOM (Dodson, 2004). It is also known that the lost circulation is considered as one of the most expensive problems routinely encountered in the geothermal drilling due to the high temperature. Around 10% of total well costs in the mature geothermal areas and more than 20% of the costs in exploratory wells and developing fields belong to the lost circulation. Since the cost of drilling a well is about 35-50% of the total capital

costs for a typical geothermal project; therefore, roughly 3.5-10% of the total costs for a geothermal project can be related to lost circulation (Finger & Blankenship, 2010).

Types of the drilled formation have also significant influence on loss circulation rate. Cavernous, vugular, fractured or unconsolidated formations are the most candidate zones for lost circulations in the case of improper drilling conditions such as high hydrostatic pressure and pressure surges during tripping (Figure 1). Totally or partially lost circulation can be occurred depending on type of formations penetrated and drilling conditions.

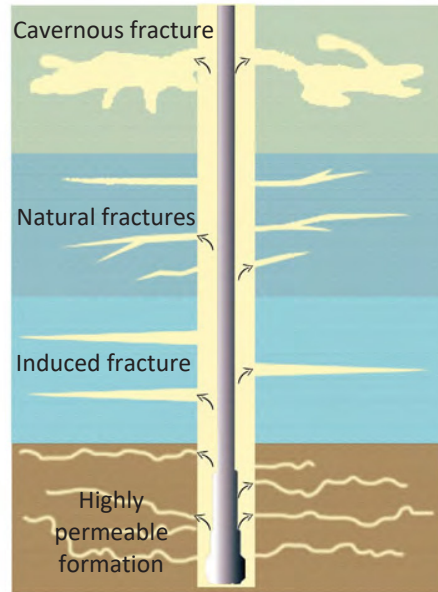


Figure 1. Classification of lost circulation zones [Reproduced from (Alkinani et al., 2018)].

For many years operation companies tried to find effective remediations to overcome severe circulation lost as a source of other crucial drilling problems. Four types of comprehensive lost circulation management techniques have been introduced to the drilling industry. Three techniques of them encompass lost circulation prevention measures including best drilling practices, drilling fluid selection and using wellbore strengthening material. The fourth one concerns remediation of losses using lost circulation materials (Growcock, 2010).

Using lost circulation materials (LCM) as discrete pills have recently been growing up in order to plug pores and fractures. Several LCMs are used in the industry to prevent the lost circulation. Oil-soluble resins, fibers acid soluble particulates, graded salt slurries, high concentrated linear and cross-linked biopolymers and non-biopolymers are some of these LCMs (Samuel et al., 2003). Calcium carbonates (CaCO_3) are more often used as bridging agents than others because of their favorable mechanical and chemical properties. Pressure differentials and generated surge/swab pressures in the wellbore cannot negatively affect the effectiveness of CaCO_3 pills. It also suggested that the calcium carbonates can be used in producing zones due to their acid solubility.

Therefore, the best practice of drilling engineering is required to distinguish the drilling problems which initially attributed to the lost circulation and try to remediate them. This article provides a

review for the fundamental studies conducted on the techniques of lost circulation and wellbore strengthening which are previously published in the literature. In this study, state-of-the-art experimental and modeling studies are firstly reviewed. The applicability of the published works are compared and extensively discussed in both permeable and wide fracture media to provide thorough guidelines on the feasibility of the reported studies.

1.1. Pore Plugging Theories

The mechanism of pore plugging using bridging materials was previously investigated by several researchers (Abrams, 1977; Andreasen & Andersen, 1930; Cargnel & Luzardo, 1999; Chilingarian & Vorabutr, 1983; Davis et al., 1999; Dick et al., 2000; Hands et al., 1998; Liu et al., 2017; Lummus & Randall, 1966; Messenger, 1981; Newhouse, 1991; Pilehvari & Nyshadham, 2002; Samuel et al., 2003; Smith et al., 1996; Song & Rojas, 2006; Vickers et al., 2006). Fine particles move into formation and cause to form an internal mud cake during construction of external mud cake. The internal mud cake decreases formation permeability by plugging pore throats of borehole wall. These fine particles can be placed so deeply in formation so that it is not easy to remove them. Therefore, quick building of the external mud cake and minimizing the internal mud cake are highly preferable (Bailey et al., 2000). This can be performed using lost circulation materials (LCMs), which plug formation pores or fracture throats, form a filter cake, and reduce filtrate flux into formation (Figure 2).

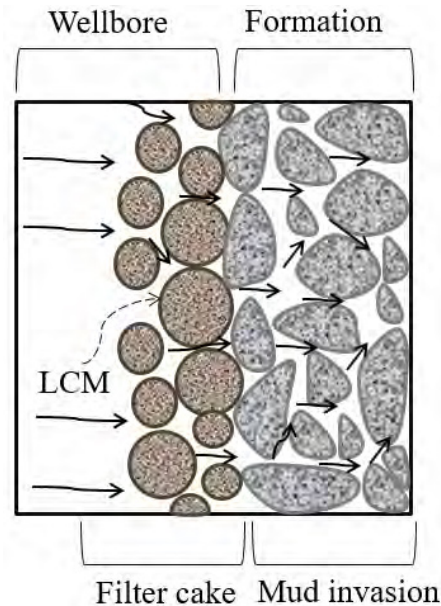


Figure 2. Pore poplugging mechanism [Reproduced from (Borisov et al., 2015)].

There have been abundant studies to determine the relationship between loss circulation and particle sizes of LCM used in drilling fluid. In order to determine the optimum particle size distribution (PSD), concentration, size, and shape of the LCMs used in pore plugging applications, several design guidelines were implemented. Abrams (1977) proposed a rule to estimate the minimum percentage of the fluid volumes invading, non-damaging drill-in fluids (Abrams, 1977). This rule explains that the average particle size of the bridging agent needs to be equal or slightly larger than one third of the medium pore size for the targeted formation. For

instance, according to this rule, the 50µm bridging particles should be effective with a good sealing efficiency to the pores with up to around 150µm in diameter. According to Abrams (1977), the concentration of the bridging solids should be at least 5% of the injected fluids volumes (Abrams, 1977). However, in his calculations, Abrams only considered the particle size that initiates the bridge. In fact, his rule does not provide the optimum size or consider the best packing sequence of the particle size for reducing the fluid invasion and optimizing the sealing efficiency.

Ideal Packing Theory (IPT) can be defined as the full range of particle size distribution required to effectively seal all voids, including those which are created by bridging agents (Dick et al., 2000). IPT is a graphical approach to determine the optimum particle-size distribution of bridging material or LCM for the given formation characteristics. A wide range of commercially available bridging agents is plotted on the same graph utilizing the $D^{1/2}$ rule. This rule states that the ideal packing occurs when the percent of cumulative volume vs. the $D^{1/2}$ forms a straight-line relationship where $D^{1/2}$ is square root of the particle diameter (Kaeuffer, 1973). An optimum target line based on formation information must be plotted at the same graph with the optimum bridging agent distribution curve. The design process normally starts with the “worst-case” possibility based on the largest dominant pore size or fracture width. The preferred method is to use pore sizing data from thin section analyses. However, if the pore sizing data is not available, then the formation permeability information can be used to determine the optimum target line. In 2000, Dick et al. adapted the ideal packaging theory to the drilling industry (Dick et al., 2000). They carried out a study about using bridging materials to decrease filtration loss through formation. The plugging ability of water and oil based muds was investigated using pore plugging apparatus (PPA) under high pressure and high temperature conditions through ceramic discs with different pore sizes. As results of this study, they figured out the optimum particle size distribution of introduced bridging materials. A study was conducted by Newhouse (1991) about production zones (Newhouse, 1991). This study reported that the PPA is an effective apparatus to determine and develop the plugging efficiency of drilling fluids. PPA was used by Davis et al. (1991) through using several ceramic discs which have different pore sizes to simulate the formations with upward pressure flow application (Davis et al., 1999). Another proposal stated that bridging materials PSD can be matched with the pore size to reduce the fluid accessibility into permeable formations (Hands et al., 1998). Other researchers investigated the plugging ability of two samples from oil based mud containing different LCM particle sizes (Song & Rojas, 2006). Their study specified the critical impact of particle sizes on plugging performance. According to their findings, the drilling mud should be consisted of an additive with a wide range of particle sizes for effective pore plugging. The maximum particle size should be the same with the size of pore or fracture to plug them efficiently based on their conclusions. Cargnel and Luzardo (1999) developed “average particle size theory” which was previously suggested by Abrams (1977) (Cargnel & Luzardo, 1999). When the LCM particle sizes are between 1/7 and 1/3 of the average pore throat, it could provide better plugging (Cargnel & Luzardo, 1999). Pilehvari et al. (2002) experimentally studied the performance of 24 different LCMs and seepage control material (SCM) on three different drilling fluids (Pilehvari & Nyshadham, 2002). They also used PPA to perform plugging tests. In their study, the optimum particle sizes to plug the pores were also determined. Samuel et al. (2003) presented a study to introduce the development and the first field application of a new solid-free non-damaging viscoelastic surfactant based fluid loss pill (VES-PILL) (Samuel et al., 2003). Their experimental studies revealed that such kind of

pills could be used up to 190°C (375°F). Vickers et al. (2006), influenced by Abrams' studies, introduced “Vickers criteria” to determine PSD standards of LCM mixtures (Vickers et al., 2006). Table 1 summarizes different studies reported in the literature with different selection criteria investigating the plugging theory.

Table 1. Current Selection Criteria Summary

Authors	Method	Selection Criteria
1930-Andreasen & Andersen	Ideal Package Theory	Power law relationship between particle size & cumulative volume
1977-Abrams	Abrams Rule	1/3 of formation average pore size \leq D50
1996-Smith et al. 1998-Hands et al.	D90 Rule	Formation pore size = D90
1999-Cargnel & Luzardo	Average particle size Theory	Particle sizes are between 1/7 and 1/3 of average pore throat, provides better plugging
2000-Dick et al.	Adapted Ideal Package	Optimum particle size distribution introduced smallest pore throat $<$ D10 1/7 of mean pore throat = D25
2006-Vickers et al.	Vickers Method	1/3 largest pore throat \leq D50 2/3 largest pore throat \leq D75 largest pore throat = D90

The current bridging theories and selection criteria are valid for pore plugging. Most of the formations are naturally fractured or induced fractured as a results of drilling operation. As these fractures have different complex geometries, current theories may not be applicable in fracture plugging. Therefore, the following section extensively explains the fracture plugging theory.

1.2 Fracture Plugging Models

To conduct critical studies on fracture plugging mechanisms, the fundamental terms of fractures should be clearly explained. Fracture mouth can be defined as the first portion of the fracture which is close to the wellbore. Fracture tip can be explained as the end part of the fracture which is so close to the formation matrix (Figure 3).

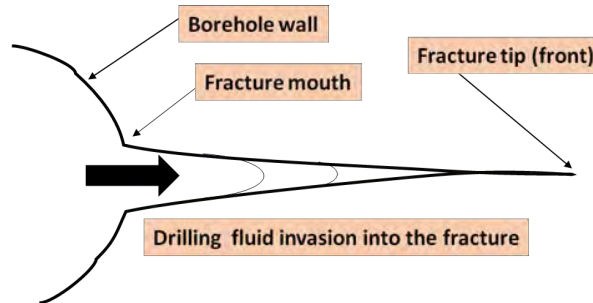


Figure 3. Expression of fracture mouth and fracture tip [Reproduced from (Lavrov, 2016)].

Fluid-loss treatments in fractured formation can be classified in two main types; Low fluid loss and high fluid loss treatment. Among low fluid loss treatment methods, particle base treatment should be designed using wide range of LCMs (Coarse, Fine and Finer). This means that following to formation of coarse-particle framework, finer particles can also be incorporated to reduce the

fluid loss in the losses zones which require such a remedy. Although the mechanisms of loss-fluid treatments are so different such as plugging and bridging, the finer particles are so necessary in terms of filling the voids among the the coarse particles and producing tight filtercake which results in enhancing the seal and fluid loss control as shown in Figure 4. In Figure 4, function of LCM in fracture sealing can be clearly observed. Different mechanisms such as plugging, bridging, and filling can happen at the same time with same formation fracture aperture. Fracture plugging occurs as the D90 of the LCM is greater than the aperture of the formation openings (Figure 4a). When the aperture is two times greater than the D90 of the LCM particles, fracture bridging will be formed (Figure 4b). When the fracture aperture is much more than three times the D90 of the LCM particles only means that fracture is filled (Figure 4c) (Kageson-Loe et al., 2009).

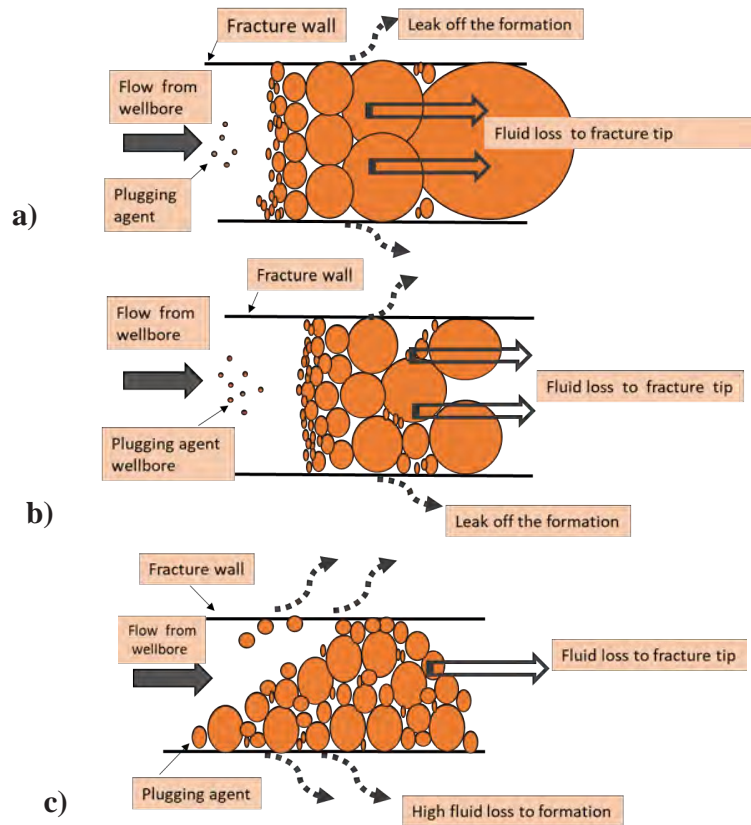


Figure 4. Schematic of a) Fracture Plugging b) Fracture Bridging c) Fracture Filling Prodecures [Reproduced from (Kageson-Loe et al., 2009)].

Field applications and laboratory studies indicate that the fracture pressure can increase with wellbore strengthening operations. Different models have been previously developed to explain the physical mechanism of the wellbore strengthening (Alberty & McLean, 2004; M S Aston et al., 2004; Mark Shelton Aston et al., 2007; Duffadar et al., 2013; Dupriest, 2005; Dupriest et al., 2008; Quan Guo et al., 2014; Van Oort et al., 2011; van Oort & Razavi, 2014; Wang et al., 2007b, 2008, 2007a). However, there are three common wellbore strengthening treatments used

in the drilling industry such as stress cage model (Alberty & McLean, 2004), fracture closure stress model (Dupriest, 2005) and fracture propagation resistance model (Van Oort et al., 2011). The following section discusses the three most common models in details.

The stress cage model was introduced based on the models of linear elastic fracture mechanics (Alberty & McLean, 2004). This model indicates that the hoop stress around the wellbore is strengthened by propping the fracture with LCMs. The LCMs should be placed at the fracture mouth for effective fracture sealing purposes. Alberty and Mclean (2004) explained the stress cage model by the following steps: 1) When the fractures are induced on the wellbore wall, LCM particles are getting into the fractures, 2) the largest particles firstly plug the fracture mouth area which is basically near the wellbore wall, 3) then, smaller LCM particles start filling in the spaces between the larger particles and fracture surfaces before sealing the fracture mouth, 4) The trapped fluids inside the fractures filter into the rock matrix through the fracture surfaces and compressive forces resulting in forming LCM bridges at the fracture mouth, 5) finally, the fracture is bridged near the fracture mouth resulting in increasing the hoop stress that is near the bridge location, which makes the fracture more difficult to open. Figure 5 presents the proposal of stress caging process (Alberty & McLean, 2004).

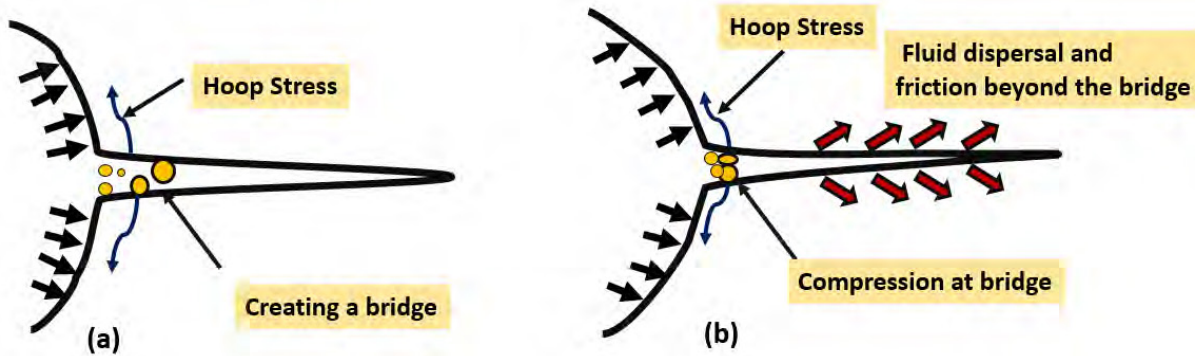


Figure 5. The stress caging process [Reproduced from (Alberty & McLean, 2004)].

The Fracture Closure Stress (FCS) model was developed to illustrate the reason behind the increase in the fracture gradient (FG) resulted from adding LCMs for loss circulation treatments (Dupriest, 2005). The increment in FCS results from widening the fracture and sealing the fracture tip. Therefore, the compression of the adjacent rock produces additional near-wellbore hoop stresses. Dupriest (2005) explained this model by proposing the following steps: 1) Fracture on the wellbore wall is firstly created and then widened which results in increasing FCS of neighboring rocks, 2) This means that the fractures with larger width would have the larger FCS and vice versa, 3) The LCM particles, which are mixed with drilling fluids, are swapped into the fracture, 4) Liquid filters out from the pumped drilling slurry to the formation rock, and finally 5) LCM particles are gathered producing an immobile mass in the fracture (Dupriest, 2005). The immobile masses have several benefits:

- They keep the fracture opened.
- They isolate the fracture tip from the wellbore pressure.
- The immobile mass will keep interacting and developing with filtrate loss.

The developed immobile mass is packed back to the wellbore wall which resulted in increasing the fracture closure stress and isolating the fracture tip. This process makes the fracture more difficult to open and extend. Figure 6 shows the methodology for the proposal of Fracture Closure Stress (FCS) model.

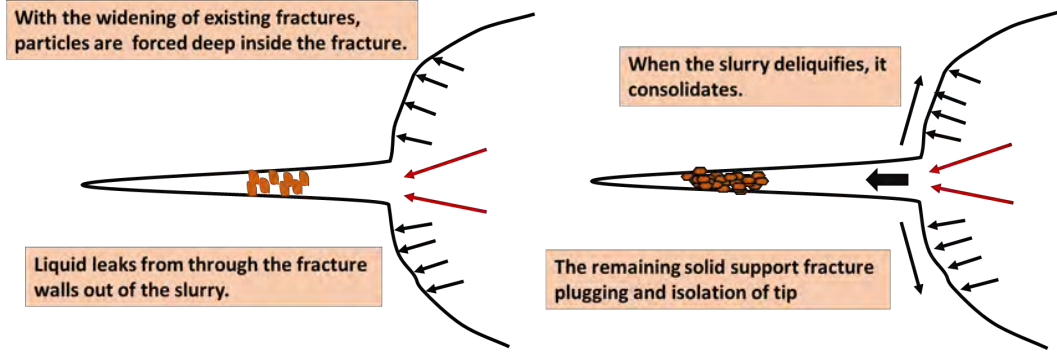


Figure 6. The Fracture Closure Stress (FCS) model [Reproduced from (Dupriest, 2005)].

The Fracture propagation resistance (FPR) model was described by Van Oort et al. (2011). Van Oort et al. (2011) used the outcomes of Drilling Engineering Association-13 (DEA-13) experiments (Morita et al., 1990) to develop their model (Van Oort et al., 2011). This model indicated that the fracture gradient (FG) increases due to the increment in the Fracture Propagation Resistance (FPR) providing tip insulation with LCM. This model assumes that the accumulated filter cake inside the fracture, which resulted from the fracture propagation and filtrate loss, can seal the fracture tip and prevent the pressure communication between the tip and wellbore. Therefore, the resistance for fracture propagation will be so high. To give a better explanation of the fracture propagation resistance model, the variations between fracture-tip screen-out behavior of water based mud (WBM) and oil/synthetic based muds (OBM/SBM) are shown in Figure 7.

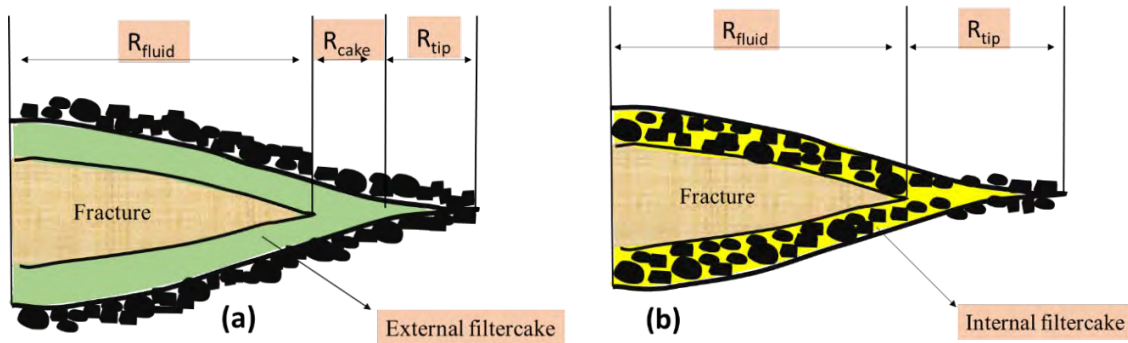


Figure 7. a) Fracture propagation mechanism using WBM b) Fracture propagation mechanism using OBM/SBMs [Reproduced from (Morita et al., 1990)].

It can be observed that the fracture tip is clearly sealed by the external filter cake by using the WBM (Figure 7a). The external filter cake contributes in preventing the effective pressure communication between the drilling fluid and the fracture tip. Hence, the fracture extension is constrained. The radial distance surrounding the wellbore that the drilling fluid occupies in the fracture is defined as R_{fluid} . While the thickness at the R_{cake} refers to the filtercake that builds up

between the drilling fluid and the beginning of the fracture tip. The length of the filter tip (R_{tip}) should be measured from the end of the R_{cake} to the outer edge. In OBM/SBM systems (Figure 7b), the internal filtercake can not prevent the full pressure communication to the tip resulting in facilitating the fracture extension at propagation pressures. The same definition of R_{fluid} and R_{tip} can be used in WBM cases (Morita et al., 1990).

The first two models have been determined to correlate the change in near-wellbore stress to the increase in fracture closure stress. However, the fracture propagation resistance model has been determined to correlate the increment in formation resistance towards fracture propagation.

On the other hand, Van Oort et al. (2011) stated that the fracture propagation pressure could be considerably increased as a result of the wellbore strengthening treatments without increased in fracture initiation and reopen pressure (Van Oort et al., 2011).

It is known that the three above presented physical models are only qualitatively explaining the mechanisms of the wellbore strengthening at a phenomenon based level. However, they do not quantify how much the fracture pressure can be enhanced during the wellbore strengthening treatments and how the most important factors can affect the strengthening results. Some analytical models and numerical simulations have been attempted to quantify fracture behaviors and pressure-bearing capacity of the wellbore over the last two decades. Aadnøy and Belayneh (2004) presented the Elastic-Plastic Fracture model in order to explain how the fracture gradient (FG) value can exceed the theoretical value during fracture treatments (Aadnøy & Belayneh, 2004). Wang et al. (2007) suggested a 2D element-boundary model simulating the wellbore strengthening (Wang et al., 2007a). This model estimates the fracture width and stress distribution near the wellbore before and after the fracture bridging. The simulation results indicate that the hoop stress value considerably increased via using the stress cage method. Guo et al. (2011) examined two pre-existing fractures which are symmetrical in the wellbore wall using the 2D finite element model to investigate the fracture width distribution. Various in-situ stress and fracture length conditions were studied. However, the model does not give any information regarding the fracture behavior after application of wellbore strengthening treatments (Q Guo et al., 2011). Salehi (2012) analyzed the wellbore hoop stress hypothesis improvement as fracture sealing technique by means of 3D poro-elastic finite-element model for simulating fracture initiation, propagation and sealing surrounding wellbore (Salehi & Nygaard, 2012). The simulation findings conflict with the opinion that suggests fractures sealing would raise the hoop stresses above the ideal condition of the wellbore. It was also concluded that the efficient fracture mouth sealing provides hoop stress restoration around wellbore. Feng et al. (2015) and Feng and Gray (2016, 2017) developed a 2D finite element model considering the rock porosity by conducting a comprehensive study to strengthen the wellbore. This model provides information about fracture width distributions and pore pressure before and after fracture bridging. The results reveal that the hoop stress near the wellbore and through fractures considerably increased by means of fracture bridging with LCM (Feng & Gray, 2016, 2017). Different loss circulation and wellbore strengthening models in fractured formation have been classified in the literature with fracture types as shown in Table 2.

Table 2. Summary for the proposed loss circulation and wellbore strengthening models in fractured formation

Authors	Models	Fracture Type
1992-Fuh et al.	Fracture Pressure Inhibitor	Stationary fracture
2004-Alberty & McLean	Stress Cage	Stationary fracture
2005-Dupriest	Fracture Closure Stress (FCS)	Stationary fracture
2004-Aadnoy & Belayneh	Fracture Healing	Stationary fracture
2007-Wang	2D-Boundary Element Model (BEM)	Stationary fracture
2011-Guo et al.	2D-Finite Element Model (FEM)	Stationary fracture
2011-Van Oort et al.	Fracture Propagation Resistance (FPR)	Stationary fracture
2012-Salehi et al.	Fracture Mouth Sealing	Dynamic frac (pre-defined direction)
2015-Feng et al.	2D-Finite Element Model (FEM)	Stationary fracture
2016,2017-Feng & Gray	3D-Finite Element Model (FEM)	Dynamic frac (pre-defined direction)

1.3 Recent Experimental Studies

Alsaba et al. (2014, 2016) conducted a detailed laboratory analysis that examines the effect of various parameters on the sealing impact of conventional and unconventional LCMs under high pressure and temperature conditions. In their study conducted on set of tapered slots, it has been demonstrated that the unconventional LCM can plug fractures with a width of 5 mm where the conventional LCM is not sufficient (Al-saba et al., 2014; Alsaba et al., 2016). Razavi et al.(2016) experimentally investigated the effect of the PSD on the ability of LCM mixtures to seal fractures. In their study, it was observed that although the one-third rule, ideal packaging theory, and Vickers criteria could provide basic PSD guidelines, it did not properly represent the physics behind the fracture sealing. Therefore, new design curves were introduced for optimum PSD in the wellbore strengthening (WBS) experiments. The new design curves methodology was introduced to generate the optimum PSD for LCM blends. Basically, the new design curves stands on the functionality of a log-normal Cumulative Distribution Function (CDF) with Gauss error function. This technique used a bimodal PSD that provides suitable sized fine and coarse particles with enough concentrations in the LCM blend, which is crucial for a successful fracture plugging (Razavi et al., 2016).

To avoid some problems in the reported studies, the most recent experimental studies about wide fracture plugging have been conducted by Ettehad et al. (2019). In their study, the sealing initiation time, plug developing time and sealing completion (pressure stabilization) parameters were defined and measured for the first time on wide fractures ($\geq 1000 \mu\text{m}$ or $\geq 1 \text{ mm}$) for plugging analysis purposes. The effect of particle size distribution (PSD), particle shape and LCM concentration on the effective wide fractures plugging and early time sealing was also investigated. In addition, the effect of LCM modality (unimodal, bi-modal and tri-modal) on the performance of plugging efficiency in wide fractures was analyzed especially for the fractures with a width of more than 1 mm. They reported some critical limitations regarding usage of PPA and modified it for testing large LCM size. Moreover, the wide range of (sixteen) of LCM size have been used to obtain bi-modal and tri-modal distributions. They visually demonstrated that well sorted (homogenous) high spherical coarse CaCO_3 provided early wide fractured sealing. Their results show that the usage of unimodal LCM is ineffective to plug fractures with widths of more than $500 \mu\text{m}$. Using bi-modal and tri-modal particle size distribution, especially in the

fractures which are wider than 2540 μm , significantly reduced plug developing time in comparison with unimodal distribution (Ettehad et al., 2019).

In spite of the reported encouraging laboratory experiments and the field applications, the real mechanisms of wellbore strengthening treatments are not well understood. Much arguments are still existed in the drilling industry about the mechanisms of the wellbore strengthen treatment. However, remedial wellbore strengthening operations are still performed on large scale with a trial-and-error basis. The industry has a lack of understanding for mathematical models to quantitatively describe the treatment process. Furthermore, the effects of various parameters including the strength and size distribution of LCM, the anisotropy of field in-situ stresses, and the mechanical behavior of LCM bridge/plugs have still not been recognized.

CONCLUSION

This paper provides a summary for the loss circulation mitigation studies that have been conducted on pores and particularly the formations with wide fractures. In addition, the reported analytical models and experimental studies were discussed in detail.

The following conclusions can be drawn from this study:

- 1) Several LCM design theories and guidelines have been reported in the literature according to the optimum factors affecting the performance of different LCM treatment techniques.
- 2) The published theoretical models involve major simplifications containing linear-elastic assumptions without consideration of pore pressure coupling, fixed length of stationary fracture, uniform fluid pressure in the fracture, and ideal LCM sealing.
- 3) Although there are several experimental studies on lost circulation treatment, the fracture plugging has not been well investigated due to the limitation of fracture sizes used in the previous studies.
- 4) Analytical and numerical models suggested for fracture sealing reveal that the hoop stress near wellbore can be significantly increased by means of the effective fracture plugging with appropriate LCMs. The perfect LCM bridging should have sufficiently reduce the permeability to guarantee that there is no intrusion of fluid through the bridge so that the fracture behind the bridge is effectively sealed.
- 5) Selecting the appropriate size, type and LCM concentration may partially prevent fluid losses through wide fractures. However, early-time plugging is still the main factor in efficient wide fractures sealing. Phenomena affecting early-time fracture sealing have not been well defined yet.

ACKNOWLEDGEMENT

The authors would like to sincerely thank Scientific and Technological Research Council of Turkey (TÜBİTAK-119M084) as the lead sponsors of this R&D project and Scientific Research Projects Coordinatorship in Izmir Katip Çelebi University (IKCU-BAP).

REFERENCES

- Aadnøy, B. S., & Belayneh, M. (2004). Elasto-plastic fracturing model for wellbore stability using non-penetrating fluids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 45(3–4), 179–192.
- Abrams, A. (1977). Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. *Journal of*

- Petroleum Technology*, 29(05), 586–592.
- Al-saba, M. T., Nygaard, R., Saasen, A., & Nes, O.-M. (2014). Laboratory evaluation of sealing wide fractures using conventional lost circulation materials. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Alberty, M. W., & McLean, M. R. (2004). A physical model for stress cages. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Alkinani, H. H., Al-Hameedi, A. T., Flori, R. E., Dunn-Norman, S., Hilgedick, S. A., & Alsaba, M. T. (2018). Updated classification of lost circulation treatments and materials with an integrated analysis and their applications. *SPE Western Regional Meeting*.
- Alsaba, M., Nygaard, R., Saasen, A., Nes, O.-M., & Technology, P. (2016). *Experimental investigation of fracture width limitations of granular lost circulation treatments*. 6(4), 593–603.
- Andreasen, A. H. M., & Andersen, J. (1930). About the relationship between density and particle spacing in products made of loose particles. *Kolloid*, 50, 217–218.
- Aston, M S, Alberty, M. W., McLean, M. R., De Jong, H. J., & Armagost, K. (2004). Drilling fluids for wellbore strengthening. *IADC/SPE Drilling Conference*.
- Aston, Mark Shelton, Alberty, M. W., Duncum, S. D., Bruton, J. R., Friedheim, J. E., & Sanders, M. W. (2007). A new treatment for wellbore strengthening in shale. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Bailey, L., Boek, E. S., Jacques, S. D. M., Boassen, T., Selle, O. M., Argillier, J.-F., & Longeron, D. G. (2000). Particulate invasion from drilling fluids. *SPE Journal*, 5(04), 412–419.
- Borisov, A. S., Husein, M., & Hareland, G. (2015). A field application of nanoparticle-based invert emulsion drilling fluids. *Journal of Nanoparticle Research*, 17(8), 340.
- Cargnel, R. D., & Luzardo, J. P. (1999). Particle size distribution selection of CaCO₃ in drill-in fluids: Theory and applications. *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*.
- Chilingarian, G. V, & Vorabutr, P. (1983). *Drilling and drilling fluids*.
- Davis, N., Mihalik, P., Lundie, P. R., Growcock, F., Calloni, G., & Davidson, E. (1999). New permeability plugging apparatus procedure addresses safety and technology issues. *SPE/IADC Drilling Conference*.
- Dick, M. A., Heinz, T. J., Svoboda, C. F., & Aston, M. (2000). Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids. *SPE International Symposium on Formation Damage Control*.
- Dodson, J. K. (2004). Survey of Problem Incidents–GOM Shelf Gas Wells”. *Dodson Company*.
- Duffadar, R. D., Dupriest, F. E., & Zeilinger, S. C. (2013). Practical guide to lost returns treatment selection based on a holistic model of the state of the near wellbore stresses. *SPE/IADC Drilling Conference*.
- Dupriest, F. E. (2005). Fracture closure stress (FCS) and lost returns practices. *SPE/IADC*

Drilling Conference.

- Dupriest, F. E., Smith, M. V., Zeilinger, S. C., & Shoykhet, N. (2008). Method to eliminate lost returns and build integrity continuously with high-filtration-rate fluid. *IADC/SPE Drilling Conference*.
- Ettehad, A., Tezcan, M., & Altun, G. (2019). A comparative study on essential parameters to minimize sealing time in wide fractures. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 183, 106422. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106422>
- Feng, Y., & Gray, K. E. (2016). A parametric study for wellbore strengthening. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 30, 350–363.
- Feng, Y., & Gray, K. E. (2017). Review of fundamental studies on lost circulation and wellbore strengthening. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 152, 511–522.
- Finger, J., & Blankenship, D. (2010). Handbook of best practices for geothermal drilling. *Sandia National Laboratories, Albuquerque*.
- Growcock, F. (2010). How to stabilize and strengthen the wellbore during drilling operations. *SPE Distinguished Lecturer Program*.
- Guo, Q, Feng, Y. Z., & Jin, Z. H. (2011). Fracture aperture for wellbore strengthening applications. *45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*.
- Guo, Quan, Cook, J., Way, P., Ji, L., & Friedheim, J. E. (2014). A comprehensive experimental study on wellbore strengthening. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*.
- Hands, N., Kowbel, K., Maikranz, S., & Nouris, R. (1998). Drill-in fluid reduces formation damage, increases production rates. *Oil and Gas Journal*, 96(28).
- Howard, G. C., & Scott Jr, P. P. (1951). An analysis and the control of lost circulation. *Journal of Petroleum Technology*, 3(06), 171–182.
- Kaeuffer, M. (1973). Determination de l'optimum de remplissage granulometrique et quelques proprietes s'y rattachant. *Congres de l'AFTPV*.
- Kageson-Loe, N. M., Sanders, M. W., Growcock, F., Taugbøl, K., Horsrud, P., Singelstad, A. V, & Omland, T. H. (2009). Particulate-based loss-prevention material--the secrets of fracture sealing revealed! *SPE Drilling & Completion*, 24(04), 581–589.
- Lavrov, A. (2016). *Lost circulation: mechanisms and solutions*. Gulf Professional Publishing.
- Liu, D., Kang, Y., Liu, Q., Lei, D., & Zhang, B. (2017). Laboratory research on fracture-supported shielding temporary plugging drill-in fluid for fractured and fracture-pore type reservoirs. *Journal of Chemistry*, 2017.
- Lummus, J. L., & Randall, B. V. (1966). *Development of drilling fluid friction additives for project MOHOLE*. Pan American Petroleum Corporation Research Department.
- Messenger, J. U. (1981). *Lost circulation*.
- Morita, N., Black, A. D., & Guh, G. F. (1990). Theory of lost circulation pressure. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Newhouse, C. C. (1991). Successfully drilling severely depleted sands. *SPE/IADC Drilling*

Conference.

- Pilehvari, A. A., & Nyshadham, V. R. (2002). Effect of material type and size distribution on performance of loss/seepage control material. *International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*.
- Razavi, O., Vajargah, A. K., van Oort, E., Aldin, M., & Govindarajan, S. (2016). Optimum particle size distribution design for lost circulation control and wellbore strengthening. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 35, 836–850.
- Redden, J. (2009). Australia Outback Could Be Next World-Class Unconventional Play. *Journal of Petroleum Technology*, 61(12), 28–30.
- Salehi, S., & Nygaard, R. (2012). Numerical modeling of induced fracture propagation: A novel approach for lost circulation materials (LCM) design in borehole strengthening applications of deep offshore drilling. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Samuel, M., Marcinew, R., Al-Harbi, M., Samuel, E., Xiao, Z., Ezzat, A. M., Khamees, S. A., Jarrett, C., Ginest, N. H., & Bartko, K. (2003). A new solids-free non-damaging high temperature lost-circulation pill: development and first field applications. *Middle East Oil Show*.
- Smith, P. S., Browne, S. V., Heinz, T. J., & Wise, W. V. (1996). Drilling fluid design to prevent formation damage in high permeability quartz arenite sandstones. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*.
- Song, J. H., & Rojas, J. C. (2006). Preventing Mud Losses by Wellbore Strengthening (Russian). *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*.
- Van Oort, E., Friedheim, J. E., Pierce, T., & Lee, J. (2011). Avoiding losses in depleted and weak zones by constantly strengthening wellbores. *SPE Drilling & Completion*, 26(04), 519–530.
- van Oort, E., & Razavi, O. S. (2014). Wellbore strengthening and casing smear: the common underlying mechanism. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*.
- Vickers, S., Cowie, M., Jones, T., & Twynam, Nafta, Gaz, A. J. %J W. (2006). *A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations*. 23(1), 501–515.
- Wang, H., Soliman, M. Y., & Towler, B. F. (2008). Investigation of factors for strengthening a wellbore by propping fractures. *IADC/SPE Drilling Conference*.
- Wang, H., Towler, B. F., & Soliman, M. Y. (2007a). Fractured wellbore stress analysis: sealing cracks to strengthen a wellbore. *SPE/IADC Drilling Conference*.
- Wang, H., Towler, B. F., & Soliman, M. Y. (2007b). Near wellbore stress analysis and wellbore strengthening for drilling depleted formations. *Rocky Mountain Oil & Gas Technology Symposium*.

A Special Tool Application for Drilling of Metamorphic Originated Rocks in Geothermal Field, West of Turkey

Sinem Kaymak, Can Nuri Yazgaç

Cougar Drilling Solutions, Ankara

ABSTRACT

Drilling interbedded formations with metamorphic originated rocks in West of Turkey geothermal field is challenging due to heterogeneous abrasive formations causing severe shock & vibrations, which cause damage to drilling string and bit, resulting in low penetration rates, reduced bit life and reduced footage per bit run and eventually increase drilling cost. Geothermal wells in West of Turkey have mostly been drilled with unpredictable and unsustainable drilling parameters due to ineffective weight transfer to bit and high levels of vibrations, both causing drill bit life ending earlier than expected and premature downhole tool failures. In West of Turkey, metamorphic formation tops are mostly right below 9-5/8" casing shoe where metamorphic originated rocks initiate. These challenging and demanding formations lead to additional unplanned bottom hole assembly trips that increase rig overall operating days and total well delivery cost. In addition, low rate of penetration (ROP) further contributes to exceeding the budget for the project.

In order to mitigate these drilling issues and extend drill bit life, a special downhole optimization tool – Mech-ThrusterTM has been introduced in the bottom hole assembly (BHA) to sustain drilling parameters by decreasing shock & vibrations. The results of Mech-ThrusterTM tool field runs are very promising which shows an increment in footage per run and overall rate of penetration.

Two offset wells have been considered for performance analysis of directional drilling BHA's using shock subs utilized at 14 runs and comparing it with the same BHA including special downhole tool – Mech-ThrusterTM utilized at 15 runs of 3 wells. There is significant increase in drilling performance by decreasing shock & vibration and enhancing overall ROP and Footage/run by 32%.

1. INTRODUCTION

Understanding drilling dynamics and shock and vibration is important to improve drilling efficiency and reduce Non- Productive Time (NPT). The ability to detect and categorize the mode and level of downhole vibration enables the driller to optimize drilling parameters to mitigate vibration. Reduced vibration levels result in less damage to drilling tools, improved drilling rates and a more cost-effective drilling process (Lines et al, 2014).

There are 4 different types of dynamics behavior as shown in Figure 1. (J Macpherson, 2010)

1. Axial Vibration (Bit bounce)
2. Shocks
3. Lateral Vibration (Bending/Whirl)
4. Torsional Vibration (Stick slip/Torsional Oscillation)

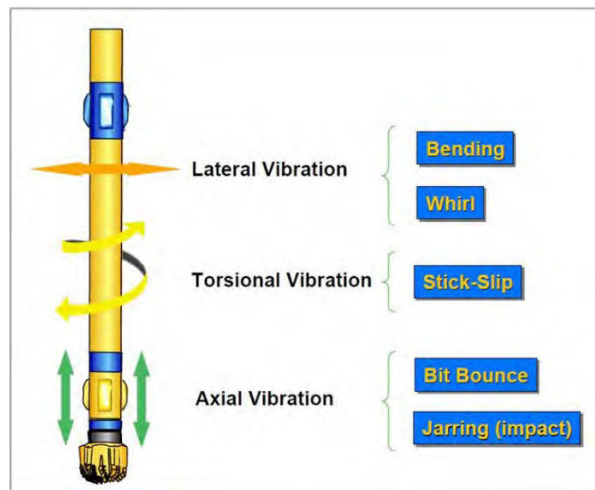


Figure 1. Dynamic Behaviors

Axial Vibration:

It results from the movement of the drillstring upwards & downwards and can induce bit bouncing which is exhibited through fluctuating Weight on Bit (WOB). Bit bounce also refers to a variation in axial loading at the bit. The bit, literally, is not kept on bottom of the hole.

Shocks:

Shocks are, universally, the most damaging form of vibration for downhole tools and electronics and are typically characterised by their duration in milliseconds and magnitude based on peak g ranging from -200 to +200g (Lines et al, 2014).

Lateral Vibration:

It is also known as whirl. Backward whirl (shown in Figure 2) is extremely violent and affects all rotary drilling assemblies (Stroud et al, 2011). It exhibits rolling contact in the opposite direction to drill string rotation and dramatically reduce the fatigue life of the downhole equipments.

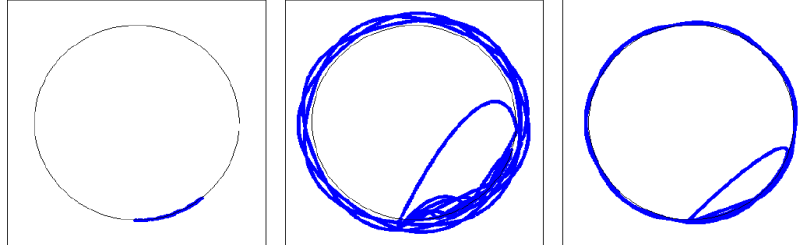


Figure 2. Backward Whirl

Torsional Vibration:

Stick slip and torsional oscillation are known as torsional vibration. It exhibits distinct periods of zero-bit Revolutions per Minute (RPM) “stick” followed by an abrupt release “slip” phase. The stick phase can be generated by multiple points in the drill string, not only at the drill bit. It usually occurs due to increased torque in the drill string. Stick slip is usually visible at the surface as erratic torque measurements in the surface drive (Lines et al, 2014).

Common drilling challenge for geothermal wells is the severe shock & vibration due to abrasive, interbedded and heterogeneous formations originated from metamorphic rocks. Decreasing shock & vibration helps to avoid drill string premature failures and also to increase footage per run and ROP. Optimizing drilling parameters or applying vibration mitigation methods are not enough to obtain low vibration levels during drilling. Therefore, there was a need of a special tool, Mech-Thruster. It is a downhole drilling tool introduced into BHA to overcome this drilling challenge for geothermal wells.

1.1 Mechanical Thruster

The Mechanical Thruster reduces axial shock, axial vibration and stick slip to increase reliability of BHA components and bits. It provides a constant force to the bit by balancing hydraulics (back pressure below tool) and mechanics (WOB). This balance provides smooth energy transfer to the bit which enables it to engage with formation and preventing from bouncing and stick slips motions.

Mech-Thruster acts as shock sub or motion compensator which has up to 24” spring play capacity as shown in Figure 3.



Figure 3. Mech-Thruster (Cougar Drilling Solutions)

Spring loads combined with the long stroke length enable it to absorb vibrations by maintaining constant weight independent of the non-uniform motions of the drill string. In addition, it enhances drilling performance by reducing downhole vibrations, hanging problems and improves tool face control and helps to provide consistent differential pressure.

2. GEOTHERMAL FIELD APPLICATION

Mech-Thrusters have been used in a geothermal field located in the West of Turkey. This field has low footage per run with low ROP record in 8 1/2" Hole Section. Wells have near vertical well profile and are mostly drilled with Tri-Cone Insert Bits. Mech-Thruster operates as a well-specific which means that preliminary studies are required by configuring spring settings of Mech-Thruster according to anticipated operating parameters.

2.1 Preliminary Studies

Spring design of Mech-Thruster is crucial at the planning stage. Calculation of net forces acting on Mech-Thruster determines the stroke compression or tension which enables to provide constant WOB. The following factors are important to consider for optimal Mech-Thruster spring design.

1. Hole Geometry (Inclination)
2. Pump Open Force (Total Pressure Loss below Mech-Thruster x Pump Open Area)
3. Weight on Bit
4. Buoyant Weight Below Mech-Thruster

Parameters above affects the spring loads and corresponding stroke length of Mech-Thruster. Figure 4 shows a common placement of Mech-Thruster in a Directional BHA.

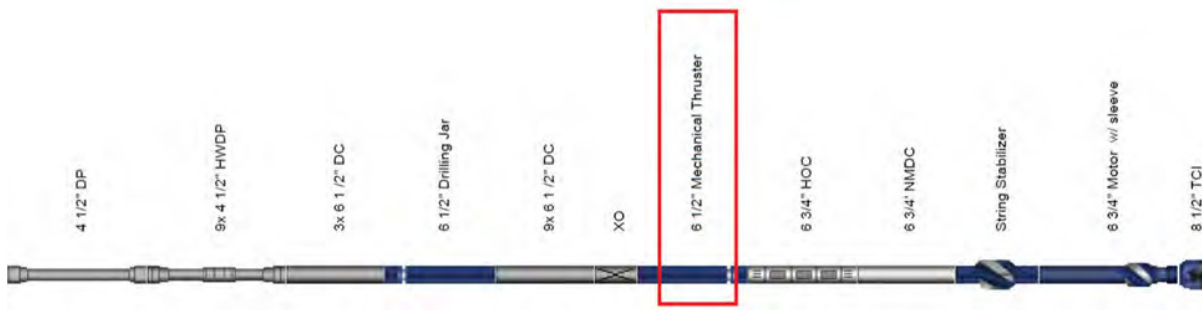


Figure 4. Placement of Mech-Thruster in Directional BHA

3.2 Results

There are two offset wells (Well A, Well B) drilled by conventional BHA's which does not include Mech- Thruster. On the other hand, Mech-Thruster had been utilized in 3 wells (Well C, Well D, Well E).

Advantages of utilizing Mech-Thruster are demonstrated by comparing ROP, Footage/run and vibration levels. Figure 5 shows ROP and Footage/run of 5 wells.

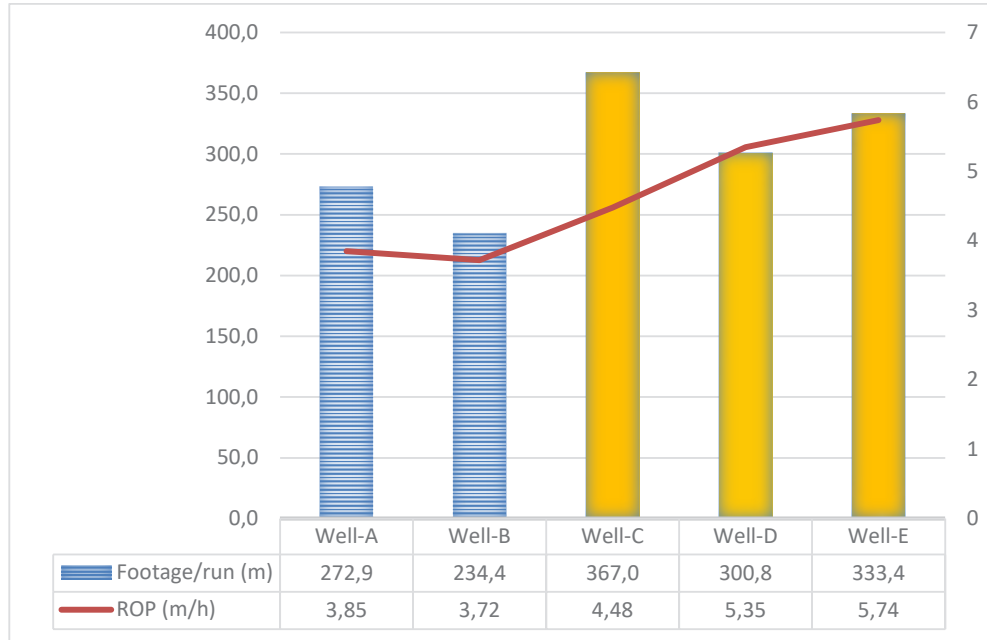


Figure 5. Comparison of ROP and Footage/run.

Average footage/run and ROP with Mech-Thruster are 333.8m and 5.13 m/h, without Mech-Thruster are 253.6m and 3.88 m/h, respectively.

Vibration values have been compared on 2 different wells while drilling through same formation in the same depth interval where only variable in the BHA is Mech-Thruster. Figure 6 shows vibration logs of an offset well drilled by conventional BHA and Figure 7 belongs to a Mech-Thruster run showing reduced overall vibration.

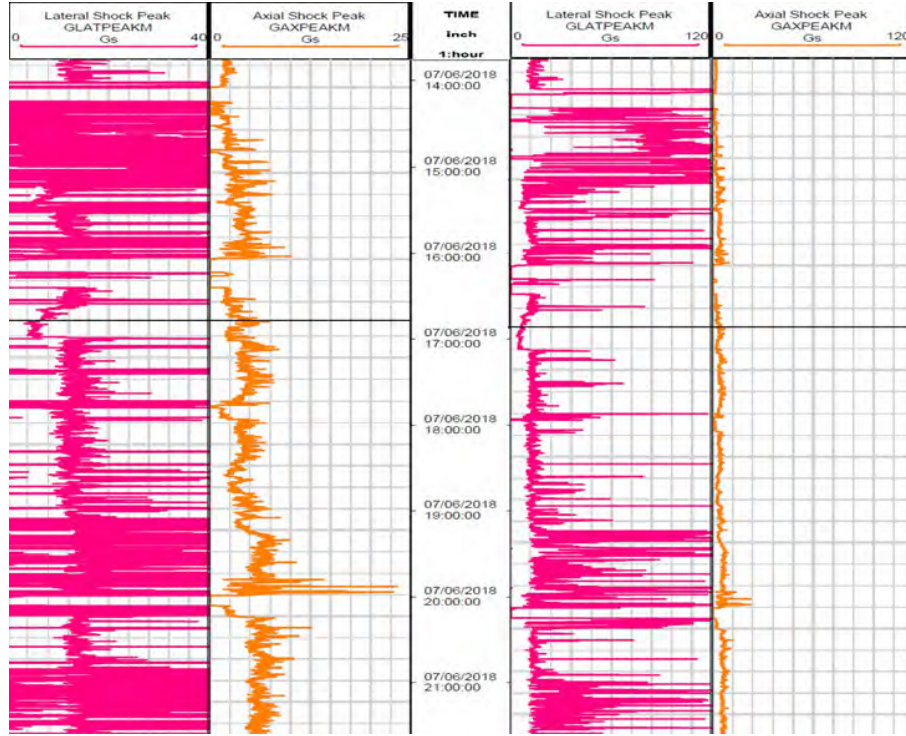


Figure 6. Vibration Log of Well B

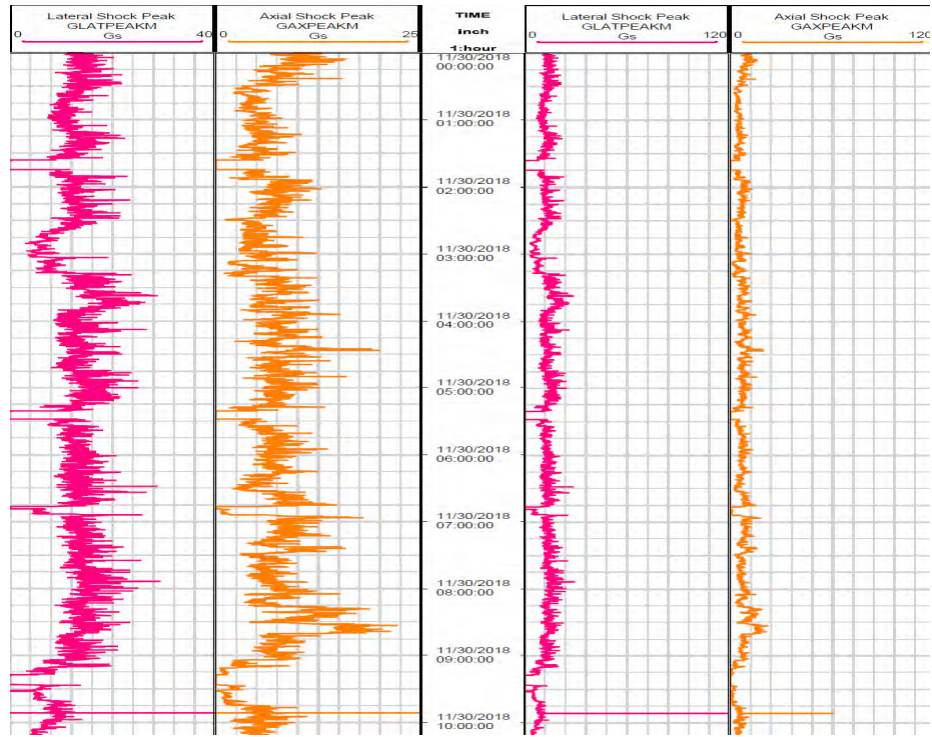


Figure 7. Vibration Log of Well D (Mech-Thruster Run)

Increasing ROP, footage/run and decreasing vibration induced unplanned trips results in decreased rig operating days. Savings of quantitative rig operating days can be estimated by analyzing average drilling hours for 8 ½” Hole Section. Considering average section length of 8 ½” hole as 1710m, utilization of Mech-Thruster enables to save 108 on-bottom drilling hours shown in Figure 8. Based on this calculation, Mech-Thruster could save approximately 100,000 USD in 8 ½” section of a well.

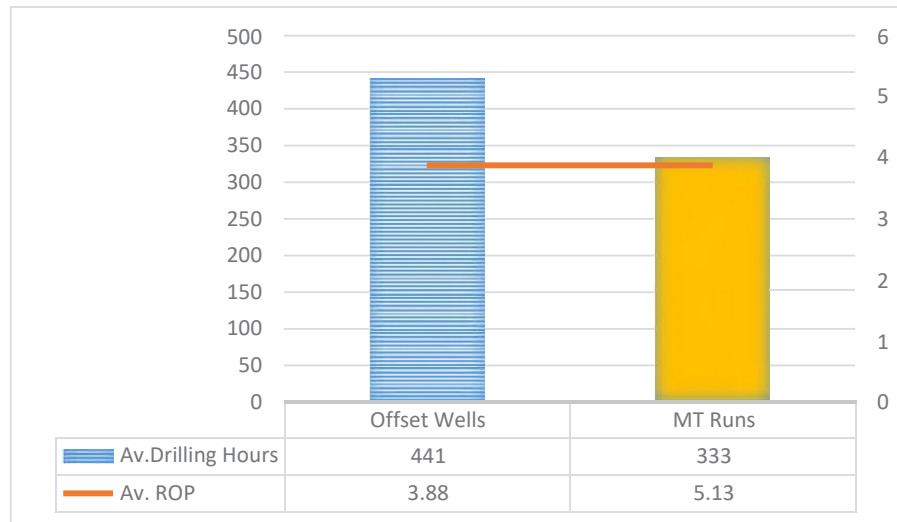


Figure 8. Comparison of Average Drilling Hours and ROP

3. CONCLUSION

Mech-Thruster field run results show drilling performance improvement by increasing footage per bit run, drilling faster with higher on-bottom ROP and decreasing vibration. Average ROP and footage have been increased by 32%. Cost saving is approximately 100,000 USD by only taking drilling hours into consideration. Actual savings could be more since Mech-Thruster also enables to decrease usage of drill bits with less number of trips.

REFERENCES

- Lines, L.A., Mauldin, C.L., Hill, J.W. and Aiello, R.A. (2014): Advanced Drilling Dynamics Sensors Allows Real-Time Drilling Optimization, Damage Prevention and Condition Monitoring of RSS and LWD BHAs. SPE 170586-MS. Presented at the Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam 27-29 October 2014.
- Macpherson, J. (2010): The Science of Stick Slip, SCRIBD
<<https://www.scribd.com/doc/204572588/John-Macpherson-Stick-Slip-Presentation>>
- Stroud, D.R.H., Lines, L.A., and Minett-Smith, D.J. (2011): Analytical and Experimental Backward Whirl Simulations for Rotary Steerable Bottom Hole Assemblies. SPE 140011. Presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, Amsterdam 1-3 March 2011.

DETERMINING PARAMETERS OF RHEOLOGICAL MODELS BY THE METHOD OF LEAST SQUARES

Jores Dongmo NGUIMATSIA, Gürşat ALTUN

İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

ABSTRACT

Although, the Least Squared Error (LSE) formulations for rheological model parameters or constants determination of popular simple two-parameter models such as the Power Law or the Bingham Plastic models from couette type viscometer (Fann VGR) data can be found in the literature, similar formulations for the accurate determination of the model parameters of most other models, especially the complex three and more parameters, are usually not available. It is a common belief in the drilling sector that Herschel-Bulkley (HB) model is the best one among others to determine or calculate the hydraulics problems encountered while drilling a well. On the other hand, elastic behavior of non-Newtonian fluids causes to neglect the usage of measurements at low viscometer speeds since all the rheological models consider only the viscous flow (not the elastic behavior); and hence, capturing or curve fitting to the accurate behavior of the fluid becomes more difficult and challenging.

In this study, the LSE method was applied to derive formulations for calculating the parameters of a model using field viscometer data. In addition to the Newtonian, Bingham Plastic, and Power Law models, formulations were derived for Casson, Robertson-Stiff, Sisko, Herschel-Bulkley (HB), Tscheschner and Extended Herschel-Bulkley models. Procedure for the derivation of the formulas was demonstrated for each of these models. In order to test for the validity of the derived formulations, MATLAB codes were written to execute these formulas to calculate the parameters of each model using drilling fluid viscometer data obtained from the publication of Merlo, et al (1995). The efficiency of the different rheological models to predict drilling fluid properties was calculated. The various models' efficiencies were determined.

1. INTRODUCTION

After the discovery that fluids consisting of a homogenous mixture of clays and water had added advantages such as increased cleaning efficiency and maintaining well integrity by the Hamill brothers in 1900 (Mau and Edmonson, 2016), different fluids of diverse compositions have been developed over the years to serve the varying purposes in the oil and gas industry such as fracking, well completion, workover, EOR fluids, drilling hydraulics, well control, etc. Other models have been developed for describing the rheology of some specific fluid compositions such as the hyperbolic model developed for acrylamide polymer modified bentonite drilling muds (Vipulanandan and Mohammed, 2014).

These numerous fluid types and compositions are needed for drilling the widely varying formation types, subsurface conditions; and thus, increase efficiency of drilling operations (drilling optimization) and minimizing the cost of operations. This is done by selecting the appropriate fluid type and composition with respect to the formations to be drilled and being able to accurately predict and control a fluid's rheological properties within acceptable limits. Since

these fluids vary widely, different equations (models) have been developed over the years to predict the rheological properties of different fluids more accurately. Some of these are given in Table 1 (Bui and Tutuncu, 2016; Madlener, Frey and Ciezki, 2009).

Table 1: Newtonian model and some common non-Newtonian models (Bui and Tutuncu, 2016).

Model Name	Model Equation	Model Parameters
Newtonian	$\tau = \mu_a \gamma$	μ_a
Bingham Plastic	$\tau = \tau_y + \mu_p \gamma$	τ_y, μ_p
Power Law *	$\tau = k \gamma^n$	k, n
Prandtl-Eyring	$\tau = A \sinh^{-1} \left(\frac{\gamma}{B} \right)$	A, B
Sisko	$\tau = A \gamma + B \gamma^C$	A, B, C
Casson	$\tau = (\tau_y + \sqrt{\mu_c \gamma})^2$	τ_y, μ_c
Robertson-Stiff	$\tau = A(\gamma + C)^B$	A, B, C
Reiner	$\gamma = \tau \left[\mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + (\tau/\tau_y)} \right]^{-1}$	$\mu_\infty, \mu_0, \tau_y$
Casson-Steiner	$\tau = \left(\frac{2}{1+A} \sqrt{\tau_y} + \sqrt{\mu_c \gamma} \right)^2$	A, τ_y, μ_c
Cross	$\tau = \gamma \left(\mu_\infty + \frac{\mu_0 - \mu_\infty}{1 + \alpha \gamma^{2/3}} \right)$	$\mu_\infty, \mu_0, \alpha$
Carreau	$\tau = \frac{\mu_c \gamma}{(1 + \gamma/\gamma_c)^A}$	μ_c, γ_c
Herschel-Bulkley *-	$\tau = \tau_y + k \gamma^n$	τ_y, n, k
Extended Herschel-Bulkley *+/-	$\tau = \tau_y + k \gamma^n + \eta_\infty \gamma$	$\tau_y, n, k, \eta_\infty$
Tscheuschner *+/-	$\tau = \tau_y + A \gamma + B \gamma^C$	τ_y, A, B, C
Collins-Graves	$\tau = (\tau_y + k \gamma)(1 - e^{-\beta \gamma})$	τ_y, k, β
Gucuyener	$\tau = \sqrt[m]{\tau_y + \mu_G \sqrt{\gamma}}$	m, τ_y, μ_G
Hyperbolic	$\tau = \tau_y + \frac{\gamma}{A + B \gamma}$	τ_y, A, B
Carreau-Gahleitner	$\tau = (\sqrt{\tau_y} + \sqrt{\mu_c \gamma})^A$	τ_y, μ_c, A

* examined models

+ equivalent models

- iterative procedure required to fine one parameter

The objectives of this study are to demonstrate that the model parameters of fluid flow models: Power Law (PL), Herschel-Bulkley (HB) and Extended Herschel-Bulkley (HBE) models can be determined efficiently by the method of least squares. Also, it demonstrates the differences in

efficiencies of the HB model adopted by the drilling industry and the HBE model which has been recently proven to be more effective in describing drilling fluid properties over wider shear ranges than the other two (Madlener, Frey and Ciezki, 2009) as compared to the cubic splines model.

2. PAST WORKS

Several studies have been done in the literature on the chemical and mechanical properties of drilling fluids in relation to optimization of operations. A drilling fluid optimization study done by Tan et al. (1998) showed how drilling fluid optimization impacts the efficiency of a drilling operation by minimizing time-dependent wellbore instability. This drilling fluid optimization study was done to show the necessity of optimizing drilling fluids as this reduces shale instability problems. Shale make up as much as 75% of drilled formations and accounts for about 90% of wellbore instability related problems encountered while drilling exploration and field development wells in the oil and gas industry.

Although several models have been developed over the years for describing the rheological properties of the different compositions of drilling fluids, usually some of the different fluid model constants are obtained via approximations which in some cases can considerably decrease the efficiency of the model to describe the fluid properties (Mullineux, 2008). Drilling fluids are known to be generally “shear thinning” in nature as their apparent viscosities are observed to decrease with increasing shear rates. These reduced viscosities are achieved by the fluid particles rearranging themselves within the fluid’s body as shown in Figure 1 such that they result in lower and lower resistance to flow with increasing shear rates.

As demonstrated by Bourgoyne Jr. et al (1991), simple fluid models like the Newtonian model or Bingham plastic models cannot be used to accurately predict rheological properties of drilling fluids meanwhile the Power-Law (PL) model are more accurate in predicting bottom hole pressures due to their shear thinning nature of used fluids. However, the PL model has a limited applicable shear rate range of between 10^1 - 10^4 s⁻¹ (Rao, 2014) and does not predict yield stress (τ_y) as observed in most clay suspension drilling fluids. Hence, this led to the development of the Herschel-Bulkley (HB) model which is characterized by a yield stress term (Robertson and Stiff, 1976). Shear-thinning fluids are generally characterized by a constant zero shear viscosity (μ_0) and infinite shear viscosity (μ_∞) observable at extremely low and high shear rates respectively (Nguyen and Nguyen, 2012). The particles in Figure 1 rearrange themselves to achieve an optimum arrangement structure at extremely high shear rates after which there is no further decrease in resistance to flow (viscosity) as shown in Figure 2 unless the particles unit structures are destroyed. The failure of the HB model to predict μ_∞ led to the need to develop of the Extended Herschel-Bulkley (HBE) which remedies this shortcoming via an infinite viscosity term (Madlener, Frey, and Ciezki, 2009).

It was reported in a study by Kok and Alikaya (2005) that the yield stress (τ_y) of the HB model could be approximated using the minimum and maximum recorded stress (τ) and shear rate (γ) values. The approximation of yield stress simplifies the HB model to two unknown model parameters and the resulting equation is then solved for them. This approximation method is widely accepted and used to simplify the HB model and used for rheological calculations.

In order to minimize the errors when fitting an adequate rheological model to a given fluid composition, regression/interpolation techniques can be implemented. This can be done by implementing linear regressions for simple models or multiple/non-linear regressions for complex models to obtain the model constants. By applying the method of least squares, linear regressions can be implemented to effectively determine the model parameter of simple models such as the Bingham Plastic model or non-linear least squares regressions for determining the parameters of more complex models (Mitchel, 1995) such as those of the HB model (Mullineux, 2008) generally used to describe drilling fluids' rheology.

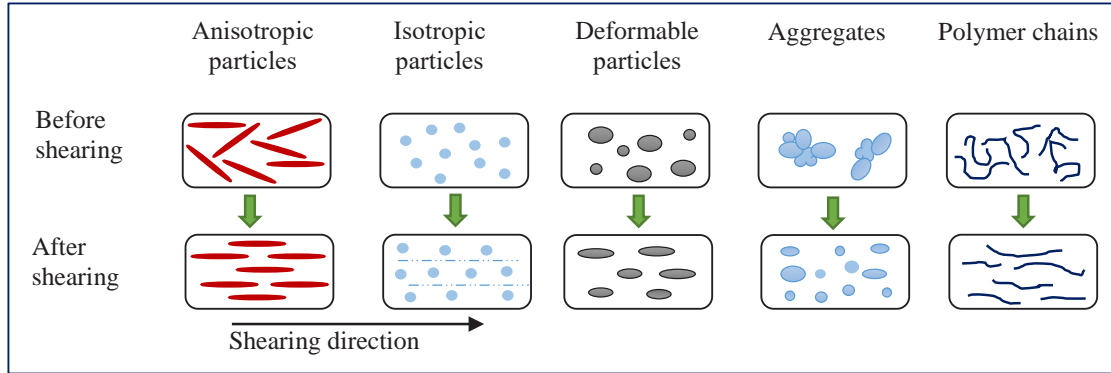


Figure 1: Shearing effect on particles arrangement in shear-thinning fluids (Chhabra, 2010).

The parameters of different fluid models can be estimated through statistical evaluations by using a number of data points larger than the number parameters in the fluid models and applying the least square method (Weir and Bailey, 1996; Mullineux, 2008). The parameters for some models such as the Sisko model can be evaluated by these statistical techniques within confidence interval limits as high as 95%. The accurately determined model parameters can be used to calculate pressure losses in the wellbore to determine surge/swab pressures.

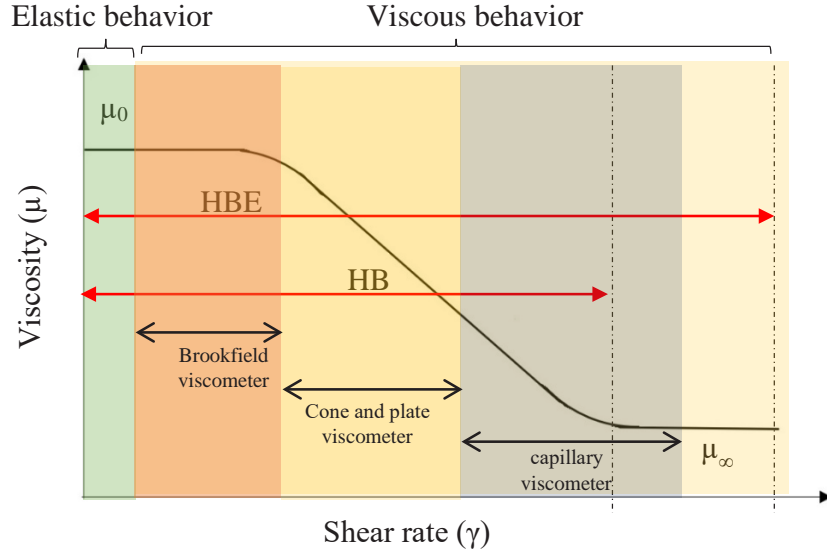


Figure 2: Viscosity behavior of shear-thinning fluids.

Furthermore, a study by Bui and Tutuncu (2016) reported that the cubic splines interpolation technic could be used to form a curve trend that fits exactly through all the measured data points and that the cubic splines model could be used for more optimized rheological calculations as compared to the PL or already widely used HB models as observed from the results of this study.

The efficiency of these models is directly affected by the accuracy of their parameters. Hence, these parameters are used for designing and optimizing operations, thereby, maximizing efficiency, safety of the operations and minimizing operational cost as can be observed in the calculation of pressure losses in the wellbore to determine surge/swab pressures.

3. PROCEDURE

The accurate determination of model parameters remains a challenge in some cases and is sometimes accompanied with large errors due to approximations, especially for the non-linear complex models. Their estimation with the use of statistical shear rate and shear stress helps to minimize the error. The least squares method was examined on its efficiency to be used to determine model parameters and to make a good curve fit to drilling fluid data, and formulas for determining the model parameter of some prominent models in the literature by the method of least squares were established.

The least squares method is also of particular importance as it alleviates the need for some “special” data such as low/zero shear viscosity, infinite shear rate/viscosity, or any other similar data points that are sometimes required to be able to approximate certain model parameters. Also, having established formulations alleviates the need for complex computer programs making it easier to calculate model parameters since these can then be determined using basic/readily programs such as a spreadsheet.

The least squares techniques involve determining the value of model parameters which minimize the least squared error involved in the regression for a given data set (Weir and Bailey, 1996; Burden and Faires, 2005). For models which cannot be linearized, following an iterative procedure for determining one of the model parameters, the least squares method is implemented to determine the other model parameters. Here, Newton-Raphson technique was applied. Appendix A provides the formulation for models that can be linearized.

This is a very common interpolation and approximation method for determining a curve and the constants (model parameters) when given a set of data point. It does not depend on the nature of the data points and entails minimizing the associated error (Burden and Faires, 2005).

4. RESULTS AND DISCUSSION

The model parameters of the PL, HB and HBE models obtained by the method of least squares are given in this section. The viscometer data used in this study to demonstrate the efficiency of the different fluid models in describing drilling fluids rheology was obtained from the study of Merlo et al. (1995) and is given in Table 2.

The viscometer data here was taken at increasing temperatures and pressures ranging from 20° C to 100° C (68° F – 212° F) and 0.1MPa to 1MPa (14.504psi – 145.038psi) as shown in Table 2. The calculated model parameters of the PL, HB and HBE fluid flow models for the drilling fluid is given in Table 3.

The efficiency of each model for its capacity to predict the rheology of the drilling fluid at various temperatures and pressures was calculated. The model efficiency from Equations 2.1 and 2.2 was measured in term of the coefficient of determination (R^2) and the root mean squared error (RMSE) of the predicted shear stresses calculated using the model parameters of each model that were determined using the method of least squares. Also, the relative error of the calculated shear stresses to the measured viscometer data for each data point was calculated and reported for each of the models.

Table 1: Drilling fluid High Pressure-High Temperature viscometer data.

Temperature (°C)		20	30	45	85	100
Pressure (MPa)		0.1	0.1	0.2	0.5	1
Pressure (psi)		14.504	14.504	29.008	72.519	145.038
Rotor speed (RPM)	γ (sec ⁻¹)	Equivalent Fann Dial Reading				
600	1021.8	52	43	40	32	28
300	510.9	38	33	31	24	21
200	340.6	33	29	27	20	18
100	170.3	26	23	22	16	14
6	10.218	11	9	8	5	4
3	5.109	7	6	5	4	3

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m (\tau_i^c - \tau_i)^2}{m}} \quad (2.1)$$

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SSTO} \quad (2.2)$$

where;

τ^c : calculated shear stress value (Pa)

τ : measured shear stress value (Pa)

$\bar{\tau}$: mean shear stress

SSE: error sum of squares; $\sum_{i=1}^m (\tau_i - \tau_i^c)^2$

SSTO: total sum of squares; $\sum_{i=1}^m (\tau_i - \bar{\tau})^2$

Table 2: Model parameters and accuracies at various temperatures.

Temperature (°C)		n	k	τ_y	η_∞	R ²	RMSE	Average relative error (%)
100	PL	0.425	0.771	-	-	0.998	0.192	1.915
	HB _{API}	0.452	0.578	1.022	-	0.992	0.397	16.751
	HB	0.458	0.573	0.736	-	1.000	0.011	0.039

	HBE	0.184	4.091	-3.997	0.004	1.000	0.001	0.001
85	PL	0.395	1.050	-	-	0.999	0.158	0.614
	HB _{API}	0.465	0.589	1.533	-	0.993	0.438	24.080
	HB	0.478	0.556	1.234	-	1.000	0.094	0.262
	HBE	0.839	0.086	4.566	-0.017	1.000	0.086	0.288
	PL	0.378	1.531	-	-	0.996	0.406	4.176
45	HB _{API}	0.390	1.304	1.022	-	0.995	0.450	6.561
	HB	0.379	1.448	0.556	-	1.000	0.012	0.015
	HBE	0.833	0.108	6.977	-0.021	1.000	0.003	0.014
	PL	0.358	1.841	-	-	0.999	0.231	1.714
30	HB _{API}	0.415	1.153	1.533	-	0.997	0.388	2.434
	HB	0.403	1.279	1.266	-	1.000	0.070	0.104
	HBE	0.061	34.206	-35.930	0.006	1.000	0.049	0.036
	PL	0.354	2.191	-	-	0.994	0.599	2.256
20	HB _{API}	0.485	0.868	1.533	-	0.989	0.816	57.451
	HB	0.433	1.231	1.638	-	1.000	0.101	0.139
	HBE	0.117	11.223	-8.888	0.010	1.000	0.079	0.053
	PL	0.354	2.191	-	-	0.994	0.599	2.256

The use of the least squares method (LSM) results in more accurately determined model parameters as shown in Table 3. This is very apparent when comparing the accuracy of the determined HB model curve-fit obtained by the LSE method and those obtained using the proposed API approximation techniques (HB_{API}) as indicated by the values obtained for RMSE and average relative error (%) at the different temperatures. Drilling fluid rheogram obtained for the mud sample tested at 100° C given in Table 3 is provided in Figure 4 to make the results better understood. Similarly, Figure 5 depicts the variation of efficiencies of the models with temperature. As can be seen, HBE gives the best approximation to the measurements, yet the PL model results in more erroneous predictions. Moreover, HB-API approximation approach to find model constants by considering all temperature measurements reveal the maximum error among all. Any hydraulic design using constants of HB-API method introduces inaccuracy that may endanger safe and cost efficient drilling requirements.

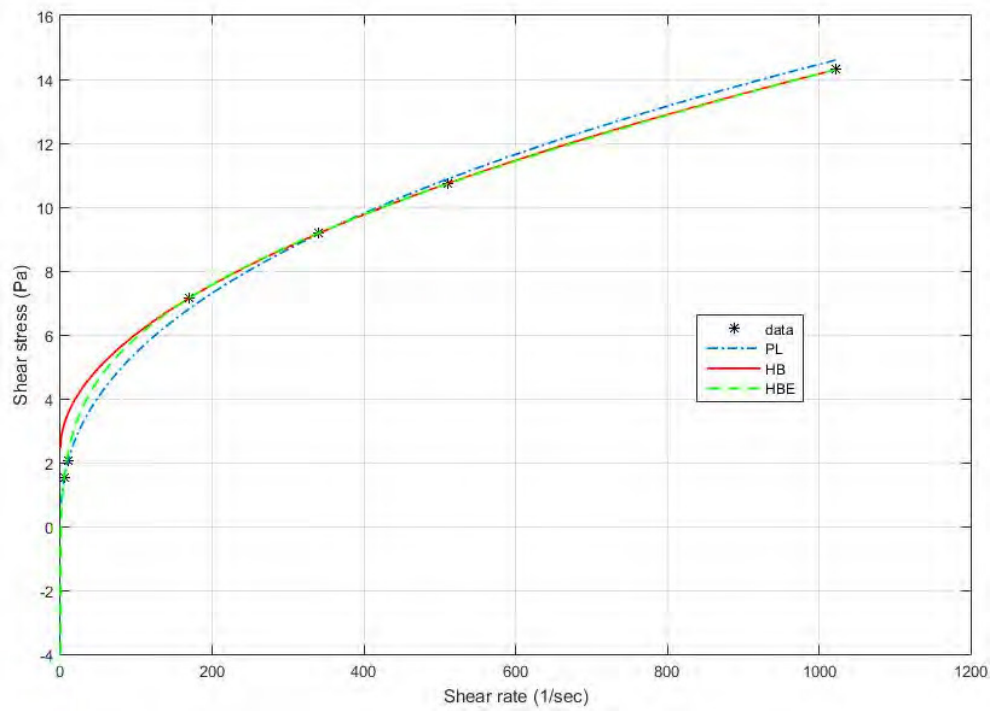


Figure 3: Drilling fluid rheogram @ 100° C, 1MPa.

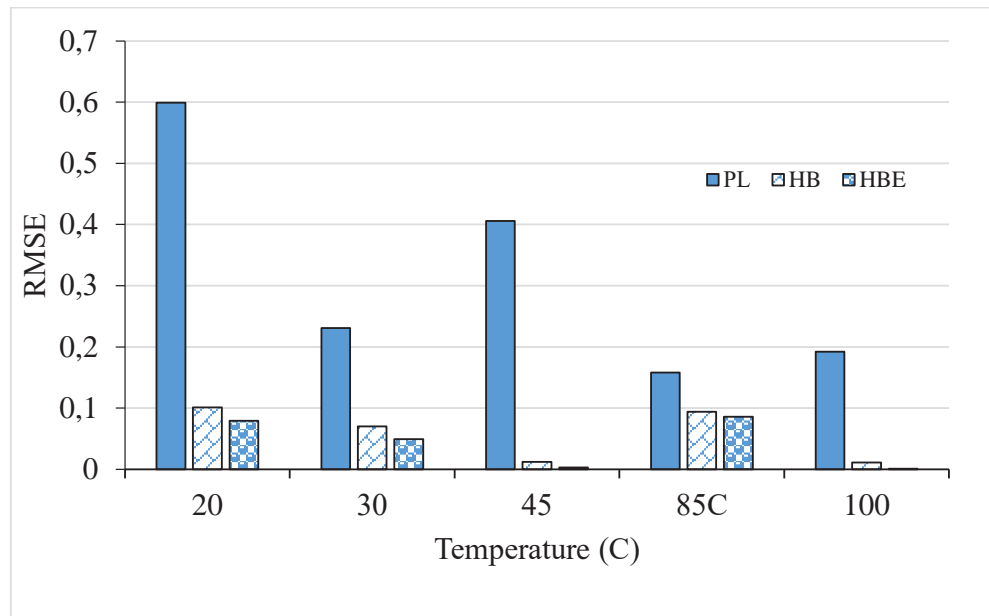


Figure 4: Variation of efficiencies of the models with temperature.

5. CONCLUSIONS

- The HB and HBE models gave a trend that agreed perfectly with the expected curve trend of drilling fluids.
- The cubic splines can be observed to make a perfect fit that the data points leading to the least observable errors. However, at other points, especially at points of high curvature, these curves are seen to demonstrate unexpected behaviors by deviating from the expected trends.
- These deviations from the expected curve trends may lead to higher errors when doing hydraulic calculations at lower shear rates.
- Based on the assumption that most common commercial viscometers have low accuracy at low shear rate, the low shear data was omitted and applying the method of least squares, a perfect fit was obtained for high shear data.
- Determination of these model parameters by analytical and semi-analytical methods increases the precision of the calculated model parameters which thus increases the efficiency of the model hydraulics optimization calculations. This also allows for the use of the well-established HB models in optimization works instead of using less new models which may come with some yet to be discovered shortcomings.

REFERENCES

- Bourgoyne Jr., A., Millheim, K., Chenevert, M., & Young Jr., F. (1991). *Applied Drilling Engineering*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers.
- Bui, B., and Tutuncu, A. (2016). A Generalized Rheological Model for Drilling Fluids With Cubic Splines. *SPE Drilling and Completion Journal*, 26-39.
- Burden, R., and Faires, J. (2005). *Numerical Analysis* (8th ed.). Belmont: Brooks/Cole, Cengage Learning.
- Kok, V., and Alikaya, T. (2005). Effect of Polymers on the Rheological Properties of KCl/Polymer Type Drilling Fluids. *Energy Sources*, 27(5), 405-415.
- Madlener, K., Frey, B., and Ciezki, H. K. (2009). Generalized Reynolds Number for Non-Newtonian Fluids. *Progress in Propulsion Physics*, 237-250.
- Mau, M., and Edmonson, H. (2016, October 19). *Drilling is Established*. Retrieved November 24, 2017, from Engineering and Technology History Wiki: http://www.ethw.org/Drilling_is_Established
- Mitchel, B. (1995). *Advanced Oilwell Drilling Engineering Handbook*. Richardson, Texas: Mitchell Engineering.
- Mullineux, G. (2008). Non-linear least squares fitting of coefficients in the Herschel–Bulkley model. *Applied Mathematical Modelling*, 2538–2551.
- Nguyen, Q.-H., and Nguyen, N.-D. (2012). *Continuum Mechanics - Progress in Fundamentals and Engineering Applications*. (Y. Gan, Ed.) Shanghai: InTech.

- Rao, M. (2014). *Rheology of Fluid, Semisolid, and Solid Foods, Food Engineering Series*. Geneva, NY: Springer.
- Robertson, R. E., and Stiff, J. H. (1976). An Improved Mathematical Model for Relating Shear Stress to Shear Rate in Drilling Fluids and Cement Slurries. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 31-36.
- Tan, C., Rahman, S., Richards, B., and Mody, F. (1998). Integrated Approach to Drilling Fluid Optimization for Efficient Shale Instability Management. *Journal of Petroleum Technology*, 441-456.
- Vipulanandan, C., and Mohammed, A. (2014). Hyperbolic Rheological Model with Shear Stress Limit for Acrylamide Polymer Modified Bentonite Drilling Muds. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 38-47.
- Weir, I. S., and Bailey, W. J. (1996). A Statistical Study of Rheological Models for Drilling Fluids. *SPE Journal*, 473-486.
- Xiangwei, K., Yuanhua, L., Yijie, Q., Hongjun, Z., Long, D., and Yanchao, c. (2014). A New Model for Predicting Dynamic Surge Pressure in Gas and Drilling Mud Two-Phase Flow during Tripping Operations. *Mathematical Problems in Engineering*, 2014, 1-16.

Appendix: Derivation of least square equation for linearized Power Law (PL) model.

For a given data set as shown below defining an equation of the form $y = ax + b$ such as the linearized PL model, where; $a \equiv n$, $x \equiv \ln(\gamma)$ and $b \equiv \ln(k)$,

$$\{(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_m, y_m)\} \text{ where } m = \text{term index (i)}, \quad \forall i \in Z$$

$$y_i = ax_i + b \quad (1)$$

In order to obtain the values of the coefficients a and b by the method of least squares, the least square error (E) must be minimized. E is minimum when its derivative with respect to each of the constants is zero

$$E = \sum_{i=1}^m [y_i - (ax_i + b)]^2 \quad (2)$$

$$\frac{\partial E}{\partial a} = 2 \sum_{i=1}^m (y_i - ax_i - b)(-x) = 0 \quad (3)$$

$$\frac{\partial E}{\partial b} = 2 \sum_{i=1}^m (y_i - ax_i - b)(-1) = 0 \quad (4)$$

Rearranging Equations (3) and (4) to get Equations (5) and (6) respectively

$$a \sum_{i=1}^m x_i^2 + b \sum_{i=1}^m x_i = \sum_{i=1}^m x_i y_i \quad (5)$$

$$a \sum_{i=1}^m x_i + m \cdot b = \sum_{i=1}^m y_i \quad (6)$$

Let

$$\sum_{i=1}^m x_i^2 \equiv \theta_1, \quad \sum_{i=1}^m x_i \equiv \theta_2, \quad \sum_{i=1}^m x_i y_i \equiv \theta_3, \quad \sum_{i=1}^m y_i \equiv \theta_4$$

Substituting for θ_1 , θ_2 , θ_3 and θ_4 in Equations (5) and (6) to obtain Equation (7) and (8) respectively;

$$a\theta_1 + b\theta_2 = \theta_3 \quad (7)$$

$$a\theta_2 + bm = \theta_4 \quad (8)$$

Solving (7) and (8) for a and b in terms of m , θ_1 , θ_2 , θ_3 and θ_4 ;

$$a = \frac{m\theta_3 - \theta_2\theta_4}{m\theta_1 - \theta_2^2} \quad (9)$$

$$b = \frac{\theta_1\theta_4 - \theta_2\theta_3}{m\theta_1 - \theta_2^2} \quad (10)$$

Resubstituting for θ_1 , θ_2 , θ_3 and θ_4 into Equations (9) and (10) to get the equations from which the values of the coefficients a and b can be obtained directly from the available data;

$$a = \frac{m(\sum_{i=1}^m x_i y_i) - (\sum_{i=1}^m x_i)(\sum_{i=1}^m y_i)}{m(\sum_{i=1}^m x_i^2) - (\sum_{i=1}^m x_i)^2} \quad (11)$$

$$b = \frac{(\sum_{i=1}^m x_i^2)(\sum_{i=1}^m y_i) - (\sum_{i=1}^m x_i y_i)(\sum_{i=1}^m x_i)}{m(\sum_{i=1}^m x_i^2) - (\sum_{i=1}^m x_i)^2} \quad (12)$$

Equations (11) and (12) can be directly utilized to determine the values of the parameters a and b from a given data set describing a linear model. In some cases, even when the model is not linear some algebraic manipulations can be done to linearize it first and then model parameters of the resulting linear equation are determined. The procedure for obtaining the model parameters' least squares formulas of the other models indicated with an asterix (*) in Table 1 is done following similar procedures. Here however, the power index parameter (n) for each model was first obtained by the Newton iterative procedure because the final equations were non linearizable. Following this, the other model parameters were calculated in a similar manner as describe for the PL model. These developed equations were run on MATLAB to obtain the results.

Herschel-Bulkley Rheological Model Revisited: An Updated Comparative Study of Model Parameter Determination Methods

Majed Sabbagh, Gürşat Altun

İTÜ Petroleum and Natural Gas Engineering Department

ABSTRACT

The three-parameter Herschel-Bulkley rheological model is being increasingly employed in describing drilling fluids' rheological behavior, rather than the conventional two-parameter Bingham Plastic and Power Law models that have been noticed to be inadequate to simulate the rheological behavior of some drilling fluids. The American Petroleum Institute (API) have suggested straightforward equations to determine the rheological model parameters facilitating the model 35 Fann viscometer readings. Research has shown that utilizing regression analysis to estimate those parameters yielded better results. Yet, regression techniques of the HB model could require an initial estimate of the yield stress value via extrapolating the viscometer data points or other numerical techniques. However, such approach could lead to misinterpretation of the model parameters since they are sensitive to that initial yield stress estimate. Other numerical methods involve an initial determination of the flow behavior index, though following analogous methods could result in erroneous negative yield stress values that are meaningless, especially when investigating low rates of shear. This study investigates the suitability and competence of the common, and recent methods involved in the Herschel-Bulkley model parameter determination, as the range of shear rates, aspect of application, and computational complexity are taken into account when weighing those methods for accuracy. The findings of this study were supported by actual field validation of operational parameters such as stand-pipe pressure calculation.

1. INTRODUCTION

The success of a drilling operation is measured by two things; a well-engineered planning and experienced monitoring of operational parameters. Yet, these operational parameters form a framework and are incredibly dependent on each other. Failing to control the drilling fluid properties for instance, can limit hole cleaning, increase torque and drag, result in stuck pipe, or ultimately, an uncontrolled kick. The drilling fluids are an integral part of this framework, and controlling their rheological properties is vital to ensure a safe and cost-efficient drilling operation.

For decades, the two-parameter Bingham Plastic and Power Law models have been thoroughly used in describing the rheology of drilling fluids due to their simplicity and fair rheological representation in drilling applications. However, more complex models have been proved to better assemble the rheology of drilling fluids along a wider shear rate spectrum, among which, is the three-parameter Herschel-Bulkley model which has been increasingly utilized in drilling applications lately. Other sophisticated four, or even five-parameter models have been also proposed to describe such rheologies, yet they have not received wide acceptance due to the

difficulty in finding analytical solutions for their flow equations and complexity in calculating the hydraulic parameters by such, (Kelessidis, 2006).

2. HERSCHEL-BULKLEY MODEL PARAMETER DETERMINATION METHODS

Many methods have been proposed in the literature regarding the determination of the Herschel-Bulkley model parameters, yet all these methods rely on the same basis of numerical regression of the $\tau - \dot{\gamma}$ data to fit the model, (Herschel, W. H., & Bulkley, R., 1926)

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n \quad (1)$$

Where τ_0 , K , and n are the yield stress, consistency index, and flow behavior index, respectively. This paper investigates the reliability and applicability of the commonly used and recent methods.

2.1 Model Linearization

The Heschel-Bulkley model can basically be linearized, hence linearly regressed if an estimate of τ_0 is obtained. A simple way of doing so is to graphically extrapolate the value of τ_0 from the intercept facilitating the semi-log plot of the $\tau - \log(\dot{\gamma})$ data as demonstrated in Figure 1, however, the straight line trend is not usually evident, especially with simple rotational viscometer data as the low shear rate data can be effected by the plug flow and wall slip effects, hence an unreliable estimate of the yield stress, (Guillot, 1990).

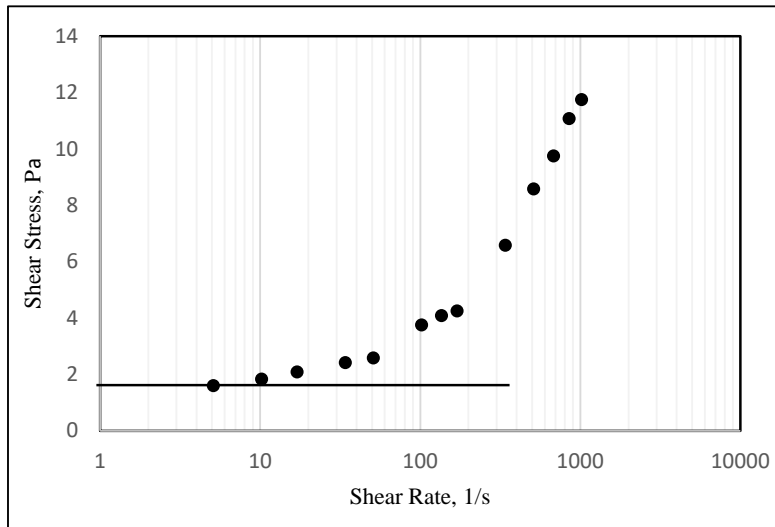


Figure 1: Yield stress estimation using the semi-log plot $\tau - \log(\dot{\gamma})$ of actual data.

Kelessidis, V et al. (2006), suggested a method for estimating the yield stress of the Herschel-Bulkley model by applying the Golden Section Search algorithm by selecting the τ_0 value at which the correlation coefficient (R^2) converges to a maximum value. Furthermore, the search interval for τ_0 has a minimum close to zero, to eliminate any negative estimates of yield stress which is quite a drawback in other methods as will be shown later. To increase the accuracy of this approach which actually depends on the mean average value of R^2 of the last two iterations, a Python program that follows similar fashion was developed for this study, this program

however, utilizes a more precise search algorithm, i.e. 0.001 Pa step iteration, which alleviates the problem of the interval and the mean average value.

2.2 General Numerical Approach

Plain numerical regression techniques have been continuously employed to estimate the HB model parameters, the least squares method is a good example. Non-linear regression techniques usually give good estimates of the parameters, yet resulting in negative yield stress values in some instances. This is a substantial disadvantage of such methods, as negative yield stress is physically meaningless. This evident is mainly encountered when testing low-yield fluids, and could also be caused due to plug flow effect, or measurement and apparatus errors. However, the use of such technique can eliminate the risk in yield stress estimation errors. In fact, Mullineux (2007), demonstrated the sensitivity of the n and K parameters to the change of τ_0 estimate in an example of a fluid where its true parameters are $n = 0.35$, $K = 4 \text{ Pa} \cdot \text{s}^n$, and $\tau_0 = 5 \text{ Pa}$, (Figure 2). The right axis represents the least shear rate value included in the regression (in units of $1/\text{s}$).

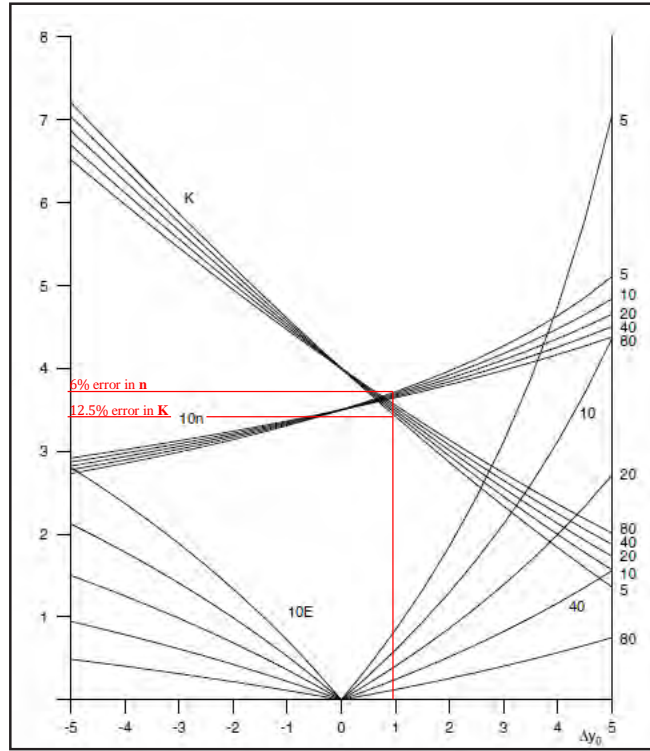


Figure 2: Herschel-Bulkley parameter sensitivity to change in yield stress estimates, (Mullineux, G., 2007).

He also suggested a simplified approach in determining the parameters of HB model, facilitating the knowledge of the model's behavior, while the Herschel-Bulkley model is mostly used for pseudoplastic fluids, i.e. $0 < n < 1$. The author claimed that the set of normal equations concerning the K and τ_0 can be invoked to generate a function of n alone (Figure 3) that has a root at the convenient value of n , and another root at infinity, which can be solved to find the true value of n , after which the determination of the other two parameters can be done easily substituting back in the normal equations. As described in a study by Sabbagh (2019), this

method alleviates the error in estimating the n parameter. In fact, as mentioned earlier, this method is based on the minimization of the square error between the measured and predicted data, which is the same regression approach adopted by the API (2019). The API also recommended using three simple equations to determine the HB model parameters, that will also be tested and compared against other methods.

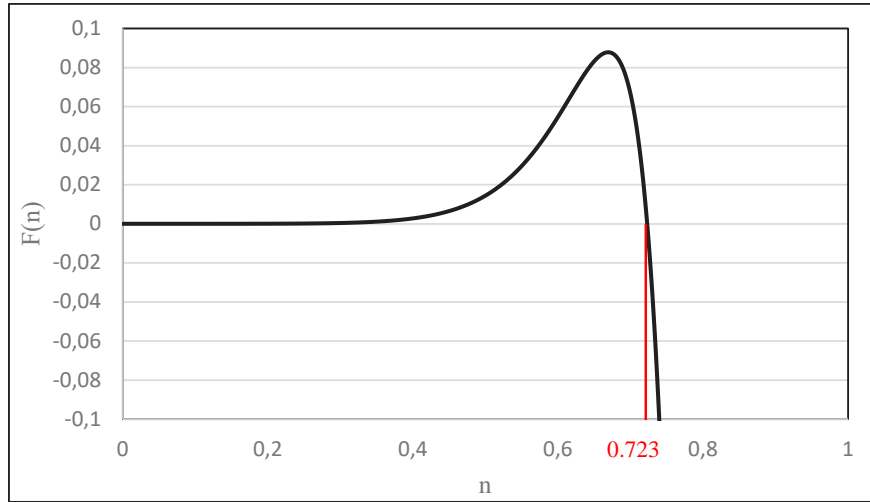


Figure 3: A typical behavior of the $F(n)$ function based on actual data.

2.3 Alternative Numerical Approach

Although Mullineux's method reduces the complexity in the general non-linear regression approach, it still depends on minimizing the square errors between the measured and calculated shear stress data (Least Square Method), and then judging the curve fit by statistical indicators such as R^2 . A recent study by Spiess, Andrej-Nikolai and Natalie Neumeyer (2010), indicates that employing R^2 to decide on the fit is only valid when the model of concern is linear, and that it could lead to faulty interpretation in non-linear models. For this reason, a new regression approach that opts for minimizing the relative square error ($\sum_{i=1}^m \left[\frac{y_i - \hat{y}}{y_i} \right]^2$), instead of the absolute square error ($\sum_{i=1}^m [y_i - \hat{y}]^2$) was tried and tested in this study.

2.4 API Recommended Practice

The API recommended the use of numerical techniques for better rheological description for the HB model, yet suggested the use of approximation equations for straightforward and fast computation of the model parameters (API, 2009), which could be quite useful in field applications such as drilling fluid monitoring purposes. For this reason, the latter approach will be used to generate rheogram curves to be weighed against the other methods.

3. METHOD COMPARISON

Utilizing the methods discussed above to determine the HB parameter for 18 drilling fluid samples for which the rheogram data are provided in Tables A.1 through A.4 (third column in Table A.1 represents the shear rate data for samples 2, 3 and 4). In fact, in order to safely decide

on the adequacy of these methods, the mud samples were chosen to cover a wide range of possible characteristics, oil based, synthetic based, water based, low-yield to high-yield, light to heavy, and with a variety of clays and additives (Table A.6). Overall, the HB model fits better for some samples such as oil based and high-yield (thick) muds more than others. Judging by the average relative error rather than R^2 for non-linear methods; the Mullineux method (NLR_1) does provide a good fit to the data, however, in cases of low to intermediate-yield fluids it can impose some negative yield stress values. Application of the linearization approach (LR_YS) yielded better fit than the former in most low-yield fluids especially oil and synthetic based cases and did in fact clear up the negative yield stress problem imposed by the former method, yet the accuracy of the fit was decreased in such cases.

However, applying the alternative approach proposed in this study (NLR_2) resulted in better model fit in some thin water based fluids, while clarifying the negative yield stress problem in some instances. In addition, applying the API recommended equations resulted in poor performance when judging the model fit with overestimating the model in high-yield mud cases, as it failed to resolve the negative yield stress cases. Figures 4 and 5 are convenient examples illustrating the appropriateness of the HB model parameter determination methods.

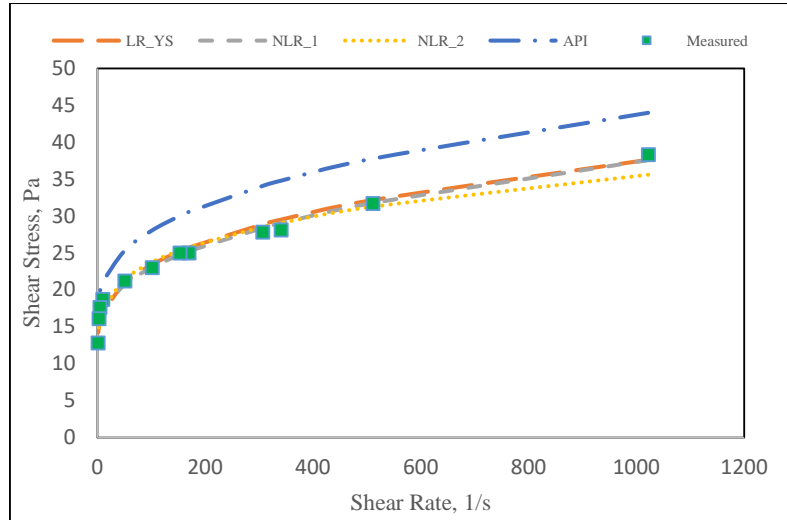


Figure 4: High-yield fluid (S1) rheogram utilizing discussed methods.

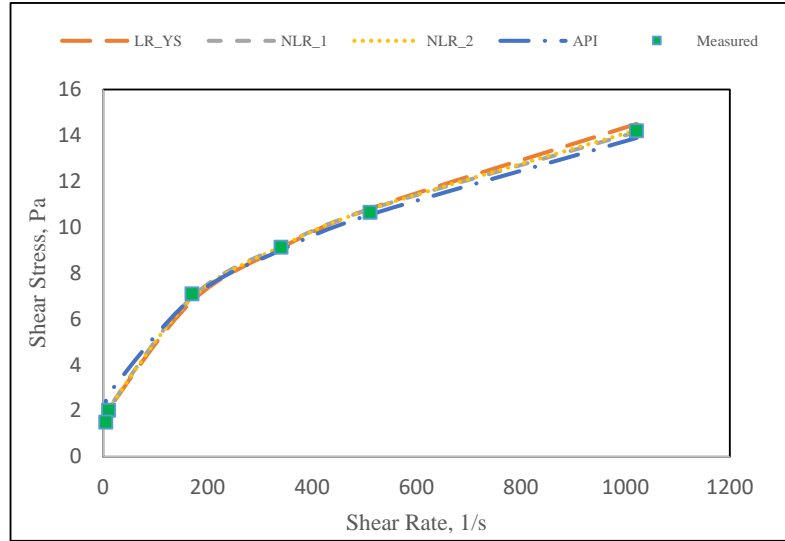


Figure 5: Low-yield fluid (S17) rheogram utilizing discussed methods.

4. IMPACT ON HYDRAULIC DESIGN

It is very important to remember that all rheological models including the HB model are proposed mathematical expressions relating the shear stress to the shear rate changes to simulate the actual rheological behavior of fluids, and having one set of parameters for the HB model yielding better fit statistically, does not necessarily mean that this set will yield better prediction of operational parameters. For this reason, it becomes important to evaluate the accuracy of the discussed methodologies for the HB model parameter determination for the operational parameters of interest. For the velocity profile for instance, the NLR_1 method gave wider velocity profiles at times, where the NLR_2 and LR_YS methods produced the widest profiles at other times, and hence it is recommended to apply all of the proposed methods and utilize all sets of HB model parameters to investigate the narrowest velocity profiles which means lowest cutting transport when designing a well.

As per the rate of penetration, again, there has not been any constant trend observed. However, the method of choice should be based on the highest apparent viscosity values when designing a well, since the rate of penetration depends inversely on the apparent viscosity at the drill bit, (Bourgoyne et al., 1991).

As for the pipe and frictional pressure losses, one should choose the method that yields the highest pressure loss values when applied when designing. This will be explained in detail in the following section.

4.1 Testing with Field Application

It is extensively as important to examine the impact of using the HB parameter determination methods on actual field applications, which is done by analyzing the influence of the discussed methods on frictional pressure losses employing the circulation test data published by Maglione and Robotti (1996), which was conducted on a vertical well located in the Po Valley, Northern Italy.

The circulation test was carried out at three different flow rates, their corresponding stand-pipe pressures were recorded and listed in Table 1.

Table 1: Actual mud circulation test results.

Pump rate, lt/min	Pump rate, gpm	SPP, Bar	SPP, MPa
1640	433.24	46.6	4.66
2460	649.87	103.3	10.33
3270	863.85	176.3	17.63

Implementing the HB model parameters retrieved by the discussed methods, the pipe and frictional pressure losses were computed by applying the approach proposed by Merlo (1995) and added to the calculated pressure losses across the bit to account for the stand-pipe pressure. The results suggest a fair accuracy of all methods at low shear rate (Figure 6), with the general regression approach (Mullineux, 2007) outperforming the other methods. However, a reversed behavior is observed at higher flow rates, the alternative approach proposed in this study yielded higher accuracies, while the other methods outperformed the general numerical approach (Table A.5).

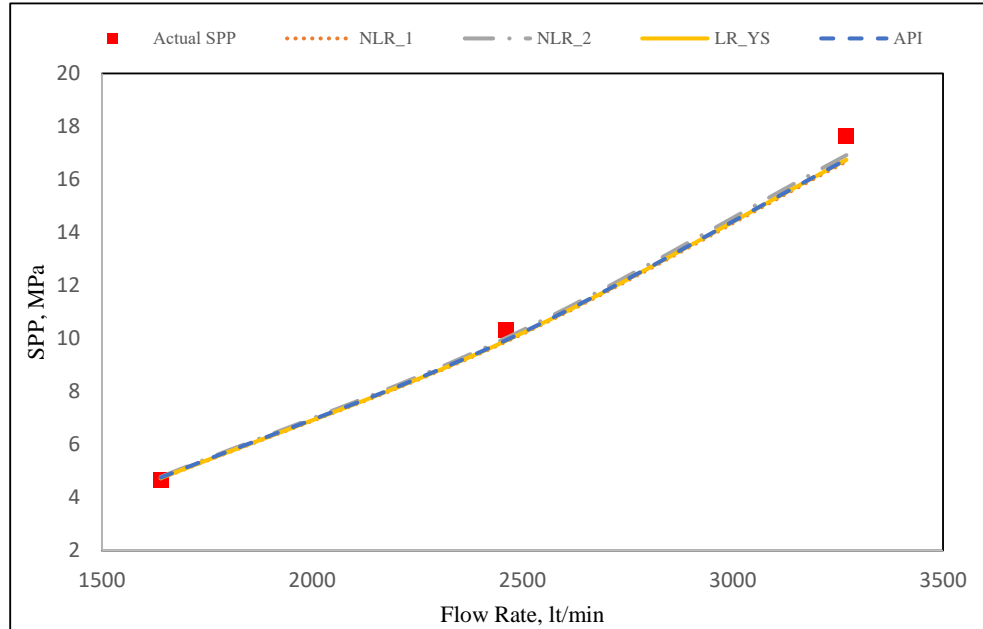


Figure 6: Effect of HB model parameters determination methods on SPP prediction.

5. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

In this study, the common methods involved in the Herschel-Bulkley model parameter determination were reviewed, as well as proposing modified methods, namely; NLR_2 and LR_YS, that were weighed for their accuracy and complexity.

In terms of model fit, the Mullineux (NLR_1) method produced good results in almost all types of drilling fluids, yet presented negative yield stress values that have no physical meaning. To overcome this problem, determining the model parameters by initially estimating the yield stress values (LR_YS) can be feasible if the drilling fluid is a low-yield and preferably oil or synthetic based, however, one should not expect the best model fit by applying the same method for other types of drilling fluids.

Applying non-linear regression by minimizing the average square error (NLR_2), overperformed the other methods in terms of model fit for some mud samples, especially in water based fluids.

While applying the API recommended practice could be the simplest approach, it presented 2 to 3 times more error than the other methods on average, and it should not be reliable as much. And while the Mullineux method is aimed to decrease the complexity in the calculations, it still however requires a computer program to efficiently compute the parameters, as do the other methods. Thus, taking the negative yield stress error anomaly into consideration, it is recommended to apply all the proposed methods and choosing the set of parameters that presents the least average relative error.

In fact, the final decision regarding the set of model parameters of choice must be made taking into consideration the hydraulic parameter in question since some parameters must be maximized while others must be minimized upon designing. NLR_2 method can be chosen when predicting the frictional pressure losses in pipe and annulus for example.

REFERENCES

- API.** (2009). *API Recommended Practice 13D – Rheology and hydraulics of oil-well*. API.
- Mullineux, G.** (2008). Non-linear least squares fitting of coefficients in the Herschel–Bulkley model. *Applied Mathematical Modelling*, 32(12), 2538–2551. doi: 10.1016/j.apm.2007.09.010 (f(N))
- Merlo, A., Maglione, R., & Piatti, C.** (1995, January 1). An Innovative Model For Drilling Fluid Hydraulics. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/29259-MS
- Maglione, R., & Robotti, G.** (1996, January 1). Field Rheological Parameters Improve Stand Pipe Pressure Prediction While Drilling. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/36099-MS
- Kelessidis, V.C., Mihalakis, A., Tsamantaki, C.** (2005). Rheology and rheological parameter determination of bentonite–water and bentonite–lignite–water mixtures at low and high temperatures. Proceedings of the 7th World Congress of Chem. Engr., Glasgow. (Need to be in APA)
- Kelessidis, V., Maglione, R., Tsamantaki, C., & Aspartakis, Y.** (2006). Optimal determination of rheological parameters for Herschel–Bulkley drilling fluids and impact on pressure drop, velocity profiles and penetration rates during drilling. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 53(3–4), 203–224. doi: 10.1016/j.petrol.2006.06.004
- Herschel, W. H., & Bulkley, R.** (1926). Konsistenzmessungen von Gummi-Benzollösungen. *Kolloid-Zeitschrift*, 39(4), 291–300. doi: 10.1007/bf01432034

- Guillot, D.**, (1990). Rheology of well cement slurries. In: Nelson, E.B. (Ed.), Well Cementing. Schlumberger Educational Services, Houston.
- Bourgoyne Jr., A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young Jr., F. S.** (1991). *Applied Drilling Engineering*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Bjørkevoll, K. S., Rommetveit, R., Aas, B., Gjeraldstveit, H., & Merlo, A.** (2003, January 1). Transient gel breaking model for critical wells applications with field data verification. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/79843-MS
- Beck, F. E., Powell, J. W., & Zamora, M.** (1995, January 1). The Effect of Rheology on Rate of Penetration. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/29368-MS
- Power, D., & Zamora, M.** (2003). Drilling Fluid Yield Stress: Measurement Techniques for Improved Understanding of Critical Drilling Fluid Parameters. *AADE Technical Conference*.
- Sabbagh, M.** (2019). A Method for Correcting Parameters of Rheological Models Facilitating Couette Type Viscometers. M.Sc Thesis. Institute of Science and Technology, Istanbul Technical University.
- Spiess, Andrej-Nikolai, Natalie Neumeyer,** (2010). An evaluation of R^2 as an inadequate measure for nonlinear models in pharmacological and biochemical research: a Monte Carlo approach. *BMC Pharmacology*.

APPENDICES

Appendix A: Rheological and Field Test Data

Table A.1: Drilling fluid rheogram data #1, (Bjørkevold, K. S et al., 2006, Kelessidis, V. Et al., 2006).

Sample	S1	for samples 2-4	S2	S3	S4
Shear Rate (1/s)	Shear Stress (Pa)	Shear Rate (1/s)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)
1022.00	38.30	1021.38	12.17	9.33	11.75
511.00	31.70	851.15	11.00	8.58	11.08
341.00	28.10	680.92	9.83	7.92	9.75
307.00	27.80	510.69	8.33	6.83	8.58
170.00	25.00	340.46	6.83	5.58	6.58
153.00	25.00	170.23	4.00	3.42	4.25
102.00	23.00	136.18	3.42	2.92	4.08
51.10	21.20	102.14	2.75	2.42	3.75
10.20	18.70	51.07	1.58	1.50	2.58
5.10	17.60	34.05	1.42	1.33	2.42
3.10	16.10	17.02	1.17	1.00	2.08
1.50	12.80	10.21	0.92	0.58	1.83
		5.11	0.10	0.50	1.60

Table A.2: Drilling fluid rheogram data #2, (Power, D., & Zamora, M., 2003).

Sample	S5	S6	S7	S8	S9	S10
Shear Rate (1/s)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)
1021.80	29.45	38.59	39.09	26.40	40.62	22.34
510.90	20.82	21.32	28.43	14.72	21.83	15.23
340.60	17.26	15.74	23.86	10.15	15.74	12.18
170.30	13.20	9.65	19.80	6.60	8.63	7.62
10.22	8.12	4.06	15.74	2.54	1.52	2.03
5.11	7.62	3.55	15.23	2.03	1.02	1.52

Table A.3: Drilling fluid rheogram data #3, (Beck, F. E., et al., 1995).

Sample	S11	S12	S13	S14
Shear Rate (1/s)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)
1021.80	23.35	31.48	37.06	30.97
510.90	16.75	22.85	29.45	24.88
340.60	13.20	17.77	25.39	21.32
170.30	10.15	13.71	20.31	17.26
10.22	3.55	5.08	7.62	9.14
5.11	2.54	3.05	6.09	7.62

Table A.4: Drilling fluid rheogram data #4, (Merlo, A., et al., 1995, Maglione, R., and Robotti, G., 1996).

Sample	S15	S16	S17	S18
Shear Rate (1/s)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)	Shear Stress (Pa)
1021.32	21.83	20.31	14.22	19.29
510.66	16.75	15.74	10.66	13.20
340.44	14.72	13.71	9.14	11.17
170.22	11.68	11.17	7.11	7.62
10.21	4.57	4.06	2.03	2.54
5.11	3.05	2.54	1.52	2.28

Table A.5: Calculation results of mud circulation test utilizing different regression methods.

Flow Rate (lt/min)	Method	Pipe Pressure loss (MPa)	Annular Pressure loss (MPa)	Bit Pressure Loss (MPa)	SPP (MPa)	Relative Error (%)
3270 lt/min	NLR_1	5.856	0.039	10.791	16.686	5.4
	NLR_2	6.083	0.039	10.791	16.913	4.1
	LR_YS	5.909	0.039	10.791	16.739	5.1
	API	5.921	0.045	10.791	16.756	5
2460 lt/min	NLR_1	3.735	0.036	6.107	9.878	4.4
	NLR_2	3.871	0.036	6.107	10.013	3.1
	LR_YS	3.767	0.036	6.107	9.910	4.1
	API	3.779	0.041	6.107	9.928	3.9
1640 lt/min	NLR_1	1.970	0.032	2.714	4.716	1.2
	NLR_2	2.035	0.032	2.714	4.781	2.6
	LR_YS	1.986	0.032	2.714	4.732	1.5
	API	1.997	0.038	2.714	4.749	1.9

Table A.6: HB model parameter determination results utilizing different methods.

Sample	Description	Parameter	NLR_1	NLR_2	LR_YS	API
S1	High-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	13.383	9.498	11.240	15.558
		n (Dimensionless)	0.397	0.262	0.334	0.356
		K (Pa.s ⁿ)	1.550	4.254	2.605	2.416
		R ² (Dimensionless)	0.979	0.966	0.976	0.959
		Avg. Relative Error %	3.944	4.733	4.770	21.056
		RMSE (Dimensionless)	0.982	1.215	1.105	5.037
S2	Low-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	-0.288	-0.760	0.001	-0.679
		n (Dimensionless)	0.584	0.501	0.733	0.528
		K (Pa.s ⁿ)	0.221	0.382	0.089	0.303
		R ² (Dimensionless)	0.996	0.988	0.971	0.976
		Avg. Relative Error %	23.304	13.148	27.687	18.584
		RMSE (Dimensionless)	0.246	0.416	0.797	0.633
S3	Low-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	-0.268	0.102	0.055	0.396
		n (Dimensionless)	0.531	0.622	0.601	0.461
		K (Pa.s ⁿ)	0.249	0.132	0.152	0.352
		R ² (Dimensionless)	0.996	0.993	0.994	0.952
		Avg. Relative Error %	8.082	5.837	5.883	44.875
		RMSE (Dimensionless)	0.204	0.268	0.238	0.681
S4	Low-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	1.183	1.353	1.308	1.292
		n (Dimensionless)	0.643	0.691	0.671	0.485
		K (Pa.s ⁿ)	0.127	0.091	0.104	0.362
		R ² (Dimensionless)	0.997	0.996	0.996	0.950
		Avg. Relative Error %	3.507	3.032	2.987	21.528
		RMSE (Dimensionless)	0.209	0.227	0.215	0.792
S5	High-yield, Synthetic Based	τ_0 (Pa)	7.208	7.225	7.172	6.702
		n (Dimensionless)	0.723	0.727	0.717	0.580
		K (Pa.s ⁿ)	0.149	0.145	0.155	0.440
		R ² (Dimensionless)	1.000	1.000	1.000	0.945
		Avg. Relative Error %	0.663	0.665	0.717	8.963
		RMSE (Dimensionless)	0.087	0.088	0.094	1.786
S6	High-yield, Oil Based	τ_0 (Pa)	3.497	3.462	3.382	2.872
		n (Dimensionless)	0.968	0.959	0.943	0.902
		K (Pa.s ⁿ)	0.043	0.046	0.051	0.068
		R ² (Dimensionless)	1.000	1.000	1.000	0.999
		Avg. Relative Error %	1.668	1.729	2.074	5.403
		RMSE (Dimensionless)	0.115	0.134	0.212	0.452
S7	High-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	15.140	15.178	15.074	13.882
		n (Dimensionless)	0.898	0.909	0.880	0.583
		K (Pa.s ⁿ)	0.048	0.044	0.054	0.530
		R ² (Dimensionless)	0.999	0.999	0.999	0.723
		Avg. Relative Error %	0.925	0.903	1.026	13.741
		RMSE (Dimensionless)	0.224	0.230	0.246	4.348
S8	Low-yield, Synthetic Based	τ_0 (Pa)	2.084	1.990	1.917	1.436
		n (Dimensionless)	0.966	0.929	0.923	0.875
		K (Pa.s ⁿ)	0.030	0.038	0.041	0.056
		R ² (Dimensionless)	0.999	0.999	0.999	0.996
		Avg. Relative Error %	4.054	3.950	3.684	9.150
		RMSE (Dimensionless)	0.211	0.296	0.302	0.500
S9	Low-yield, Oil Based	τ_0 (Pa)	0.801	0.656	0.716	0.479
		n (Dimensionless)	0.905	0.858	0.892	0.903
		K (Pa.s ⁿ)	0.075	0.101	0.083	0.073
		R ² (Dimensionless)	1.000	0.998	1.000	0.993
		Avg. Relative Error %	3.516	3.509	3.193	12.519
		RMSE (Dimensionless)	0.142	0.525	0.185	1.111

Table A.6 (Continued): HB model parameter determination results utilizing different methods.

Sample	Description	Parameter	NLR_1	NLR_2	LR_YS	API
S10	Low-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	0.573	0.730	0.657	0.957
		n (Dimensionless)	0.599	0.621	0.606	0.567
		K (Pa.s ⁿ)	0.346	0.296	0.327	0.404
		R ² (Dimensionless)	0.999	0.999	0.999	0.994
		Avg. Relative Error %	2.572	2.341	2.123	11.548
		RMSE (Dimensionless)	0.236	0.259	0.240	0.553
S11	Low-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	1.448	0.826	1.292	1.436
		n (Dimensionless)	0.531	0.470	0.522	0.497
		K (Pa.s ⁿ)	0.551	0.841	0.593	0.679
		R ² (Dimensionless)	0.999	0.997	0.999	0.997
		Avg. Relative Error %	3.628	3.293	3.286	4.411
		RMSE (Dimensionless)	0.257	0.412	0.266	0.393
S12	Intermediate-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	1.750	-0.498	1.339	0.957
		n (Dimensionless)	0.521	0.393	0.505	0.471
		K (Pa.s ⁿ)	0.802	1.971	0.913	1.120
		R ² (Dimensionless)	0.997	0.988	0.997	0.994
		Avg. Relative Error %	6.584	6.565	5.858	6.403
		RMSE (Dimensionless)	0.503	1.035	0.530	0.765
S13	Intermediate-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	-0.293	-0.012	0.001	4.308
		n (Dimensionless)	0.335	0.342	0.342	0.355
		K (Pa.s ⁿ)	3.664	3.474	3.466	2.803
		R ² (Dimensionless)	1.000	1.000	1.000	0.969
		Avg. Relative Error %	0.594	0.597	0.597	17.844
		RMSE (Dimensionless)	0.105	0.118	0.120	1.981
S14	Intermediate-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	4.924	4.578	4.818	5.744
		n (Dimensionless)	0.413	0.396	0.410	0.353
		K (Pa.s ⁿ)	1.493	1.688	1.533	2.290
		R ² (Dimensionless)	0.999	0.999	0.999	0.942
		Avg. Relative Error %	1.637	1.702	1.644	14.090
		RMSE (Dimensionless)	0.233	0.253	0.236	1.998
S15	Intermediate-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	-0.120	-2.575	0.000	1.436
		n (Dimensionless)	0.348	0.267	0.358	0.397
		K (Pa.s ⁿ)	1.951	3.696	1.829	1.271
		R ² (Dimensionless)	0.999	0.996	0.999	0.995
		Avg. Relative Error %	3.197	3.148	3.228	6.493
		RMSE (Dimensionless)	0.212	0.420	0.229	0.484
S16	Low-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	-1.268	-4.919	0.000	0.957
		n (Dimensionless)	0.314	0.221	0.378	0.378
		K (Pa.s ⁿ)	2.439	5.243	1.522	1.362
		R ² (Dimensionless)	0.999	0.995	0.996	0.990
		Avg. Relative Error %	3.797	3.155	5.196	9.476
		RMSE (Dimensionless)	0.228	0.446	0.402	0.611
S17	Low-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	-0.495	-0.362	0.036	0.957
		n (Dimensionless)	0.377	0.388	0.425	0.432
		K (Pa.s ⁿ)	1.077	0.989	0.735	0.649
		R ² (Dimensionless)	1.000	1.000	0.998	0.990
		Avg. Relative Error %	1.474	1.331	1.682	15.123
		RMSE (Dimensionless)	0.089	0.097	0.190	0.450
S18	Low-yield, Water Based	τ_0 (Pa)	1.354	1.478	1.409	1.915
		n (Dimensionless)	0.576	0.600	0.582	0.583
		K (Pa.s ⁿ)	0.332	0.282	0.317	0.304
		R ² (Dimensionless)	0.999	0.999	0.999	0.997
		Avg. Relative Error %	2.081	1.875	1.939	8.132
		RMSE (Dimensionless)	0.157	0.188	0.161	0.345



18-20 Kasım / November 2020

REZERVUAR MÜHENDİSLİĞİ

Heterojenliklerin Yerinde Yanma Üzerine Etkisi: Geçirgenlik Farklılaşması ve Yapay Çatlaklar

Melek Deniz Pakar, Murat Çınar

İTÜ Maden Fakültesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

ÖZ

Yerinde yanma, birçok farklı tip rezervuarda başarıyla uygulanmış ısı üretimi artırma yöntemlerinden biridir. Rezervuar içerisinde enerji bir dizi çok basamaklı seri ve paralel reaksiyonlar tarafından oluşturulmakla birlikte, bu reaksiyonlar sonucu açığa çıkan ısı, petrolün ağırlıklılığını düşürürken, petrolün en ağır bileşenlerinin yanmasıyla petrol iyileştirilir.

Bu çalışma kapsamında, Batı Raman petrolünün farklı kurgularda yanma karakteri bir dizi yanma tüpü deneyi ile incelenmiştir. Bu kurgulardan ilki homojen kum paketidir. Bu deney diğer deneyler için bir referans oluşturmak için gerçekleştirilmiştir. İkinci kurguda, farklı kum taneciklerinin farklı şekillerde tüp içine yerleştirilmesiyle yatayda ve dikeyde farklı geçirgenlikli bölgeler oluşturulmuştur. Üçüncü kurguda ise, karot örnekleri ve yapay çatlaklar kullanılarak deneyler gerçekleştirilmiştir.

Yanma tüpü deneyleri 3 standart lt/dak hava debisi ve 100 psig operasyon basıncında gerçekleştirilmiştir. Bütün örnekler deney öncesi su, petrol ve gaz ile doyurulmuştur. Deneyler sırasında sıcaklık tüp boyunca 21 farklı noktada kayıt edilirken, çıkan gazdaki CO, CO₂, CH₄ ve O₂ derişimleri gaz çözümleyici ile okunur. Deneylerin bir kısmı hava (%21 oksijen, %79 Nitrojen), diğer kısmı ise zenginleştirilmiş hava (%39 oksijen, %61 Nitrojen) ile gerçekleştirilmiştir. Toplanan veriler, ortalama cephe sıcaklığı ve hızı, H/C oranı, hava/yakıt oranı ve oksijen tüketimini hesaplamak için kullanılır.

Deney sonuçları geçirgenlikteki farklılaşmanın ve yapay çatlakların yanma üzerine önemli etkileri olduğunu göstermektedir. Özellikle karot ile yapılan deneylerde zenginleştirilmiş hava kullanılsa bile çatlaklar olmadan yanmanın sürdürülemediği gözlemlenmiştir. Yine karot kullanılan deneylerde zenginleştirilmiş hava kullanımı yanmayı ilerletirken, petrol kurtarımının düşük kaldığı görülmüştür. Bunlarla birlikte yerinde yanmanın petrolün asfalsı içeriğini düşürerek petrolü iyileştirdiği gözlemlenmiştir.

1. GİRİŞ

Dünya petrol kaynaklarının büyük bir bölümünü ağır petrol ve bitümen kaynakları oluşturmaktadır. Yapılan çalışmalar dünyada toplam 8901 milyar varil yerinde ağır petrol ve bitümen kaynakları olduğunu göstermektedir ki bu rakam alışlagelmiş petrol kaynaklarının yaklaşık üç katıdır (Meyer et al., 2007). Bu tür petroller yüksek yoğunluğa ve ağırlığa sahip olmakla birlikte, bu özellikleri birincil üretimlerinin oldukça düşük kalmasına yol açmaktadır. Dolayısıyla ağır petrollerin üretiminde ağırlığının düşürülmesine odaklı ısı yöntemleri, buhar basma ve yerinde yanma yöntemlerinin kullanımı oldukça yaygındır. Buhar basma yöntemi en yaygın kullanılan ileri üretim tekniklerinden biri olmakla birlikte kullanımı derinlikle sınırlıdır. İstatistiksel veriler 4500 ft (1372 m) 'den derin sahalarda, buhar basmanın başarılı olmadığını göstermektedir (Taber et al., 1997). Bunun en önemli nedenleri kuyu boyunca yaşanan ısı kayıpları ve buharın yoğunlaşma ısısının basınç arttıkça düşmesidir. Diğer bir yandan yerinde yanma yöntemi, buhar basmanın etkili olmadığı daha derin yerlerde kullanılabilir.

Ülkemizin bilinen petrol kaynaklarının kısıtlı olmakla birlikte önemli bir bölümü ağır petrollü ve doğal çatlaklı sistemlerde bulunmaktadır. Ağır petrol rezervuarlarının üretiminde ısı yöntemleri yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu yöntemlerin incelenmesi ve doğal çatlaklı sistemlerde uygulanabilirliklerinin araştırılması bu tip rezervuarlardan petrol üretiminin artırılması için ilk aşamayı temsil etmektedir.

Yerinde yanma bilinen en eski ileri üretim artırma yöntemlerinden biridir. Bu yöntemle petrol kurtarımı diğer ileri üretim artırma yöntemlerine göre daha yüksektir. Ayrıca, petrol bir dizi seri ve paralel tepkimeye girdiğinden, asfaltı içeriği ve kükürt içeriği düşer ve yerinde iyileşir. Bu yöntem eski bir yöntem olmakla birlikte, çatlaklı sistemlerde yanma sürecinin nasıl gerçekleşeceği temel olarak pek iyi anlaşılmamıştır. Bu da çatlaklı sistemlere uygulanabilirliğini kısıtlamaktadır. Bu çalışmada yanma tüpü deneyleri kullanılarak, geçirgenliğin farklılaştığı durumlarda ve yapay çatlaklı sistemlerde yerinde yanmanın nasıl gerçekleştiğini gözlemleyerek yönetime dair temel anlayışımızı arttırmaya çalıştık.

Deneylerden elde edilen üç farklı sistem bu çalışmada karşılaştırılmıştır. Bu sistemler şunlardır: 1. Tek tanecik boyutlu kum kolonu, 2. Farklı tanecik boyutlarındaki kumlar kullanılıp elde edilen farklı geçirgenlikli bölgeler ile gerçekleştirilen deneyler. 3. Karotlar arasına kum tanecikleri yerleştirilerek yaratılan yapay çatlaklar. Deneylerde, Batı Raman sahasından örneklenen petrol örnekleri kullanılmıştır. Deney sonuçları geçirgenlikteki farklılaşmanın ve yapay çatlakların yanma prosesi üzerinde önemli etkileri olduğunu göstermektedir. Özellikle karot ile yapılan deneylerde zenginleştirilmiş hava kullanılsa bile çatlaklar olmadan yanmanın sürdürülemediği gözlemlenmiştir. Yine karot kullanılan deneylerde zenginleştirilmiş hava kullanımı yanmayı ilerletirken, petrol kurtarımının düşük kaldığı görülmüştür. Yapay çatlaklarda ve karotlarda iki farklı hızlarda ilerleyen yanma cephesi gözlemlenmiştir. Matriste ilerleyen cephe sürekliyken, çatlak içerisinde ilerleyen cephenin süresiz olduğu, belli aralıklarla sönüp tekrar başladığı gözlemlenmiştir. Ayrıca çatlaklı sistemlerde yanma sonucu üretilen petrolün, taktürlü kum kolonunda gerçekleşen yanma sonucu üretilen petrole göre API derecesinin daha yüksek olduğu görülmüştür. Bu bulgular matristen çatlak içerisine akan petrolün tekrar yandığına işaret etmektedir.

2. YAZIN TARAMASI

Yerinde yanma, çoğunlukla ağır petrolerin üretiminde kullanılan ısı kurtarım yöntemlerinden biridir. Yöntemö havanın veya oksijenle zenginleştirilmiş bir gazın rezervuara basılarak, bir miktar hidrokarbonun yerinde yakılarak enerjiye çevrilmesi prensibine dayanır. Yerinde yanma, yanma cephesinin, basılan oksitleyici gazın yönüne bağlı olarak, ilerlediği yöne göre sınıflandırılabilir. İleri yanma yönteminde, yanma cephesi basma kuyusundan üretim kuyusuna doğru hareket ederken, ters yanma yönteminde ise yanma cephesi ve basılan gaz aksi yönde ilerlemektedir. İleri yanma kendi içerisinde kuru ve ıslak olarak alt gruplara ayrılmıştır. Hava ile birlikte suyun rezervuara enjekte edildiği yöntem ıslak yanma olarak adlandırılmıştır. (Sarathi, 1999; Latil vd., 1980; Prats, M., 1982; Donaldson vd., 1989; Sheng, 2013, İslam vd., 1989).

İlk yapılan çalışmalar daha çok yerinde yanma yönteminin sahaya uygulanabilirliğini sorgulayan projelerdir. Farouq Ali (1972) yaptığı incelemede o zamana kadar ileri yerinde yanma yöntemi ile alakalı yazında tartışılmış 100 raporun sonuçlarını karşılaştırmış ve bu raporlara göre doğru tasarlanmış testler sonucunda yerinde petrolün % 50' sinin kurtarılabildiğini belirtmiştir. Chu (1982) yaptığı incelemede sahaya uygulanabilen en az iki tasarım yönteminin olduğunu belirtmiştir. Bunlardan ilki Nelson ve McNeil (1961) tarafında önerilmiştir. Çalışmalarında Nelson ve McNeil (1961), gerekli hava miktarının saptanması ve proje tesisinin boyutlarının belirlenmesindeki ilk adımın, model seçimi ve alansal süpürme verimliliğinin belirlenmesi olduğunu belirtmişlerdir. Ayrıca, yanma tüpü çalışmalarının yakıt içeriği ve hava miktarını ile hava özelliklerinin ve ihtiyacının belirlenmesinde gerekli olduğunu vurgulamışlardır. Bir diğeri ise, Gates ve Ramey (1980) 'in laboratuvar sonuçlarını, Belridge sahasında yerinde yanma projesinden elde ettikleri gözlemlerle birleştirerek petrol üretiminin yanan hacimle, ilk gaz doymuşluğuna bağlı olarak, nasıl değiştiğini ortaya koyduğu grafiklerlerdir. Ayrıca, bir projenin sahaya uygulanabilmesi için gerekli olan bilgileri şu şekilde sıralamışlardır; yerinde gaz doymuşluğu, yakıt içeriği, gerekli hava miktarı ve etkili olan oksijen miktarı. Bir diğer çalışmada ise, Brigham ve Satman (1980) saha testlerinden topladıkları verileri kullanarak üretim performansının belirlenmesi için saha özelliklerine bağlı olarak iki farklı bağıntı ortaya koymuşlardır. Daha sonraki yıllarda Oliveros, vd. (2013) yanma projelerinin tasarım parametrelerinin bulunmasında ve teknik fizibilite değerlendirmesinde yanma deneylerinin geleneksel bir yöntem haline geldiğinden bahsetmiştir. Oliveros, vd. (2013) Chu (1982)' nun yapmış olduğu incelemeye ek olarak bahsedilen analitik yöntemlerden faydalanarak tasarım değişkenlerinin tespiti için bir hesaplama yöntemi geliştirmiştir. Yapmış olduğu karşılaştırmaya göre, Nelson ve McNeil'in geliştirdiği yöntemin saha çalışmalarına yönelik karakterleri daha iyi temsil ettiğini ve süreç parametrelerine daha duyarlı sonuçlar aldığını belirtmişlerdir.

Yerinde yanma ile ilgili petrol yazını incelendiğinde birçok başarılı saha uygulaması olduğu ancak bir o kadar da başarısız sonuçlar olduğu görülmektedir. Başarılı sonuçların çoğunluğun geçirgenliği yüksek ve özelliklerinin konumla pek fazla değişmeyen sistemler olduğu görülmektedir. Geçirgenliğin konumla ciddi farklılaştığı ve doğal çatlakların olduğu sistemlerde sürecin nasıl işletilebileceği ile ilgi yeterli çalışmalar gerçekleştirilmemiştir. Dolayısıyla sürecin temelleri tam olarak anlaşılmamıştır.

Çatlaklı sistemler ile ilgili ilk deneysel çalışmalar 80' li yıllarda karşımıza çıkmaktadır. Schulte ve Vries (1985) doğal çatlaklı ağır petrol rezervuarlarında yanma sonucu birincil üretiminin başlıca çatlaklardan yapıldığını varsaymış ve yerinde yanma deneyleri ile matematiksel modeli

karşılaştırmışlardır. Yanma tüpü içerisine yerleştirdikleri petrole doymuş karot ve tüp duvarı arasında akış yolları oluşturarak, çatlakları temsil etmiş ve bir dizi deney gerçekleştirmişlerdir. Sonuç olarak işlemi, oksijenin çatlaklardan matris içerisine difüzyonunun kontrol ettiğini ortaya koymuşlar ve oksijenin matris merkezine difüzyonu yavaş olduğu için yanma cephesinin koni şeklinde olduğunu gözlemlemişlerdir. Ayrıca, başlıca petrol üretim mekanizmasının matris içerisindeki petrolün ısıl genleşme ve buharlaşması ve sonrasında yoğunlaşması ile gerçekleştiğini belirtmişlerdir. Bu gözlemleri yaptıkları 2 boyutlu sayısal model sonuçları da doğrular nitelikte olup, yanma cephesinin uzunluğu, gerekli minimum ve maksimum hava akış oranı ve en önemlisi de maksimum çatlak aralığını tespit ederek yerinde yanmanın çatlaklı formasyonlarda uygulanabilir olduğunu ve süpürülme bölgesinde yüksek kurtarım sağlandığını tespit etmişlerdir. Bu gözlemler, yanma işleminin çatlaklı sistemlerde, homojen sistemlerden daha farklı bir mekanizması olduğunu ortaya koymaktadır, zira homojen sistemlerde oksijen difüzyonu oksitlenmeye göre hızlıdır (Burger 1972). Greaves vd. (1991) yaptıkları benzer deneylerde, sistemi ısı kayıplarını engelleyecek şekilde oluşturmuş ve sisteme oksijence zengin hava basmarak deneyleri gerçekleştirmişlerdir. Deneyler sonucunda, Schulte ve Vries (1985) tarafından elde edilen sonuçlara benzer sonuçlar elde etmiş ve ek olarak ısıl genleşmenin matriste buharlaşmanın ise çatlaklarda gerçekleştiğini gözlemlemişlerdir. Oksijence zenginleştirilmiş hava ile yapılan deneyler sonucunda, düşük sıcaklıklı oksitlenme (LTO) reaksiyonları sonucu yanma için yakıt oluşumunun erken zamanlarda gerçekleştiğini tespit etmişlerdir.

Daha sonraki yıllarda, petrol fiyatları artmaya ve ileri üretim arttırma yöntemleri daha fazla saha için ekonomik olmasına kadar konu ile ilgili pek fazla çalışma yoktur. Ekonomik gelişmelerin yaşanmasıyla yerinde yanma konusuna ilgiyi arttırmıştır. Awoleke (2007) yüksek lisans tezinde, hafif petrollü sistemlerde petrol oksitlenme kinetiğini ve yanma cephesinin dinamik davranışlarını deneysel olarak incelemiştir. Deney sonuçlarını karşılaştırmak için heterojen sistemli ve çatlaklı farklı benzeşim çalışmalarını değerlendirmiştir. Deney ve benzeşim çalışmaları sonucunda, yanma cephesinin ilerleyişinin küçük ölçekli heterojenliklerden etkilenmediğini ancak yüksek değişkenlik gösteren heterojenliklerde yanma cephesinin ilerlemesinin kesilebileceğini ortaya koymuştur. Fadaei vd. (2010) karot ve matris bloğu ölçekli çatlaklı bir sistemde yerinde yanmanın ilerleme koşullarını, petrol kurtarımındaki mekanizmaları anlamak ve büyük sistemlere uyarlanmadaki ölçek sorunlarını çözümlemek amacıyla bir benzeşim çalışması yapmıştır. Bu çalışma sonucunda, çözümlemenin ele boyutundan bağımsız olabilmesi için blok boyutunun yanma cephesi kalınlığını geçmemesi gerektiğini ileri sürmüş ve ayrıca önceki çalışmalarda bulunan yanma cephesinin koni şeklinde oluşunu, yanma cephesi ilerleyişinin oksijen difüzyonu, petrol kurtarımının ise matris geçirgenliği tarafından kontrol edildiğini onaylamıştır. Fadaei vd. (2011) yaptıkları çalışmada yerinde yanmayı farklı oluşturulmuş çatlaklı sistemlerde bir dizi yanma tüpü ve kinetik hücresi deneyleri gerçekleştirerek incelemişlerdir. Kinetik deneyleri sonucunda karbonatlı kayaçların varlığının yanma kinetiği üzerinde çok büyük etkisi olduğunu ve diğer deneysel çalışmalarda elde edilen koni şeklini, yanma cephesinin yüksek geçirgenlikli bölgelerde daha hızlı ilerlediğini ve yüksek heterojenlik içeren sistemlerde yanma cephesinin ilerleyemediğini gözlemlemişlerdir. Ancak, havayı oksijen bakımından zenginleştirerek yanma cephesinin ilerlemediği çatlaklı sistemlerde, cepheyi ilerletmeyi başarmışlardır.

etmişlerdir. Deneyler sırasında örneği tutuşturmak için seramik kelepçe ısıtıcılar yanma tüpüne bağlanmış ve sıcaklık diğer sıcaklık çubukları gibi ölçülmüş ve kaydedilmiştir.

3. YANMA TÜPÜ DENEYLERİ

Yanma deneylerinin gerçekleştirilmesinin temel amacı tasarım için gerekli verilerin elde edilmesidir. Petrolün ne kadarlık bir kısmının yanacağı ve bu yanmanın ne kadar havaya ihtiyaç duyacağı yanma tüpü deneyleri kullanılarak bulunur. Yanma tüpü önceden hazırlanan kum, su ve petrol karışımı ile doldurulur. Örnekler, %33 petrol ve %33 saf su doymuşluğu elde edilecek şekilde karıştırılır. Isıl çiftler tüp boyunca yerleştirilken, gaz girişine yakın noktaya seramik ısıtıcı kelepçeler bağlanır. Sıcaklık ölçümleri, tüpün üst kısmı baz alındığında, 17.5 cm ile 84 cm aralığında alınmıştır. Her bir sıcaklık ısılçiftinin arasında 3.5 cm mesafe vardır. Toplamda 20 farklı noktada sıcaklık kayıt edilir. Tüp hazırlanıp basınç testleri yapıldıktan sonra ısı kayıplarını önlemek için Pyrogel yalıtım malzemesi ile 2 kez sarılıp, çelik koruma borusuna yerleştirildikten sonra sistem basınçlandırılır. Deneyler 100 psig (690 kPa) basınçta gerçekleştirilmiştir.

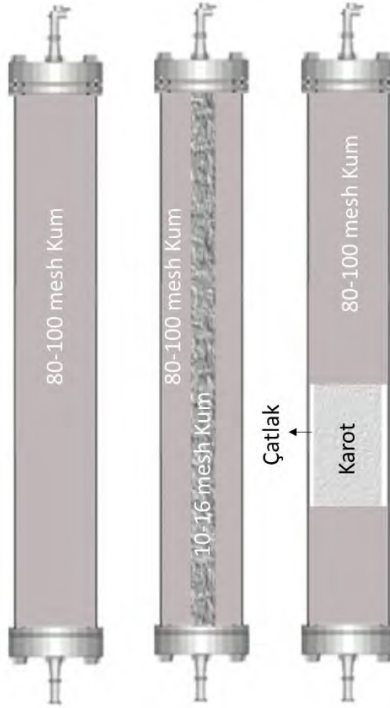
Deneylerde ilk aşama petrolün yerinde tutuşturulmasıdır. Sistem gaz girişine yakın noktadaki ısıtıcılar ile ısıtmaya başlanır. Bu sırada sistem azot gazı ile beslenir. İstenen tutuşma sıcaklığına (350-400 °C) erişildiğinde azot gazı kesilir ve hava vermeye başlanır. Bütün deneyler 3 lt/dak gaz debisinden gerçekleştirilmiştir. Sürekli olarak hava basma suretiyle oluşan yanma cephesinin tüp içerisinde ilerlemesi sağlanır. Sürekli olarak açığa çıkan gazların derişimi ve tüp boyunca sıcaklık verileri kayıt edilir. Deneylerde üç farklı kurulum kullanılmıştır. Öncelikli olarak deneyler homojen kum kolonunda gerçekleştirilmiştir. Bu deney aynı zamanda kontrol deneyi olarak değerlendirilmiştir. Kum kolonunun geçirgenliği yaklaşık 1 Darcy'dir. Kolonda kullanılan kum 80 ve 100 mesh arasında kalan tanelerden oluşmaktadır. İkinci olarak farklı tanecik boyutlarında kumlar kullanılarak boru boyunca yüksek geçirgenlikli bir bölge tüp boyunca oluşturulmuştur. Ayrıca, 10 ve 16 mesh arasında kalan taneler ile yüksek geçirgenlikli bölge oluşturulmuştur. Bu bölgede geçirgenlik deneyssel olarak 167 D bulunmuştur. Aynı deneyde düşük geçirgenlikli bölge için homojen kum kolonunda kullanılan tanecikler seçilmiştir. Dolayısıyla aradaki geçirgenlik farkı 167 kattır. Son olarak karot kullanılarak bir dizi deneyler gerçekleştirilmiştir. 20 cm boyunda yaklaşık 1,3 D geçirgenliğe ve %20 gözenekliliğe sahip bir karot örneği tüpün ortasına yerleştirilmiştir. Karot ve tüp arasında 1,5 mm'lik bir boşluk olacak şekilde karot çapı daraltılmıştır. Böylelikle yapay çatlaklı bir sistem oluşturulmuştur. Kullanılan konfigürasyonlar Şekil 2'de gösterilmektedir.

Deneylerde kullanılan kum Yalıköy-Kiraztepe bölgesinden alınan taş örneklerinin kırılıp, öğütülerek elenmesi ile elde edilmiştir. Karot örnekleri ateş tuğlalardan istenen boyutlarda alınmıştır. Kullanılan kum ve tuğlanın silika içeriği yüksek, metalik bileşen içeriği düşüktür. Kullanılan petrol örneği Batı Raman sahasından örneklenmiştir. API derecesi 11.6 ve asfaltı içeriği %25'dir. Oda koşullarında ağırlıklılığı 2168 cp'dir.

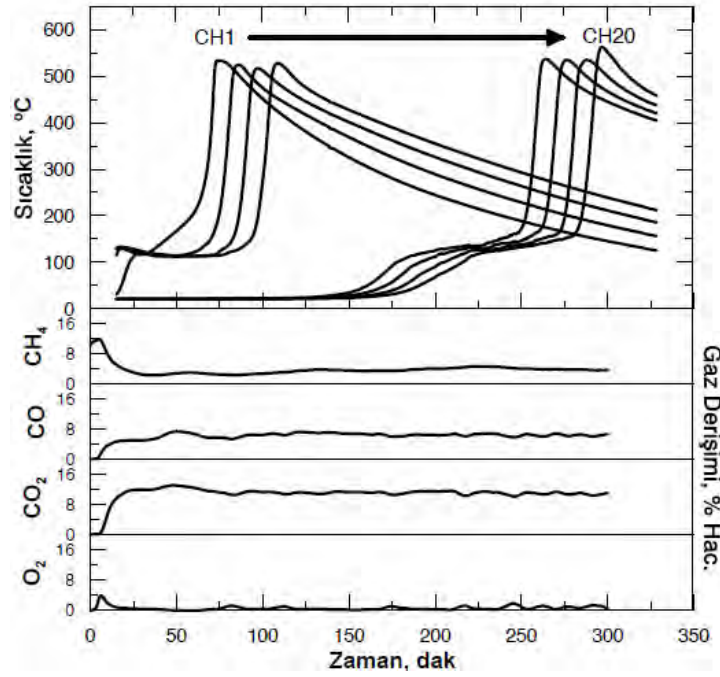
4. DENEY SONUÇLARI

Kum kolonu ile gerçekleştirilen deney tipik bir yanma tüpü deneyini göstermektedir. Tutuşturma etkileri dolayısıyla erken zamanlarda yanma cephesi hızında ve sıcaklığında farklılıklar gözükür. Bir süre sonra cephe sıcaklığı ve hızı sabitlenir. Cephe sıcaklığı 530 °C civarında sabitlenmiştir. Yana cephesinin hızı 14.7 cm/sa olduğu gözlemlenmiştir. Basılan oksijenin neredeyse tamamı yanma cephesi tarafından tüketilmektedir. Üretilen gazın CO₂, CO ve CH₄ derişimi sırasıyla

%11, %6,5 ve %3,7 olarak ölçülmüştür. Diğer önemli bir parametre hava yakıt oranıdır. 1 lbm yakıtın yanması için 128 scf hava ihtiyacı olduğu hesaplanmıştır. Üretilen petrolün ortalama API derecesi 15.9° olarak ölçülmüştür. Yukarıda belirtildiği gibi kullanılan petrolün API derecesi 11.6° API'dır. Bu iyileşmenin en önemli nedeni petrolün yanma sonucunda asfaltı içeriğinin yarı yarıya düşmesidir zira petrolün en ağır bileşenleri koklaşıp yanmaktadır. Ayrıca üretilen suyun yüksek derecede asidik olduğu (pH: 2) gözlemlenmiştir. Bu da petrolün sülfür içeriğinde azalmayı işaret etmektedir.

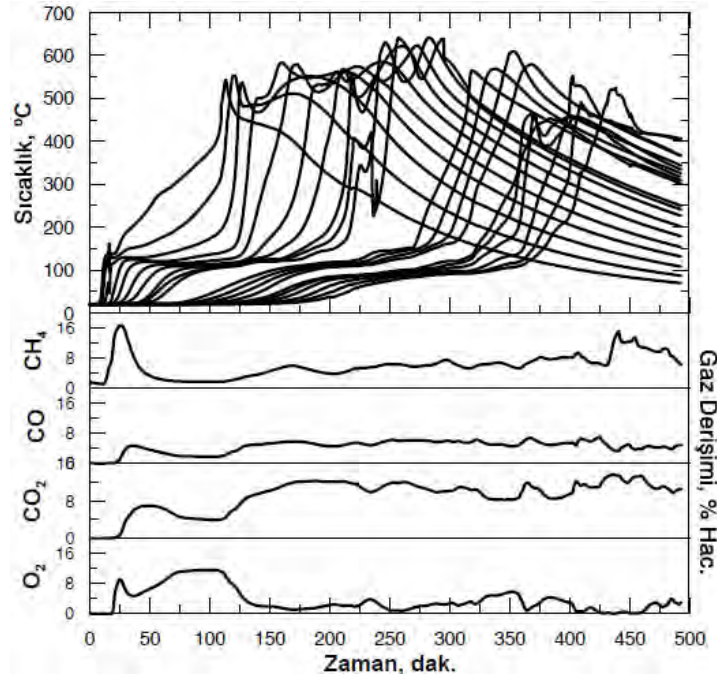


Şekil 2: Deneylerde kullanılan farklı konfigürasyonlar.

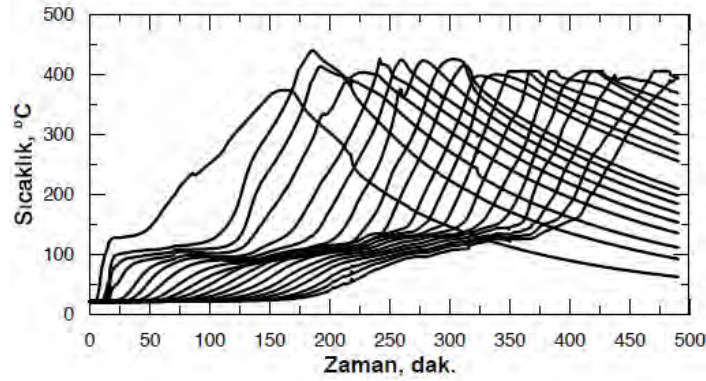


Şekil 3: Homojen kum kolonu yanma sonuçları.

İkinci tip deneyler farklı geçirgenlikli kum paketleri ile gerçekleştirilmiştir. Şekil 2’de gösterildiği gibi yüksek geçirgenlikli bölge tüp boyunca oluşturulmuş ve yanma davranışı gözlemlenmiştir. Hem düşük geçirgenlikli hem de yüksek geçirgenlikli bölgeler içinde iki set ısılıft kullanılmıştır. Diğer deney koşulları homojen kum paketi ile aynıdır. Sonuçlar Şekil 4 ve 5 ile gösterilmektedir. İki bölgede de yanma cephesinin ilerleyebildiği gözlemlenmiştir. Düşük geçirgenlikli bölgede yanma cephesi ilerleyişi homojen sisteme benzer kararlı bir şekilde gerçekleşirken yanma cephesi hızı ve sıcaklığı homojen sisteme göre düşüktür. Yüksek geçirgenlikli bölgede sıcaklık ölçümleri düzgün değildir. Aynı konumda iki farklı sıcaklık zirvesi gözlemlenebildiği gibi ani iniş ve çıkışlar vardır. Bu da yüksek geçirgenlikli bölge içerisinde sürekli olmayan fakat sönen ve tekrar tutuşan bir cephenin varlığına işaret eder. Gaz ölçümleri de homojen duruma kıyasla daha kararsızdır. Ayrıca üretilen petrolün ortalama API derecesi 24’tür ve kurtarım homojen paketlere göre daha düşüktür.



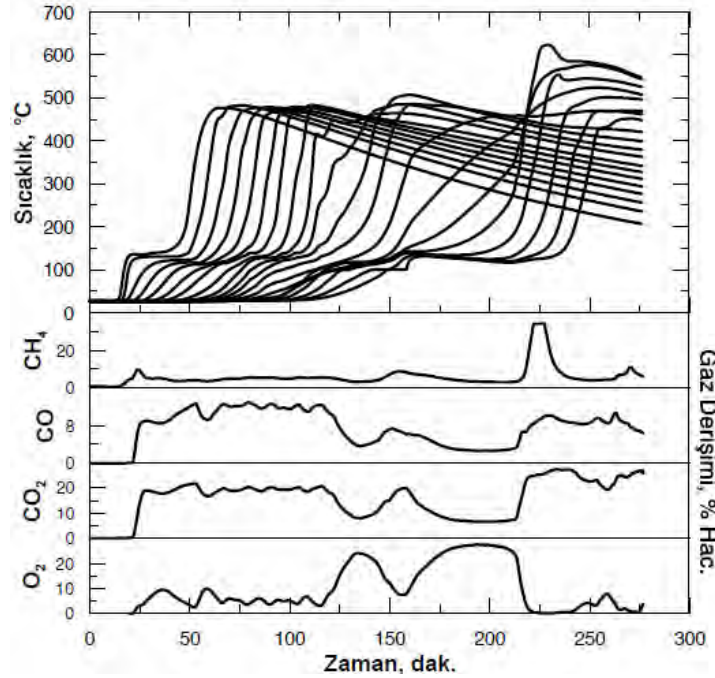
Şekil 4: Farklı geçirgenlikli kum paketleri yanma sonuçları – yüksek geçirgenlikli bölgedeki sıcaklık profili.



Şekil 5: Farklı geçirgenlikli kum paketleri yanma sonuçları – düşük geçirgenlikli bölgedeki sıcaklık.

Üçüncü tip deneyler karotun kum kolonu içerisine yerleştirilmesi ile gerçekleştirilmiştir. Bu test gerçekleştirilmeden önce, çatlaksız karot deneyleri yapılmak istenmiş ve bu sebeple karotlar yüksek sıcaklığa dayanıklı çimento ile deney tüpü iç çeperine yapıştırılmıştır. Bu deneylerde cephe karot içerisinde ilerletilememiştir. Aynı deneyler zenginleştirilmiş hava (%39 O₂) ile tekrarlanmış fakat yine yanma cephesi karot içerisinde ilerletilememiştir. Daha sonra, karot ve tüp arasında propantla (iri taneli hidrolik çatlatma kumu)desteklenen 1.5 mm boşluk yaratılmıştır. Bu boşluklar yapay çatlaklar olarak değerlendirilmiştir. Bu deneylerde karotlar ağır petrol, su ve gaz ile özel bir düzenek sayesinde doyurulmuştur. Bu deneylerde zenginleştirilmiş hava kullanılmıştır. Diğer koşullar öteki deneyler ile aynıdır. Bu deneylerde ısı çiftleri tüpün dış yüzeyine sabitlenmiştir. Deney sonuçları Şekil 6 ile verilmektedir. Kum kolonunda ve karot

içerisinde yanma cephesi ilerlemiştir ancak beklendiği gibi hızları farklıdır. Homojen kumlu bölgede cephe hızı 24 cm/sa iken karot içerisinde 7.4 cm/sa'tır. Yanma cephesinin oldukça kalın olduğu gözükmemektedir. Karotlu bölgeye geldiğinde oksijen derişimi artarken, karbon monoksit ve karbon dioksit derişimleri azalmıştır; cephe yanma hızı yavaşlarken, gaz tercihen çatlaklardan ilerlemeyi sürdürmüş ve oksijen derişimi artmıştır. Ancak cephe sönümlenmemiş ve ilerlemeyi sürdürmüştür. Çatlaklardan karota difüz eden oksijenin yanmanın tüp boyunca sürdürülmesini sağladığı düşünülmektedir. Cephe kalınlığının yüksek olması da çatlak boyunca karota difüz eden oksijenin yanma cephesinin ilerisinde yanmayı beslediği düşüncesini desteklemektedir.



Şekil 6: Yapay çatlaklı deneylerde yanma sonuçları.

5. BULGULAR

Deney sonuçları geçirgenlikteki farklılaşmanın ve yapay çatlakların yanma prosesi üzerine önemli etkileri olduğunu göstermektedir. Özellikle karot ile yapılan deneylerde zenginleştirilmiş hava kullanılsa bile çatlaklar olmadan yanmanın sürdürülemediği gözlemlenmiştir. Yine karot kullanılan deneylerde zenginleştirilmiş hava kullanımı yanmayı ilerletirken, petrol kurtarımının düşük kaldığı görülmüştür. Dolayısıyla çatlakların karot içerisinde yanmayı desteklediği gözlemlenmiştir. Çatlaklardan hızlıca ilerleyen oksijenin yanma cephesinin ilerisinde karota difüz ederek yanma cephesini beslediği düşünülmektedir. Çatlaklara doğru karottan ötelenen petrolün çatlaklar veya yüksek geçirgenlikli bölgelerde farklı bir yanma cephesi oluşturduğu ve bu cephenin petrol mevcudiyetine bağlı olarak söndüğü ve yeniden tutuşmasıyla yanma cephesinin tekrar oluştuğu sonucu ortaya çıkmaktadır. Bununla beraber petrol birden fazla kez yanma prosesine maruz kaldığından karotlu veya çatlaklı sistemlerde petrol kurtarımı azalmakta ancak petrolün API derecesi de homojen kum paketlerindeki yanmaya oranla daha yüksek olmaktadır. Yanma prosesi en ağır bileşenlerin koklaşmasından ötürü petrolün iyileşmesine neden olmaktadır.

TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın bir bölümü TÜBİTAK tarafından desteklenen 112M726 numaralı proje kapsamında gerçekleştirilmiştir. Desteklerinden ötürü TÜBİTAK'a teşekkür ederiz. Ayrıca, petrol örneklerini temin eden Türkiye Petrolleri'ne de teşekkür ederiz.

REFERANSLAR

- Awoleke, O. G., 2007, An Experimental Investigation of In-Situ Combustion in Heterogeneous Porous Media, (Master's thesis), Stanford University.
- Brigham, W.E., Satman, A., and Soliman, M.Y., 1980, Recovery Correlations for In-Situ Combustion Field Projects and Application to Combustion Pilots. J Pet Technol 32 (12): Pp:2132-2138.
- Chu, Chieh, 1982, State-of-the Art Review of Fireflood Field Projects, Journal of Petroleum Technology, SPE 9772-PA ,Pp: 19 -36.
- Çınar, M., 2011, Kinetics of Crude Oil Combustion in Porous Media Interpreted Using Isoconversional Methods, (PhD thesis), Stanford University.
- Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V. and Yen, T. F., 1989, Enhanced Oil Recovery – II: Processes and Operations, 17B, Elsevier, Amsterdam, The Netherlands.
- Fadaei, H., Debenest, G., Kamp, A. M., Quintard, M., Renard, G., 2010, How the In-Situ Combustion Process Works in a Fractured System: 2D Core- And Block-Scale Simulation, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 13,(1), Pp: 118-130.
- Fadaei, H., Castanier, L., Kamp, A. M., Debenest, G., Quintard, M., Renard, G., 2011, Experimental and Numerical Analysis of In-Situ Combustion in a Fractured Core., SPE Journal, 16,(2), Pp: 358-373.
- Farouq S. M.A., 1972,, A Current Appraisal of In-Situ Combustion Field Tests, Journal of Petroleum Technology, SPE 3350 , Pp: 477 - 486.
- Fassihi, M.R., 1981, Analysis of fuel oxidation in insitu combustion oil recovery. PhD Thesis, Stanford University.
- Gates, C. F. Ramey Jr., H. J., 1980, A Method for Engineering In – Situ Combustion Oil Recovery Projects, Journal of Petroleum Technology, Vol:32, No:2, Pp: 285 -294.
- Greaves, M., Javanmardi, J., Field, W., 1991, In-Situ Combustion in Fractured Heavy Oil Reservoir, 6th European IOR Symposium, Norway, Pp: 849-862.
- Islam, M. R., Ali, F., 1989, Scaling Criteria for In- Situ Combustion Experiments, The Petroleum Society of CIM, 3rd Technical Meeting of The South Saskatchewan Section, held in Regina .
- Latil, M., Bardon, C., Burger, J. and Sourieau, P. ,1980, Enhanced Oil Recovery. Paris: Editions Technip.
- Mamora, D. D., Ramey, H. J. Jr., Brigham, W. E. and Castanier, L. M., 1993, Kinetics of In Situ Combustion, SUPRI Industrial Associates and DOE, Contract No: DE-FG22-90BC14600, Stanford University, CA, U.S.A.

- Meyer, R.F., Attanasi, E.D., and Freeman, P.A., 2007, 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>.
- Nelson, R. W. and McNeil, J. S., 1961, How to Engineer an In Situ Combustion Project, The Oil and Gas Journal, Pp: 58 – 65.
- Oliveros, L. R., Yatte, F. C., Bottia, H., Munoz, S. F., 2013, Design Parameters and Technique Evaluation of Combustion Processes from Tube Testing, SPE 165458, SPE Heavy Oil Conference, Alberta-Canada.
- Penberthy Jr. W.L., Ramey Jr. H.J. 1966, Design and Operation of Laboratory Combustion Tubes, SPE Journal, Vol: 2, No: 6, Pp: 183 -198
- Prats, Micheal, Thermal recovery, 1982, Society of Petroleum Engineers of AIME, New York, USA.
- Sarathi, P. S. ,1999, In-Situ Combustion Handbook: Principles and Practices (Contract No. DE-AC22-94PC91008). Oklahoma: U.S. Department of Energy and National Petroleum Technology Office.
- Schulte, W. M., de Vries, A. S., 1985, In-Situ Combustion in Naturally Fractured Heavy Oil Reservoirs, SPJ, Vol: 25, No : 1, Pp: 67-77.
- Sheng, James J., Enhanced Oil Recovery: Field Case Studies, 2013, Elsevier, Oxford, JK.
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S., 1997, EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/39234-PA.

Sensitivity Simulations to Design Carbon-dioxide Water Injection Operation in a Well in Kızıldere Field

İsmail Durgut, Serhat Akın

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

ABSTRACT

Within the scope of a research project, injection of non-condensable gases (NCG), mostly CO₂, into a selected well in the Kızıldere geothermal field is considered. In this study, to plan injection of water and carbon-dioxide into the selected well, a series of steady state case simulations with the Pipesim model were performed as sensitivity analysis. The tubular configuration of the injection well and the injected fluid properties are obtained. The reservoir pressure and the injectivity index are estimated. Sensitivity simulations for a range of gas and water injection rates are performed. The results of sensitivity simulations are presented.

1. INTRODUCTION

Injection of CO₂ into geothermal formations is another viable option to reduce emission to the atmosphere, (Pruess, 2006; Pruess, 2008; Salimi and Wolf 2012). Studies on the injection of CO₂ into geothermal formations, however, have appeared rarely in the literature. Performance of heat extraction from a geothermal system was investigated by reservoir simulations (Pruess, 2008). In that study, water and CO₂ were considered as heat extraction fluid in the geothermal systems. Kervevan et al (2014) proposed first to dissolve CO₂ in brine, and then to inject it into reservoir. Their suggestion consists of a pair of injection and production wells where the brine is produced from the reservoir; and then after it is saturated, it is reinjected into the reservoir. Authors claim that the injected fluid will not contain gas or supercritical phases, therefore it may less likely lead to leakage of CO₂ to overlying formations. Moreover, the suggested method may also offer additional benefits. The heat can be extracted from the produced brine and it can be utilized, for instance, in heating needs of the industrial unit emitting CO₂, or in local district heating infrastructure. Gunnarsson et al (2015) suggested that non-condensable gases in waste waters from power plants in geothermal field can be separated with respect to their solubility in water to remove the poorly soluble components in geothermal gases. Afterwards, the gas loaded waste water is re-injected back into the geothermal reservoir. As a part of geothermal gas re-injection projects, a pilot scale gas separation and gas reinjection stations are being built. Yücetaş et al (2018) reported that NCG produced from a geothermal power plant has been injected to an injection well for two months. CO₂ production rates were monitored in some production wells. The amount of produced CO₂ in these production wells increased as a result of continuous NCG injection. In addition, positive pressure effects in the geothermal aquifer around the production wells were observed.

Within the scope of a research project, injection of non-condensable gases (NCG), mostly CO₂, into a well in the Kızıldere geothermal field is considered. In this study, to plan and design injection of water and carbon-dioxide into a well, a series of steady state case simulations were performed as sensitivity analysis. The results of sensitivity simulations for the gas and water injection rates are presented.

2. KIZILDERE DEMONSTRATION GEOTHERMAL SITE

The Kızıldere geothermal field is located in the Denizli and Aydın provinces of western Turkey at the western extreme of the Büyük Menderes Graben. The field is bounded by the Buldan Horst at the north and the Babadag Horst at the south. Kızıldere field is located between Savcılı and Sarayköy villages. The geothermal field was discovered in 1968. Zorlu Natural Electricity Generation Company of Zorlu Energy Group acquired the operating rights for 30 years of the Kızıldere geothermal field, which is one of the largest geothermal power sources of the world with a total installed capacity of 260 MW as of February 2020. Currently, more than 80 wells are operational (both production and injection) to feed the geothermal power plants in the field and to reinject the geothermal fluid into the reservoir after its heat is harvested.

A mixture of NCG and water will be injected to the selected injection well. The surface injection system is drafted in Figure 1. The mixture of NCG and water will be prepared in a mixing tank at the geothermal power plant and then it will be pumped to the selected injection well through a surface line.

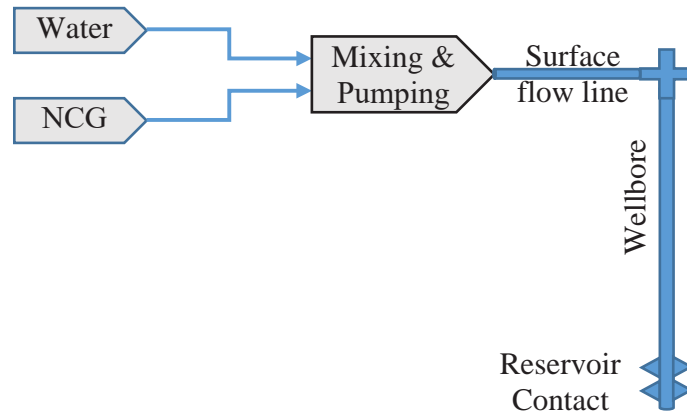


Figure 1: Configuration of the injection system

The planned surface line will have a length of 690 m. and there will be an elevation difference of 30 m. between the pump location and the well head. The inner diameter of surface flow line is taken as 12 in. The approximated flow line and data used in modelling are shown in Figure 2.

The selected injection well was drilled into a marble formation with 8 1/2 in. diameter hole. The production casing of 9 5/8 in. is run to the depth of 1790 m. The well is completed with 7 in. slotted liner.

The schematic illustration of the injection well completion is shown in Figure 3 as tubular configurations applied in the Pipesim model. For the investigated cases, the mixture of water-NCG is injected through the casing.

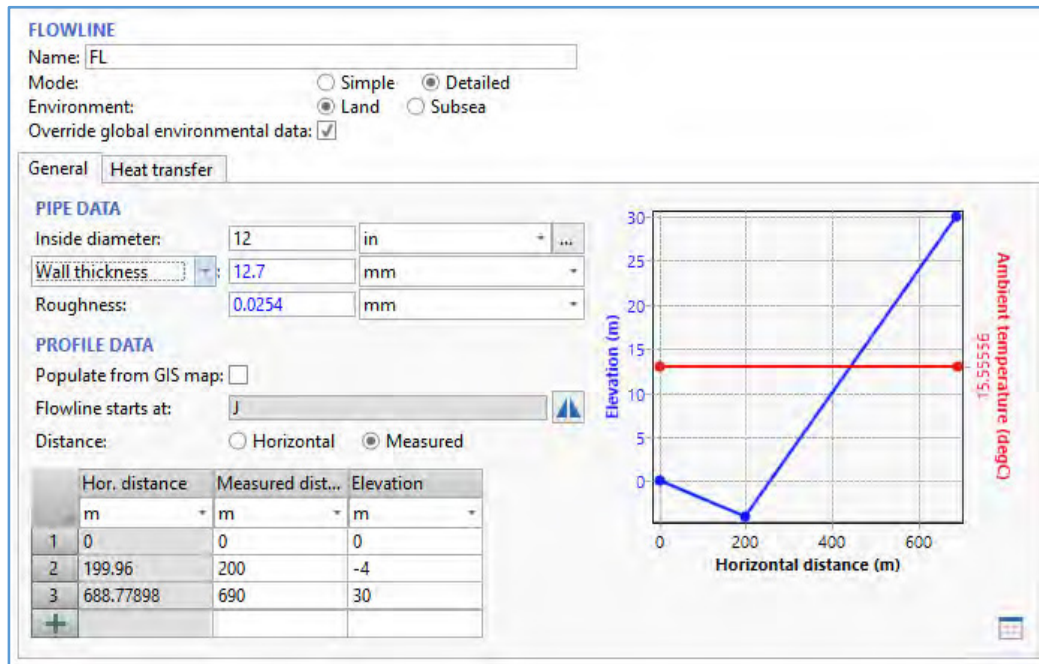


Figure 2: Pipe and profile data of surface line used in Pipesim model

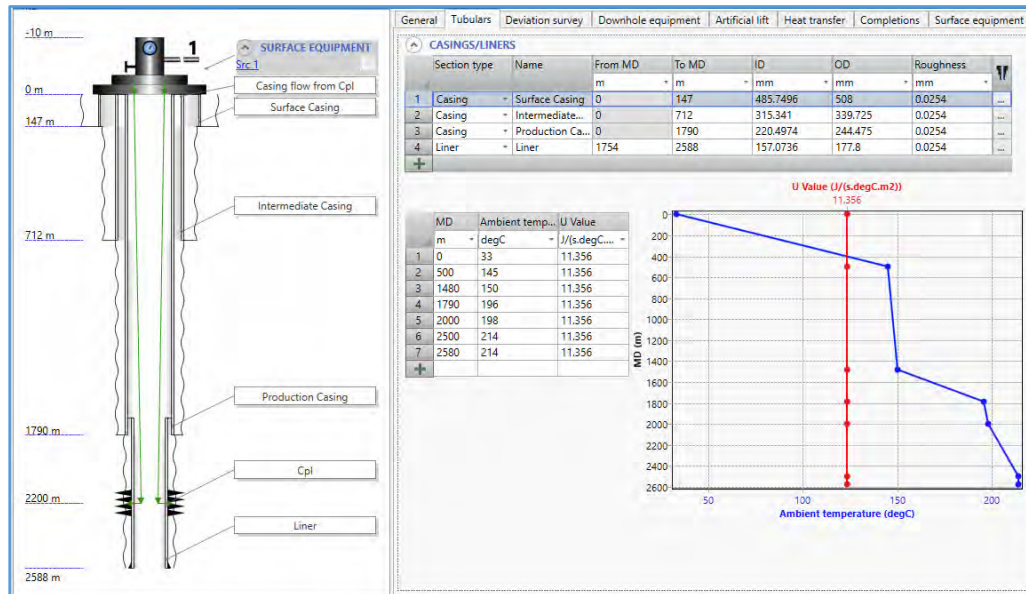


Figure 3: Schematic illustration of the injection well completion and ambient temperature profiles in applied Pipesim

The static pressure-temperature data of the injection well is available and presented in Figure 4. The measured static temperature and pressure profiles are shown in the figure. The red line on temperature chart is the interpolated temperature profile which is used as the ambient temperature in the simulations. The static measured pressure at the reservoir location was used the reservoir pressure.

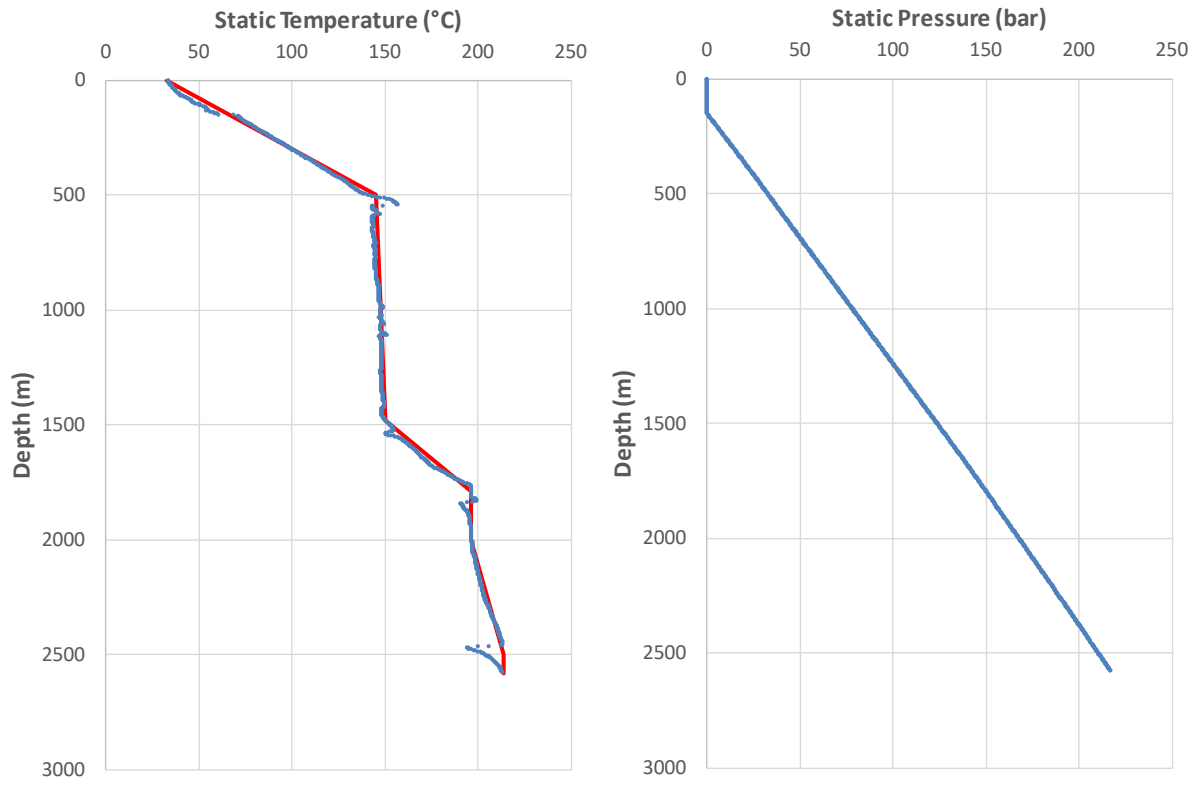


Figure 4: Static temperature and temperature profile of the candidate (for temperature chart; blue line is the measured data; red line is the interpolated profile which is used in simulations)

The salinity of the injected water is 40 ppt (specific gravity 1.025), and the temperature of the injected water at source location is 25 C.

The produced NCG is considered to be injected back into the reservoir, therefore the composition of the produced NCG is used in the sensitivity simulations. The molar composition data which is obtained from the compositional analysis of the produced NCG is given in Table 1.

Table 1: Molar composition of the produced NCG

Compound	C_1	C_2	C_3	N_2	CO_2	H_2S	Ar	O_2	H_2	He
Mole %	0.72	0.01	0.0021	0.3	98.87	0.072	0.0013	0.0041	0.017	8E-05

Data from injectivity tests performed earlier in the selected well are available and are presented in Table 2. The test data given in the table is used to estimate the injectivity of the well.

Table 2: Data obtained from injectivity tests in the selected injection well

Test	Injection rate tons/hr (sm ³ /day)	Wellhead pressure barg
#1	200 (4683)	8
#2	140 (3278)	0

Assuming a linear relationship for the injectivity index, the index can be calculated as 176 sm³/day/bar. Reservoir pressure is adjusted to 200 bar to match data. Calculated the well head pressures from the calculated injectivity index and the estimated reservoir pressure are 9.1 bara and 0.1 bara respectively for the test #1 and #2. The sensitivity simulations were performed with these data.

The Pipesim model input scheme requires to specify the reservoir depth, pressure, temperature and injectivity to calculate pressure and temperature along the wellbore. The reservoir depth is taken as approximate mid-point of open hole section with slotted liner which is the depth of 2200 m. At this depth, the measured static pressure and temperature are used as the reservoir pressure and temperature, with the values of 200 bar and 200°C respectively. The reservoir injectivity is set to 176 sm³/day/bar.

3. RESULTS AND DISCUSSIONS

Steady state flow simulations with Pipesim were performed for the selected injection well in the Kızıldere field to inject NCG water mixture. Since the tubular configuration of the well and the injected fluid properties are known, and the reservoir pressure and the injectivity index are estimated we performed sensitivity simulations for the following cases:

- Water injection rate
- NCG injection rate

Having discussion with field engineers, we have concluded a range for feasible injection rates of water and NCG. The operating company reported that the water injection rates of injection wells in the field cover a wide range from very low rates to as high as ~500 tons per hour (tph). In our simulations, we have selected 150 tph, 200 tph and 300 tph as the water injection rates in the sensitivity simulations. On the other hand, the NCG injection rates are arbitrarily selected as 2 tph, 5 tph and 10 tph.

The first sensitivity simulations investigate the effect of water injection rate on the pressure, temperature and void fraction profiles. In these simulations, the gas rate is selected as 5 tph. In the following figures, the profiles are presented against the total distance from the source location. Note that the first 690 m of the distance axis corresponds to the surface line in these figures.

As shown in Figure 5, increasing the water rate increases the pressure along the wellbore because higher injection rate increases the bottom hole flowing pressure for the specified reservoir pressure. The temperature along the surface line does not change. However faster the flow down the wellbore is subject to less heat transfer, therefore the temperature along the wellbore increases less (or the temperature profile shifts to lower temperature) with increasing water injection rate. Increasing water rate decreases obviously the flowing gas volume (i.e. the void fraction). The gas phase disappears (i.e. the void fraction becomes zero) at deeper level of the wellbore as the water injection rate increases because the pressure increases along the wellbore for the increasing rate. In addition, the expected flow regimes are shown in the figure. Along the surface line, the intermittent flow regime is estimated for all rates. From the wellhead down to the level where the gas phase disappears, first the slug flow then then bubble flow regimes are expected. Increasing water rate shortens the depth of wellbore where the slug flow regime can be observed.

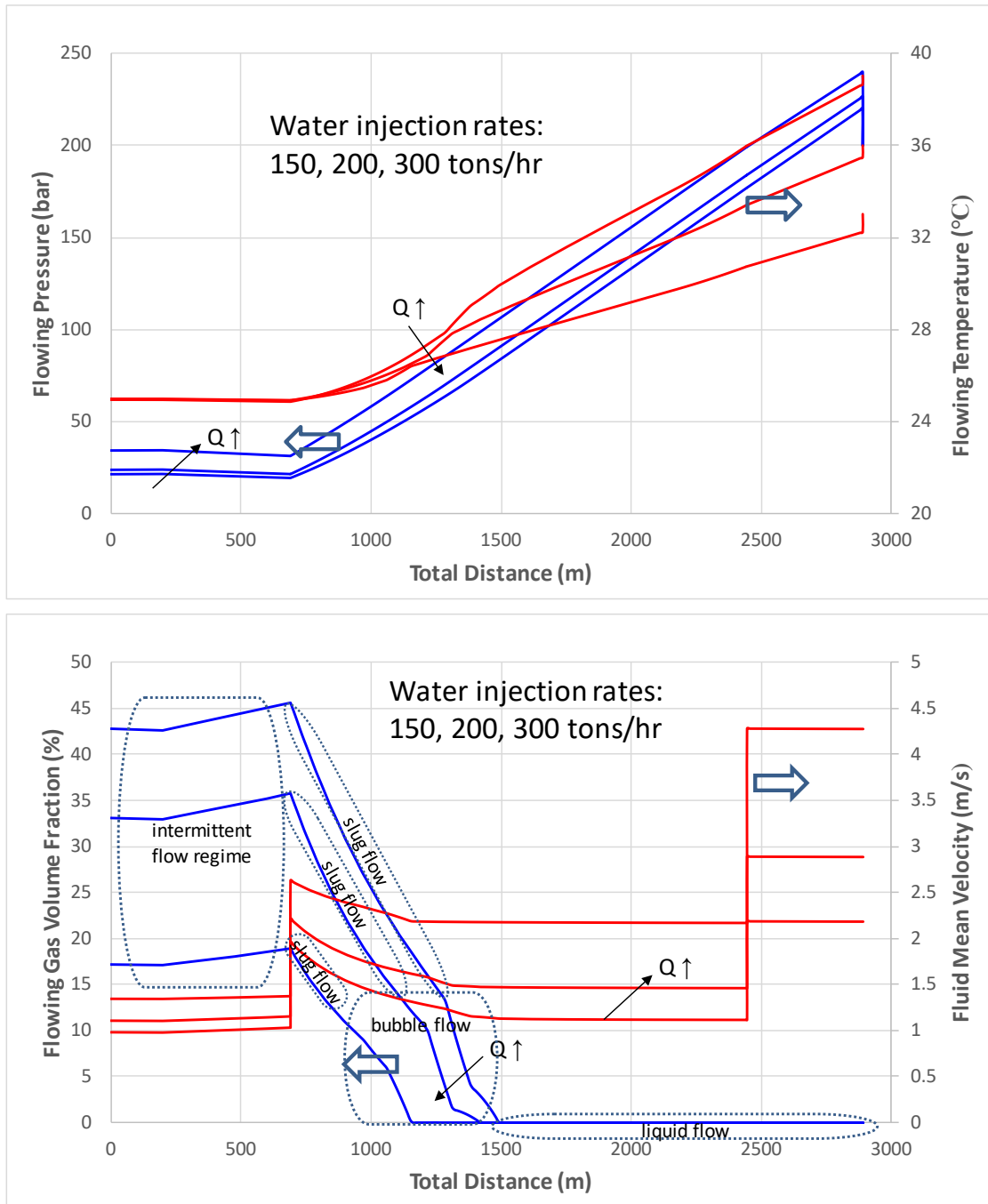


Figure 5: Simulation results for different water injection rates and for the gas rate of 5 tons/hr.
a) Flowing pressure and temperature b) Flowing gas volume fraction and mean velocity

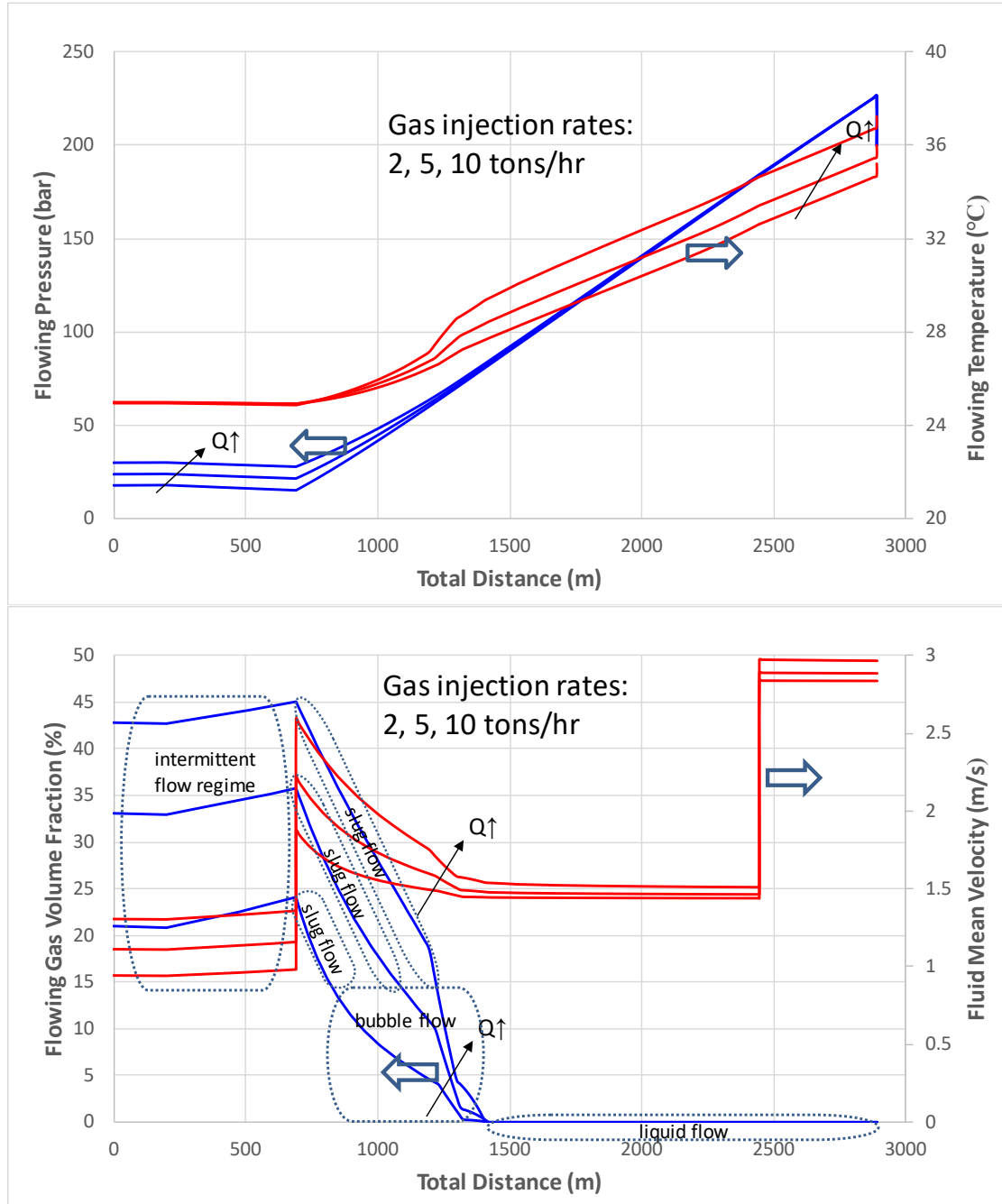


Figure 6: Simulation results for different gas injection rates and for the water rate of 200 tons/hr.
a) Flowing pressure and temperature b) Flowing gas volume fraction and mean velocity

The second sensitivity studies examine the gas injection rate. In these simulations, the water injection rate is selected as 200 tph. The results are compared in Figure 6. Increased gas injection rate requires to inject gas-water mixture with higher pressure at the wellhead. However, since the dominant phase for the pressure gradient is the water phase, the pressure profiles approach to each other as the water-gas mixture flows down the well and the void fraction decreases and the

gas phase disappears. The temperature profiles shift to higher values because higher gas content increases the heat transfer coefficient of the gas-water mixture. Increasing water rate decreases obviously the flowing gas volume (i.e. the void fraction). The gas phase disappears (i.e. the void fraction becomes zero) at almost the same depth of the wellbore for all different gas injection rates. In addition, the expected flow regimes are also shown in the figure. As seen for the case of increasing water injection rate, the intermittent flow regime is estimated along the surface line for all rates. From the wellhead down to the level where the gas phase disappears, first the slug flow then then bubble flow regimes are expected. Decreasing gas rate shortens the depth of wellbore where the slug flow regime can be observed.

3. CONCLUSION

Injection of NCG into a selected well in the Kızıldere geothermal field is considered. A series of steady state simulations were performed to plan injection operation. The results of simulations for a range of gas and water injection rates are presented. The flow regimes along the wellbore are estimated. Increasing water rate and decreasing gas rate shortens the depth of wellbore where the gas phase disappears completely.

REFERENCES

- Gunnarsson, I., Júlíusson, B.M., Aradóttir, E.S., Sigfússon, B., and Arnarson, M., 2015, Pilot Scale Geothermal Gas Separation, Hellisheiði Power Plant, Iceland Proceedings World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April.
- Kervévan, C., Beddelem, M.H., O’Neil, K., 2014, CO₂-Dissolved: A Novel Concept Coupling Geological Storage of Dissolved CO₂ and Geothermal Heat Recovery – Part 1: Assessment of the Integration of an Innovative Low-cost, Water based CO₂ Capture Technology, Energy Procedia 63, 4508 – 4518.
- Pruess, K., 2006, Enhanced Geothermal Systems (EGS) using CO₂ as Working Fluid—A Novel Approach For Generating Renewable Energy With Simultaneous Sequestration Of Carbon, Geothermics 35(4), 351-367.
- Pruess, K., 2008, On Production Behavior of Enhanced Geothermal Systems With CO₂ As Working Fluid, Energy Conversion and Management, 49 (6), 1446-1454.
- Salimi, H., Karl-Heinz W., 2012, Integration of Heat-Energy Recovery and Carbon Sequestration.” International Journal of Greenhouse Gas Control 6, 56-68
- Yüçetaş, İ., Ergiçay, N., Akın, S., 2018, Carbon Dioxide Injection Field Pilot in Umurlu Geothermal Field, Turkey, GRC Transactions, Vol. 42

Mineral Çökelmesinin Çatlaklı Ortamda Akış Davranışına Etkilerinin İncelenmesi

Eda Ay Dilsiz, İbrahim Metin Mihçakan

İTÜ Maden Fakültesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

ÖZ

Petrol, gaz ve jeotermal akışkan üretilen veya enjekte edilen yeraltı formasyonlarının içinde, jeolojik geçmişten kalan ve/veya faal olarak girişini halen sürdüren doğal sular bulunur. Bu sular içerdikleri iyonlar, çözünmüş gazlar, askıda katı maddeler, bakteriler, hidrokarbonlar, radyoaktif maddeler ve hattâ zehirli maddeler gibi unsurlar yönünden oldukça zengin olabilirler. Böylesine zengin rezervuar suları yalnızca rezervuar kayacının gözenekler ve/veya çatlaklardan oluşan akış yollarında değil, rezervuardan üretim yapan kuyularda çeşitli işlemsel (operasyonel) sorunlara yol açabilmekte, yüzeye üretildiklerinde insan sağlığına ve çevreye zararlı olabilmektedirler. Dolayısı ile, bu tür rezervuar sularının farklı sıcaklık ve basınç koşullarında sergiledikleri fiziksel, kimyasal ve termodinamik davranışlarının anlaşılması, bunların olumsuz etkilerini en düşük düzeye indirmek ve -eğer olası ise- bu etkilerden kurtulmak için, yapılması gerekenler geçmişten beri bu konuda çalışan insanların ilgisini çekmiştir.

Üretim sırasında elde edilen veya üretimi arttırmak için rezervuara enjekte edilen sularda oluşan mineral çökmesi, formasyon gözenekleri ve çatlakları, kuyu içi ve yüzey donanımları, toplama hatları gibi suyun temas ettiği her yerde oluşabilmektedir. Formasyonda ve çatlakta mineral çökmesi oluşması durumunda, rezervuarın gözenekliliği ve geçirgenliğinde azalma beklenmekte ve bunun sonucunda akış debisi, basınç davranışları olumsuz etkilenebilmektedir. Basınç değişimleri ve akış debisi değişimleri de üretimi olumsuz yönde değiştirmektedir. Bu yüzden, çatlak ve formasyondaki mineral çökmenin prosesi ve ekonomik yönlerden etkisinin ele alınması gerektiği öngörülmektedir.

Termodinamik modeller kullanılarak kalsiyum karbonat (CaCO_3) çökeliminin eğilimini, yani belirli koşullarda çökme olup olmayacağını veya oluşabilecek maksimum çökme miktarını belirlenebilmektedir. Kinetik modellerin çökme miktarını belirlemede daha iyi sonuçlar verebildiğini bazı çalışmalar göstermekte ise de, literatürde yeteri kadar kinetik model kullanılarak yapılan çalışma bulunmamaktadır. Dolayısıyla, çatlaklı ortamda mineral çökelim miktarını güvenilir bir şekilde kestirebilmek için, bu çalışmada hem termodinamik model hem de kinetik model kullanılmaktadır. Bu iki modelin birlikte kullanılması sayesinde yapay çatlaklar içindeki akışlarda mineral çökelim (birikim) miktarının akış davranışı ve akışı kontrol eden parametreler üzerindeki etkilerini deneysel olarak incelenmektedir.

1. GİRİŞ

Bir petrol, gaz veya jeotermal rezervuarı keşfedildiği anda içerdiği sular, rezervuarın kayacı ve diğer akışkanları ile fiziksel, kimyasal ve termodinamik denge içindedirler. Üretim başlatılarak rezervuarın doğal enerji dengesi bozulduğunda, yeni basınç ve/veya sıcaklık koşullarında, farklı iyonlar içeren rezervuar suyunun termodinamik ve kinetik özelliklerinde değişimler başlar. Çözünmüş bazı iyonlar termodinamik dengenin yitimi ile birlikte kristaller oluşturmak üzere

çözücünden (sudan) ayrılabilirler ve rezervuar kayacının gözenekleri ve/veya çatlakları içinden başlamak üzere, üretim kuyusu içinde dahi “mineral çökeli” olayına yol açabilirler. Rezervuar suyunun iyonik bileşimine bağlı olarak çökelen minerallerden kalsiyum karbonat $[CaCO_3]$, magnezyum karbonat $[Mg(CO_3)_2]$, baryum sülfat $[BaSO_4]$, stronsiyum sülfat $[SrSO_4]$, kalsiyum orto-silikat $[CaSO_4]$, silikat $[SiO_2]$ ve çeşitli demir bileşikleri en yaygın karşılaşılanlardır [Jones, 1988]. Yapılan araştırmaların sonuçları, aslı karbonatlı kayaç olan petrol, gaz ve jeotermal rezervuarlarında gözlemlenen mineral çökmesine bağlı birikintilerin çoğunlukla $CaCO_3$ mineralinden oluştuğunu göstermektedir.

Mineral çökmesi ile ilgili literatürde bulunan çalışmalar genellikle kuyu civarı, kuyu içi ve boru hatlarında oluşan çökelmeler ile ilgili olup, kayaçların gözenekleri ve çatlakları içinde mineral çökmesinin mekanizması ve düzeyine ilişkin yeterli bilgi bulunamamıştır. Örneğin, Denizli İli’ndeki Kızıldere jeotermal sahasında üretim başladığından beri kuyularda ve üretim donanımlarında kalsiyum karbonat ($CaCO_3$) çökme sorunu yaşandığı, $CaCO_3$ birikintilerinin düzenli olarak temizlenmesi gerektiği, temizleme işlemi yapılmaz ise kuyuların kapatılma durumuna geleceği bir MTA raporunda yer almaktadır [MTA, 1992]. Ne var ki, bu raporda da kayaç içi akış yollarında çökelmeye bağlı mineral birikiminin varlığına veya akış davranışını etkilemiş olabileceğine ilişkin bilgi verilmemiştir. Oysa, mineral çökmesinin mekanizmasının anlaşılması ve buna göre birikim miktarının modellenmesi, en uygun üretim stratejisinin belirlenmesini ve gerekli önlemlerin alınmasına kılavuzluk edebilir.

Bu çalışmada, çatlaklarda akış ve basınç davranışlarındaki değişimlerin kalsiyum karbonat minerali çökmesinden nasıl etkilenebileceğini araştırmak üzere, laboratuarda yapay çatlaklar içine sentetik su enjeksiyonu deneyleri incelenmektedir.

Enjeksiyon deneylerine veri sağlamak üzere, öncelikle farklı doymuşluklarda hazırlanmış sentetik suların özellikleri belirlenmiş ve bu çözeltilerle farklı sıcaklıklarda statik çöktürme deneyleri yapılmıştır. Özellikleri belirlenmiş bu su çözeltileri açıklık aralığı farklı oluşturulmuş, yapay çatlaklar içine farklı sıcaklıklarda ve debilerde basılarak akış ve basınç davranışı incelenerek, çökme miktarları belirlenmeye çalışılmaktadır.

2. LİTERATÜRDE KALSİYUM KARBONATIN SU İÇİNDE ÇÖZÜNME VE ÇÖKELME DAVRANIŞI

Bu araştırma çalışmasında çatlaklı ortama basılacak (enjekte edilecek) olan sentetik $CaCO_3$ çözeltileri aşırı doymuşluk, pH düzeyi, başlangıçtaki kalsiyum karbonat miktarı ve kalsiyum-karbonat-bikarbonat iyon derişimleri gibi özellikler bakımından belirli niceliklere sahip olmaları gerekmektedir. Hazırlanan enjeksiyon çözeltilerinin bu özelliklere sahip olup olmadıklarını belirlemede, bu çözeltiler üzerinde yapılan özellik ölçümlerinin, literatürde kalsiyum karbonatın aynı özellikleri için yayımlanmış sonuçlarla uyumlu olmalarının kıstas olarak alınmasına karar verilmiştir.

Literatürde yer alan ve termodinamik modeller kullanılarak yapılmış bazı temel çalışmalarda, $CaCO_3$ çökeli eğilimi, diğer bir deyişle belirli koşullarda çözeltinin doymuşluğa ulaşma durumu, çökelenin gerçekleşip gerçekleşmeyeceği veya oluşabilecek maksimum çökme miktarı, belirlenmektedir. Bu temel çalışmaların klasik olarak dikkate alınan iki tanesi önce Langelier ve sonra Oddo-Tomson tarafından yapılmış olanlardır. Dolayısı ile, bu iki çalışmanın

sonuçları, bu araştırma çalışmasında hazırlanan sentetik CaCO_3 çözeltilerinin özellikleri için kıstas olarak alınmaktadır.

Kalsiyum karbonatın su içinde çökme koşullarını belirlemeye yarayan ve tamamen denge koşulları gözetilerek Langelier tarafından geliştirilen eşitlik, genelde tatlı sularda oluşabilecek mineral birikimini belirlemek ve özde buhar kazanları ve soğutma suyu sistemleri içinde CaCO_3 çökmesini tahmin edebilmek üzere en yaygın kullanılmaktadır. Langelier eşitliği,

$$LSI = pH_{\text{çözeltili}} - pH_{\text{denge}} @ \text{durağan } p \text{ ve } T \quad (1)$$

olarak verilmektedir ve bu eşitlikte “LSI” doymuşluk göstergesi, “ $pH_{\text{çözeltili}}$ ” verilen basınç ve sıcaklık (p ve T) koşullarında çözeltinin pH değeri, “ pH_{denge} ” verilen p ve T koşullarında denge pH değeri olup, aşağıdaki bağıntıdan hesaplanmaktadır.

$$pH_{\text{denge}} = 9.3 + \frac{\log_{10}^{TDS-1}}{10} - 13.12 \log(^{\circ}\text{C} + 273) + 34.55 - \log(\text{Ca}^{2+}) - 0.4 + \log(\text{Alkanite}) \quad (2)$$

Doymuşluk göstergesi (LSI) pozitif olursa çözelti dibinde doyurma fazlası CaCO_3 birikimini, negatif olursa CaCO_3 mineralinde oluşan aşınma ile çözeltiye giriş olduğunu göstermektedir. Denge pH’ı karbonik asitin denge sabiti ve toplam çözünmüş katı (TDS) miktarına göre hesaplanmaktadır.

Oddo-Tomson tarafından CaCO_3 çökme koşullarını belirlemek üzere geliştirilen bir başka korelasyon aşağıda verilmektedir.

$$IS = \log[\text{Ca}^{2+}(\text{HCO}_3^-)] + pH - 2.76 + 9.88E - 03T + 0.6E - 06T^2 - 3.03E - 05P - 2.3481\sqrt{IS} + 0.77 IS \quad (3)$$

Bu denklemde eşitliğin sağ tarafındaki iyonik kuvvet (IS) değeri Denk.4’den elde edilir.

$$IS = 0.5(C_1Z_1^2 + C_2Z_2^2 + \dots \dots C_nZ_n^2) \quad (4)$$

Denk. 3 ve Denk. 4’de ki parametreler ve değişkenler aşağıdaki gibi tanımlanmaktadır.

Ca^{2+} : kalsiyum derişimi, mol/l; HCO_3^- -bikarbonat derişimi, mol/l; T : sıcaklık, $^{\circ}\text{F}$; P : basınç, psi

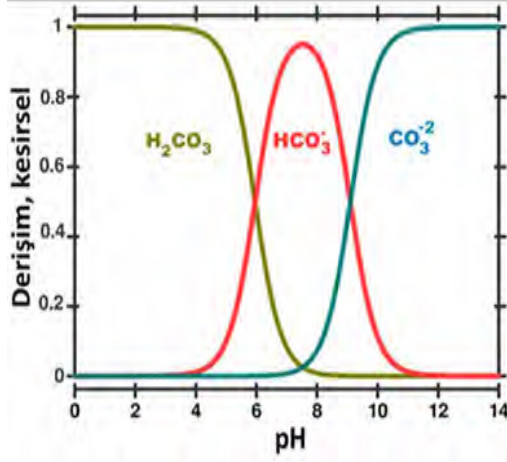
IS : iyonik kuvvet, mol/l; C_n : çözeltideki “n” iyonu derişimi, mol/1000 gram su; z_n : çözeltideki “n” iyonu yükü; IS : doymuşluk göstergesi, 0 ise çözelti dengededir

(Is) < 0 ise çözelti CaCO_3 ’a doymamış durumdadır, çökme olmaz

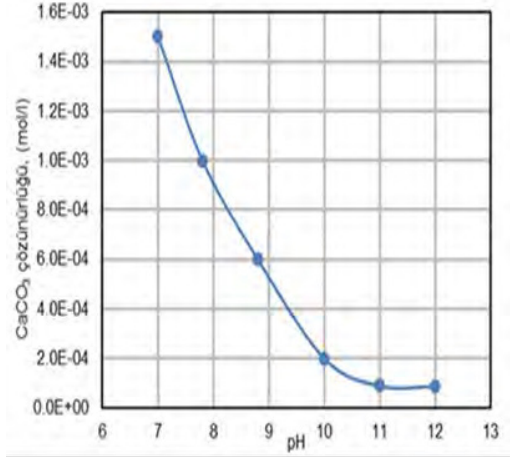
(Is) > 0 ise çözelti CaCO_3 ’a aşırı doymuş durumdadır, çökme olur

Kalsiyum karbonatın su içinde çökme koşullarını belirlemeye yarayan diğer bir parametre ise, çözeltinin pH değeridir. Bu parametre karbonat mineralinin suda çözünmesi sonucunda ortaya çıkan $(\text{HCO}_3)^-$, $(\text{CO}_3)^{2-}$ gibi iyonların çözelti içindeki derişimlerini göstermektedir. Bu karbonat iyonlarının ve karbonik asidin (H_2CO_3) sulu çözelti içindeki derişim davranışı pH değerinin bir işlevi olarak Şekil 1’de grafiksel olarak verilmektedir. Bu grafikten de anlaşılacağı üzere, çözeltinin pH değeri arttıkça, eğer ortamda yeterince karbonat iyonu ve buna eşdeğer miktarda

kalsiyum iyonu (Ca^{2+}) var ise, kalsiyum karbonat çökelme eğilimi artmaktadır. Diğer bir deyişle, çözeltinin pH değeri arttıkça sudaki kalsiyum karbonat çözünürlüğü Şekil 2’de görüldüğü gibi azalmaktadır.



Şekil 1: Çözeltinin pH değerinin bir işlevi olarak ortamdaki karbonat iyonları ve karbonik asit derişimi davranışı.



Şekil 2: CaCO_3 çözünürlüğüne karşı pH değerleri ($T = 25^\circ\text{C}$).

Çözeltinin kalsiyum karbonata doymuşluğunun belirlenebilmesi için dikkate alınan diğer bir parametre de kalsiyum karbonatın çözünme miktarıdır. Atmosfere ile temas halinde ve havada bulunan dışında karbondioksit (CO_2) içermeyen tek bir çözelti içinde CaCO_3 mineralinin farklı sıcaklıklarda elde edilmiş deneysel çözünme miktarları Tablo 1’te sunulmaktadır.

Tablo 1: Atmosferle temas halinde, farklı sıcaklıklarda ve CO_2 içermeyen tek bir çözelti içinde CaCO_3 minarelinin çözülebilirliği [William F. Linke, 1958]

Sıcaklık (T), $^\circ\text{C}$	0	10	20	25	30	40	50
Gram CaCO_3 /litre	0.081	0.070	0.055	0.054	0.052	0.044	0.038

Farklı sıcaklıklarda atmosfere ile temas halinde ve havada bulunan dışında çözeltiler içinde karbondioksit (CO_2) bulunmayan bir ortamda CaCO_3 mineralinin farklı araştırmacılar tarafından elde edilmiş deneysel çözünme miktarları Tablo 2’de sunulmaktadır.

Tablo 2: Atmosferle temas halinde, farklı sıcaklıklarda ve CO₂ içermeyen farklı çözeltiler içinde CaCO₃ minarelinin çözülebilirliği.

Sıcaklık (T), °C	Gram CaCO ₃ /litre	Yazarlar
15	0.238	Treadwell ve Renter,1896
17	0.0145	Stumper,1925
25	0.0132	Franquin ve Marecaux,1938
25	0.052	Coto, Martos, Pena ve Rodriguez, 2012
25	0.053	G. L. Frear ve John Johnston,1929
370	0.39	Schleomer,1952

3. CaCO₃ MİNERALİ KULLANILARAK HAZIRLANAN ÇÖZELTİLERİN STATİK ÇÖKTÜRME DENEYLERİ {JAR TESTS}

Çatlaklı ortama basılacak (enjekte edilecek) sentetik CaCO₃ çözeltilerinin, çatlak içindeki akışları sırasında CaCO₃ çökmesini sağlayabilmeleri için nasıl bir içeriğe sahip olmaları gerektiği hakkında fikir edinilmesi gerekmektedir. Çözünmüş CaCO₃ ve kalsiyum iyonunun çökme üzerine etkisini görebilmek 0.01M derişimde hazırlanan çözeltiler sabit sıcaklıklarda statik çöktürme deneylerinde bekletilmişlerdir. Deney süreleri boyunca çözeltilerden alınan örneklerin su analizleri ile yoğunlukları, viskoziteleri miktarlarına ek ve asıl olarak çökme olayını etkileyen pH değerleri, CaCO₃ çözünme miktarları ve doymuşluk düzeyleri, kalsiyum (Ca²⁺), karbonat (CO₃⁻), bikarbonat (HCO₃⁻), olası magnezyum (Mg²⁺) ve hidroksil (OH⁻) iyonları derişimleri ölçülmüştür.

Sentetik çözeltiler 20°C sıcaklıkta aşırı doyurma deneyinden geçirilmiş ve CaCO₃ mineralinin kullanıldığı 0.01M derişimli çözeltilerin analiz sonuçları Tablo 3, Tablo 4 ve Tablo 5 'te sunulmaktadır. Kalsiyum karbonat çözeltisinin burada elde edilen 20°C sıcaklıktaki çözünme miktarlarının literatürde (Tablo 1'de) verilenler ile karşılaştırıldığında, çözeltilerin 48 saat bekleme süresi ardından aşırı doymuş duruma geçtiği sonucuna varılmıştır.

Tablo 3: Hazırlanan 0.01M derişimli CaCO₃ çözeltisinin 20°C sıcaklıkta bekletilmesi sonucunda elde edilen viskozite, yoğunluk ve pH ölçüm değerleri.

Çözelti Dinlenme Süresi, (saat)	Hava Basıncı (mmHg)	Örnek Sıcaklığı (°C)	Viskozite (cP)	Yoğunluk (g/l)	pH
12	764.0	21.0	1.170	0.9962	8.430
24	765.0	20.0	1.160	0.9965	8.546
36	764.0	20.5	1.180	0.9962	9.750
48	766.0	20.0	1.185	0.9962	10.169
96	763.8	21.0	1.188	0.9965	10.168
168*	764.2	20.5	1.189	0.9964	10.171
720**	764.0	21.0	1.189	0.9965	10.171

Tablo 4: Hazırlanan 0.01M derişimli CaCO₃ çözeltisinin 20°C sıcaklıkta bekletilmesi sonucunda elde edilen iyon derişimi ölçüm değerleri.

Çözelti Dinlenme Süresi, (saat)	Ca ²⁺ (mg/l)	CO ₃ ⁻ (mg/l)	HCO ₃ ⁻ (mg/l)	OH ⁻ (mg/l)	Mg ²⁺ (mg/l)	CaCO ₃ ⁻ (mg/l)
12	18.90	15.5	27.1	0	2.44	47.25
24	18.96	15.6	27.2	0	2.46	47.4
36	19.00	15.9	27.4	0	2.40	47.5
48	27.68	22.0	30.1	0	2.38	69.2
96	27.64	22.1	30.0	0	2.40	69.1
168*	27.76	22.2	30.4	0	2.39	69.4
720**	27.80	22.1	30.0	0	2.40	69.5

* 168 saat = 1 hafta

** 720 saat = 1 ay

Aynı zamanda çökme durumunu veren eşitlikler ile hesaplama sonuçları Tablo 5’de verilmektedir.

Tablo 5: Hazırlanan CaCO₃ çözeltisinin 0.01M ve 20°C sıcaklıkta bekletilmesi sonucunda Langelier doymuşluk indeksi ve Oddo-Tomson korelasyonları kullanılarak elde edilen doymuşluk göstergesi sonuçları.

Çözelti Dinlenme Süresi (saat)	Langelier Doymuş İndeksi	Oddo-Tomson Korelasyonu
12	-0.516	3.036
24	-0.398	3.038
36	0.798	3.0385
48	1.364	3.103
96	1.359	3.149
168*	1.365	3.154
720**	1.3658	3.1499

* 168 saat = 1 hafta

** 720 saat = 1 ay

Langelier ve Oddo-Tomson korelasyonları kullanılarak elde edilen veriler incelendiği zaman, Langelier doymuşluk indeksine göre 24 saat sonunda çözelti aşırı doymuştur. Oddo-Tomson eşitliğine göre ise aşırı doymuş çözelti şartları derhal sağlanmakta, ancak 48 saatlik dinlenme sonrasında CaCO₃ çözeltisinde çözünürlük sabit değerlere ulaşmaktadır.

4. KAROT TAPALARI İLE YAPAY ÇATLAKLARDA CaCO₃ ÇÖZELTİSİ AKIŞ VE ÇÖKTÜRME DENEYLERİ

Bu kısımda artan sıcaklıkla beraber oluşabilecek çökmenin, akış davranışı üzerine etkisini belirlenebilmesi için çökme miktarları, basınç farkları, pH değişimleri incelenmektedir. CaCO₃ mineralinin çözünürlüğünün artan sıcaklık etkisiyle azaldığı bilinmektedir. Besleme tankında oda sıcaklığında bulunan aşırı doymuş kalsiyum karbonat çözeltisinin çatlak içerisine enjeksiyonu sırasında sıcaklığın çökme davranışı üzerine etkisini görebilmek için çözelti

ısıtılmaktadır. Isıtma işlemi iki aşamada gerçekleşmektedir. Birinci aşamada, akış hattına yerleştirilen su banyosu ile çözelti ön ısıtma işleminden geçmektedir. İkinci aşamada ise karot tutucu üzerine yerleştirilen elektrikli ısıtıcı ceket ile karot tapası ısıtılmakta ve ayarlanan sıcaklığa çözeltinin ulaşması sağlanmaktadır.

Başlangıçta 20 °C sıcaklıkta aşırı doymuş durumda olan çözeltiler 50 °C ve 80 °C sıcaklıklara ısıtılarak akış ve çöktürme deneyleri yapıldı. Yapay çatlak içerisinde CaCO_3 çökmesi gözlenebilmesi için enjeksiyonun yeterince uzun süre olması gerektiği tahmin edilmiştir. Çalışmanın bu kısmında yapay çatlak içerisine enjeksiyona 5040 dk (~3.5 gün) devam edildi. Çatlağa ait parametreler ve değerler Tablo 6'de enjeksiyona ait parametreler ve değerler ise Tablo 7'de verilmektedir.

Tablo 6: Çatlağa ve aşırı doymuş CaCO_3 çözeltisine ait tanımlanmış parametreler ve değerleri.

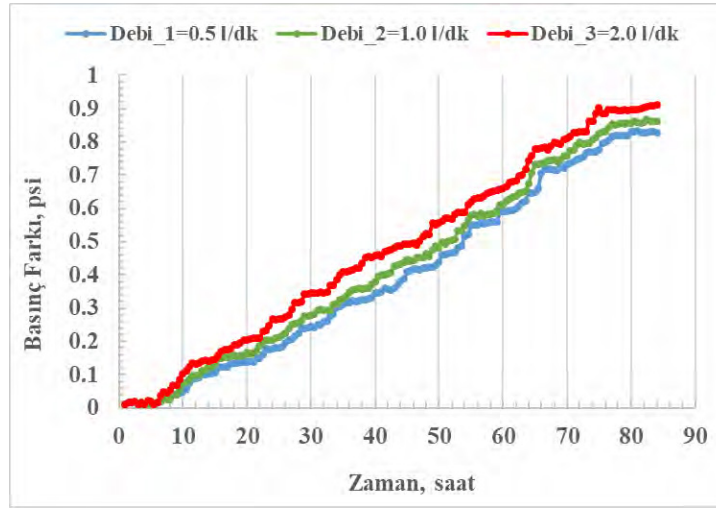
Çatlak aralığı (b), mm	0.5
Çatlak uzunluğu , cm	14.0
Çatlak genişliği (w), cm	3.81
Optik cam bilye yarı çapı (mutlak pürüzlülük) (ϵ), mm	0.5
CaCO_3 (Aşırı doymuş çözelti içerisinde), mg/l	59

Tablo 7: Enjeksiyon testine ait tanımlanmış parametreler ve değerleri.

Test Sıcaklığı_1, °C	50.0
Test Sıcaklığı_2, °C	80.0
Debi_1, l/dk	0.5
Debi_2, l/dk	1
Debi_3, l/dk	2.0

4.1 Yapılan akış ve çöktürme deneyleri @ 50 °C, b= 0.5 mm, $\epsilon=0.5$ mm

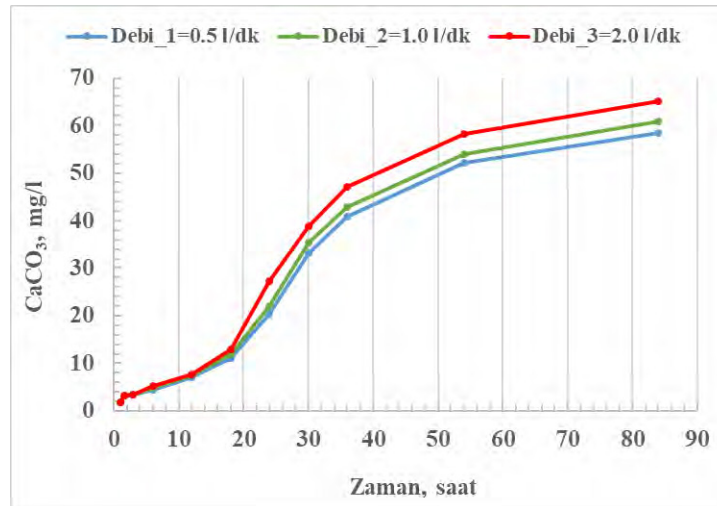
Öncelikle EA1 olarak kodlanmış karot tapası ile 50°C sıcaklıkta 0.5 l/dk debi ile akış ve çöktürme deneyi yapıldı. Daha sonra kullanılan karot tapası derişik asit ile temizlendi ve sırasıyla debiler artırılarak 1.0 l/dk ve 2.0 l/dk debilerde akış deneyleri yapıldı. Deneyler sonucunda meydana gelen basınç farkı değerlerinin zamanla değişimi Şekil 3'te verilmektedir.



Şekil 3: Basınç farkı davranışının karşılaştırılması @ 50 °C, b= 0.5 mm, ε=0.5 mm.

Yapay çatlakta akış ve çöktüre deneyi sırasında sistemde ani basınç yükselmeleri ve düşümleri meydana geldiği gözlenmektedir. Ani basınç yükselmeleri ve düşümlerine neden olan ise kalsiyum karbonat çözeltisinin daha sıcak ortama enjeksiyonu sırasında kalsiyum karbonatın çözünürlüğünün azalması nedeniyle kalsiyum karbonat çökelişi gerçekleşmektedir. Kalsiyum karbonatın çökeliş reaksiyonu sonucunda karbondioksit gazı ortaya çıktığından dolayı enjeksiyonun ilerleyen zamanlarında ani basınç yükselmeleri meydana gelmektedir.

Enjeksiyon deneyi sırasında akış için kullanılan CaCO_3 çözeltisine değişik zamanlarda su analizleri yapılmıştır. Deneyler sonucunda elde edilen kalsiyum karbonat çökeliş miktarları Şekil 4'te verilmektedir.

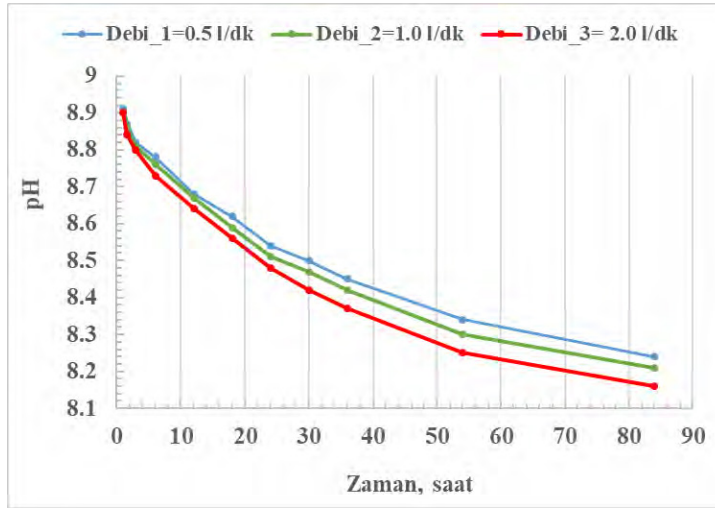


Şekil 4: CaCO_3 çökeliş miktarı @ 50 °C, b= 0.5 mm, ε=0.5 mm.

Yapılan su analizlerinin sonuçları kullanılarak elde edilen kalsiyum karbonat çökelim miktarları incelendiği zaman basınç farkı verilerine uygun olarak enjeksiyonun yaklaşık ilk 20 saatinde çökelim hızı ilerleyen zaman dilimine göre daha düşüktür. Uygulanan en düşük debide çökelim miktarlarına bakıldığında zaman ilk 20 saatte 15 mg/l kalsiyum karbonatın çökelişi elde edilmiştir. 84 saat süren enjeksiyon sonucunda ise toplamda 58.5 mg/l CaCO_3 çatlak yüzeyinde çökelmiştir.

Aynı zamanda Şekil 3 ve Şekil 4 grafikleri incelendiği zaman artan debi miktarı ile beraber basınç farkının ve çökelim miktarının arttığı görülmektedir. Enjeksiyon deneyleri sonucunda karot tapaları etüvde 40°C sıcaklıkta 12 saat süreyle kurutulmuştur. Kurutulan karot tapalarının incelenmesi sonucunda çatlağın yüzeyinde kalsiyum karbonat çökelişi olduğu gözlenmiştir.

Karot hücresi çıkışından farklı zamanlarda alınan çözelti örneklerinin pH değerleri de ölçülmüştür. Ölçülen pH değerleri Şekil 5’de verilmektedir.

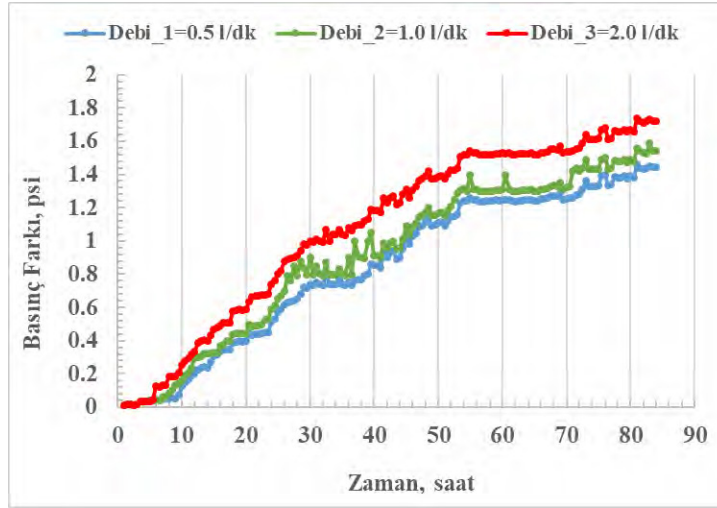


Şekil 5: Enjeksiyon sonrası çözeltilerin pH değerleri @ 50 °C, b= 0.5 mm, ε=0.5 mm.

Çatlak içerisinde akış sırasında başlangıçta aşırı doymuş olan CaCO_3 çözeltisinin Ca^{2+} ve CO_3^{2-} iyonlarını zamanla azalmasından dolayı pH değerleri de zamanla azalmaktadır.

4.2 Yapılan akış ve çöktürme deneyleri @ 80 °C, b= 0.5 mm, ε=0.5 mm

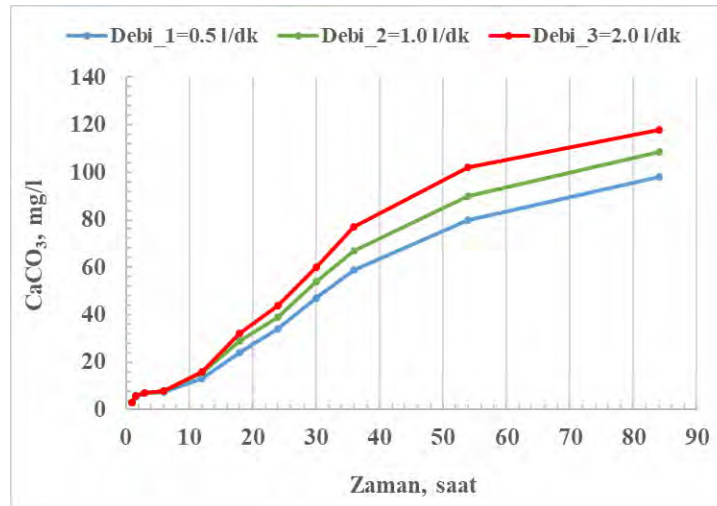
Sıcaklık artışının CaCO_3 çökelişi üzerine etkisini gözlemleyebilmek için test sıcaklığı 80 °C olarak ayarlanmıştır. EA1 olarak kodlanmış karot tapası ile 80 °C sıcaklıkta 0.5 l/dk debi ile akış ve çöktürme deneyi yapılmış ve daha sonra karot tapası derişik asit ile temizlendikten sonra sırasıyla 1.0 l/dk ve 2.0 l/dk debilerde aynı yöntem ile deneyler tekrar edilmiştir. Deneyler sonucunda meydana gelen basınç farkı değerlerinin zamanla değişimi Şekil 6’de verilmektedir.



Şekil 6: Basınç farkı davranışının karşılaştırılması @ 80 °C, b= 0.5 mm, ε=0.5 mm.

Çatlak aralığının ve optik cam bilyelerinin çaplarının değişmediği çatlak örneğinde, akış ve çökeltme deneyi sırasında sıcaklık oda koşullarından doğrudan 80 °C sıcaklığa yükselmektedir. Akış sırasında sıcaklığın artması ile beraber çökeltmeden kaynaklandığı düşünülen basınç farkı enjeksiyonun daha erken saatlerinde, yaklaşık 6 saatten sonra, hızla başlamaktadır. Düşük sıcaklık değerlerine göre belirli zamanlarda örneğin 38. saatte ve 48. Saatte olduğu gibi ani basınç farkı yükselmeleri gözlenmektedir 3.5 gün devam eden enjeksiyon sonrasında toplam basınç farkı yaklaşık 1.7 psi olup 50 °C sıcaklıktaki toplam basınç kaybına göre daha yüksektir.

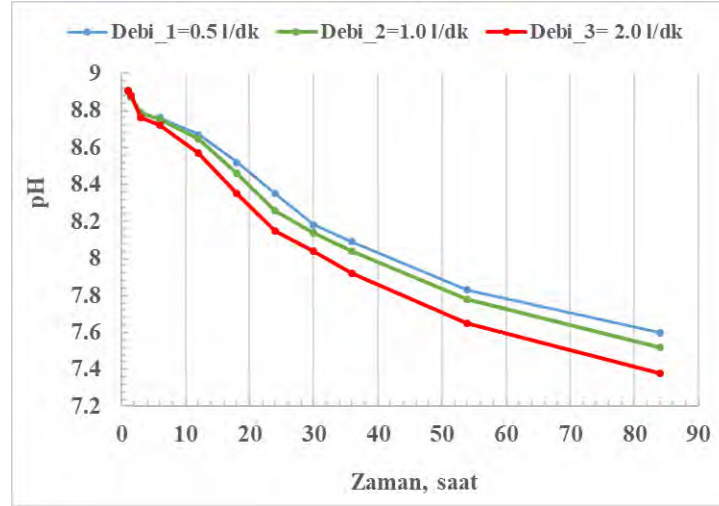
80 °C sıcaklıkta yapılan enjeksiyon deneyi sırasında belirli zaman aralıklarında alınan çözelti örneklerine uygulanan su analizleri ile elde edilen kalsiyum karbonat çökeltim miktarları aşağıda Şekil 7’de verilmektedir.



Şekil 7: CaCO₃ çökeltim miktarı @ 80 °C, b= 0.5 mm, ε=0.5 mm.

Test sıcaklığın artması ile beraber kalsiyum karbonat çökeltim miktarı artmakta olduğu gözlenmiştir. Enjeksiyonun başladığı ilk 50 saatlik dönemde hızlı bir çökeltim gerçekleşmekte

fakat akış süresi ilerledikçe çökeltim hızı azalmaktadır. 3.5 gün boyunca yapılan test süresinde yaklaşık 98 mg kalsiyum karbonat çökeltmektedir. Enjeksiyon sonrası çözelti zamanla değişen pH değerleri Şekil 8’de verilmektedir.



Şekil 8: Enjeksiyon sonrası çözeltilerin pH değerleri @ 80 °C, b= 0.5 mm, ε=0.5 mm.

Çökelen kalsiyum karbonat miktarına bağlı olarak 80 °C sıcaklıkta ilerleyen enjeksiyon süresinde pH verileri 50 °C sıcaklığa göre daha düşük değerlere ulaşmaktadır. Akış sırasında oluşan basınç farkı davranışı ile uyum içerisinde.

5. SONUÇLAR

1. Çözeltilerin statik deneyler sonunda ölçülen pH değerleri, Langelier ve Oddo-Tomson doymuşluk gösterge parametreleri ve de çözünen kalsiyum karbonat miktarı, literatürde bunlar için yayımlanmış deney sonuçları ile karşılaştırılmış, uyum içinde oldukları görülmüş ve böylece çözeltilerin doymuşluğa erişme durumları değerlendirilmiştir.
2. Enjeksiyon deneyleri sonucunda oluşabilecek CaCO_3 mineralinin çökeltim miktarı ve akış davranışının belirlenebilmesi için çatlağa ve akışa ait bazı parametrelerin değiştirilmesi ile elde edilen sonuçlar bu çalışmada verilmektedir. Elde edilen sonuçlara göre debi miktarı arttıkça çökeltim ve basınç farkı artmaktadır.
3. Çökeltim miktarı ile test sıcaklığı arasındaki ilişkinin belirlenebilmesi için farklı sıcaklıklarda deneyler yapılmıştır. Bu deneylerin sonucunda elde edilen verilere göre artan sıcaklık ile birlikte çökeltim miktarı artmaktadır.
4. Bu enjeksiyon deneylerinden sonra elde edilen mikroskobik görüntülere göre 50°C sıcaklıkta akışın olduğu ortamda kalsiyum karbonat mineral çökeltimi görülmektedir. Basınç farkı verileri incelendiğinde de zamanla akış sırasında basınç farkında artmalar olduğu görülmektedir. Bu artışın nedeninin çatlaklı karot yüzeyine kalsiyum karbonat çökeltiminin olduğu ve bu yüzden basınç farkının arttığı düşünülmektedir.

REFERANSLAR

- Brown, S., Caprihan, A., Hardy, R., 1998. Experimental Observation of Flow Channels in Single Fracture, Journal of Geophysical Research, Vol 103, pp. 5125-5132.
- Jones, W. J., 1988. Corrosion and Water Technology for Petroleum Producers, Ogi publications, pp. 101-151, Tulsa.
- Linke, W., F., 1958. Solubilities Inorganic and Metal- Organic Compounds, Volume 1, American Chemical Society, Washington.
- Mavredaki, E., Neville, A., 2014. Prediction and Evaluation of Calcium Carbonate Deposition at Surfaces, SPE International Symposium on Oilfield Scale, SPE 169796, Aberdeen.
- MTA Genel Müdürlüğü Sondaj Daire Başkanlığı, Eylül 1992, Kızıldere Jeotermal Sahası Temizlik ve Test Raporu.
- Oddo, J. E., Thomson, M. B., 1991. Why Scales Forms In The Oil Field and Methods To Predict It, SPE Production Operations Symposium, 7-9 April Oklahoma, a SPE 21710, pp. 717-720
- Parrish, D., 1963. Fluid Flow in Rough Fractures, SPE Production Research Symposium, SPE 563, Norman.
- Toygur, S., 2000. Mineral Çökeliminin Gözenekli Ortamda Akış Performansına Etkisi, Yüksek Lisans Tezi, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Stumm, W., 1992. Chemistry of the Solid-Water Interface, A Wiley-Interscience Publication, pp. 304-306
- Uğur, Z., 1997,. Petrol ve Jeotermal Sahalarında Kalsiyum Karbonat Çökelmesinin Modellenmesi, Doktora Tezi, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- Vetter, J., ve Kandarpa V., 1980. Prediction of CaCO₃ Scale Under Downhole Conditions, SPE International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, SPE 8991, California.
- Zhang, Y., ve Farquhar R., 200. Laboratory determination of Calcium Carbonate Scaling Rates for Oilfield Wellbore Environments, SPE International Symposium on Oilfield Scale, SPE 68329, Aberdeen.
- Zhang, z., Nemcik, J., 2012. Friction Factor of Water Flow Through Rough Rock Fractures, Rock Mech Rock Eng 46, pp. 1125-1134.

Synthesis of Poly (Methyl Methacrylate) Solution for Enhanced Oil Recovery

Ali Yilmaz¹, Hassan Soleimani², Nilgun Baydogan¹

¹Istanbul Technical University, Energy Institute, Ayazaga Campus, Maslak, Istanbul, Turkey

²Universiti Teknologi PETRONAS, Department of Fundamental and Applied Sciences, Seri Iskandar, Perak, Malaysia

ABSTRACT

Reservoir is depleted and it is not feasible to produce remain crude oil with these methods anymore after the primary and secondary recovery mechanism. However, the large amount of crude oil called as residual oil volume is still trapped in the reservoir. Enhanced oil recovery (EOR) is technical injection processes which are focused on extracting this residual oil volume that cannot be extracted otherwise. The factors that affect oil-water-rock system to trap crude oil can be summarized as interfacial tension, wettability, mobility ratio, capillary pressure and reservoir rock properties. The primary objective of any EOR mechanisms is the having positive impact on these parameters to reduce amount of trapped oil in the reservoir. Chemical EOR (CEOR) mechanisms have been used efficiently by improving sweep efficiency and mobility ratio as one of the EOR mechanism in the oil field. Polymer-nanoparticle flooding is a novel method in subject of CEOR. In this study, polymer and polymer-nanoparticle solution is synthesized as injected fluid and the effect of solution conductivity are examined to observe the impact of the solution and reservoir rock interaction. As the conductivity of injected fluid had a significant role over injected fluid/rock interaction to mobilize trapped oil in the reservoir the effects of reservoir harsh conditions over polymer-nanoparticle fluid was studied due to having curial impact on polymer-nanoparticle rheology and oil recovery performance during EOR mechanism. For this purpose, the polymer-nanoparticle fluid which was water-soluble was synthesized homogeneously for being stable and not degradable during EOR process. After the synthesizing of polymer-nanoparticle, a suitable injection mechanism was step up to injection process into the porous environment. The GNPs nanoparticles has been added to polymer an optimum amount to obtain good dispersion and more resistant polymer under reservoir conditions. Then the polymer-nanofluid conductivity performance was examined at different temperatures considering the reservoir conditions.

Keywords: Enhanced Oil Recovery, Graphene nanoplates, Poly (Methyl Methacrylate).

1. INTRODUCTION

Oil recovery mechanisms can be defined as the mechanisms that allow the oil underground to be removed to the ground surface. These mechanisms; are classified as primary, secondary and tertiary oil recovery mechanisms. In the primary oil recovery mechanism, production is provided by the internal pressure of the reservoir and the established production equipment. With the oil production realized as a result of the primary oil recovery mechanism, the reservoir pressure decreases and as a result, the oil production efficiency decreases. In order to restore the falling

reservoir pressure, as a secondary oil recovery mechanism, the water and gas extracted from the ground surface together with the petroleum are pressed back into the reservoir to increase the reservoir pressure and thus increase the production efficiency. As a result of primary and secondary oil recovery, only a third of the oil in the reservoir can be extracted and the rest remains in the reservoir. Therefore, enhanced oil recovery (EOR) mechanisms are needed that can affect the interaction between fluids in the reservoir and fluid-rock interaction, thus removing the oil that remains closed, in order to remove this two-thirds of the remaining underground. Thermal, chemical and gas injection methods are mainly used as EOR mechanisms.

Polymer flooding is a commonly used technique to improve oil recovery as a chemical EOR mechanism. The reducing the water-oil mobility ratio and increasing the sweep efficiency of the flooding fluid is the main oil displacement mechanism to improve the crude oil recovery. The common polymers used in this technology include natural polymers, such as xanthan gum, cellulose and synthetic polymers, such as partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM), polyacrylamide (PAM). However, the rheological property of polymers is susceptible to problems such as salt concentration, chemical degradation, and shear degradation which limiting their use in high-temperature and high-salt reservoirs. In order to improve the rheological properties of polymers in CEOR applications, the different types of nanoparticles have been studied in many researches. Graphene and its derivatives have been a promising nanoparticle to use as reinforcement material for polymer flooding. It is found that graphene oxide in addition to providing surfactant-like properties, such as changing wettability, emulsifying property and reducing interfacial tension it also provides thermal and mechanical stability for base polymers. Haruna et al. (2018) prepared graphene oxide/ hydrolyzed polyacrylamide materials (GO/HPAM) and investigated the rheological behavior of aqueous HAPM/GO composites. They observed that the addition of different GO concentrations increased the viscosity of the suspensions and improved long term thermal stability due to hydrogen bonding between the GO and the HPAM functional group. Besides, GO/HPAM composite has good performance under high salt concentration. In addition, Lyu et al. (2019) studied on polyacrylamide/surface-modified graphene oxide composite in terms of temperature resistance, shear stability and salinity tolerance of the polymer solution. Surajudeen Sikiru et. al indicated that the result of the polmere which is reinforced by GO shows the higher temperature resistance, good performance in high-salinity solutions and better thermal stability.

Y. Yigit et. al indicate that polymethylmethacrylate (PMMA) synthesized by ATRP method has an average molecular weight of $\sim 275,000$ g/mol (by viscosimetry). They informe that the molecular weight of PMMA synthesized by ATRP method has higher than that of industrial PMMAs.

Graphene is one-atom thick, honeycomb-shaped lattice of carbon atoms with exceptional conductivity. Shang-Lin Gao and Edith Mäder indicated that the structural features of graphene nanoplates (GNP) with high GNP loadings enable the GNPs to serve as solid lubricant nanoparticles. Besides, Madhusree Kole and T. K. Dey explain that graphene nanosheets is added in the nanofluids to improve the electrical conductivity of the fluid after the graphene nanosheets are synthesized from graphene oxide.

M. Puggelli and G. Gabrielli indicate that the use of stearic acid (SA) and polymethylmethacrylate (PMMA) is a suitable choice because it demonstrates that compatibility depends on the dissociation of the stearic acid. In addition, Bodo Müller et. al indicate that SA

is a simple surfactant as a salt of fatty acid. T. Schmidts et. al explain that SA is a suitable hydrophilic emulsifier for the use of the emulsion preparation in polymer solutions. Besides, they indicate that the stearic acid can be used as the thickener at polymer solution.

In this study, the polymethyl methacrylate (PMMA) polymer solution was selected as a novel solution to synthesis for EOR studies due to its homogeneous solution properties with high viscosity properties. Their results were compared with the results of graphene nanoplates (GNPs) filled PMMA to manipulate the conflict between conductivity and temperature. Besides, SA was used as hydrophilic emulsifier to improve the thickener properties of polymer solution. The use of graphene nanoplates (GNPs) in PMMA solution has provided high electrical conductivity when the addition of SA in polymer solution.

2. EXPERIMENTS

2.1. The Synthesis of Solutions

The 3 mol PMMA and PMMA/GNPs solution forms were prepared for examining effect of polymer/nanoparticle interaction on the pH, conductivity, salinity and Total Dissolved Solids. Methyl Methacrylate (MMA), Copper Bromide (CuBr), Tetra-n-butylammonium Bromide (Bu4NBr), stearic acid (SA) and graphene nanoplatelets (GNPs) are used respectively as monomer, catalyst, solvent, stabilizer and nanoparticle. Stearic acid was used as surfactant to achieve better nanoparticle dispersion in the solutions. The composition of our base PMMA with 1,5 wt % SA is given in Table 1. After the obtaining the base PMMA fluid, 0.1886 gr of GNPs was dispersed in the solution in order to synthesis PMMA/GNPs which consists of 0,25 wt % of GNPs.

Table 1: The composition of base PMMA.

Composites	3 Mol PMMA
MMA	76,68 ml
PMDETA	249 µl
CuBr	0,171 gr
Bu4NBr	3,093 gr
1,5 wt % SA	1.1458 gr

The polymer solution was synthesized at two different chemical concentration (such as base PMMA and PMMA/GNPs) to evaluate conductivity performance of the solution in Figure 1a. The conductivity of the base PMMA solution in room temperature (in Figure 1b) was compared with the PMMA polymer solution kept cool ambient at 4 C (in Figure 1c). Hence it was possible to examine the precipitate effect of cool media on the conductivity.

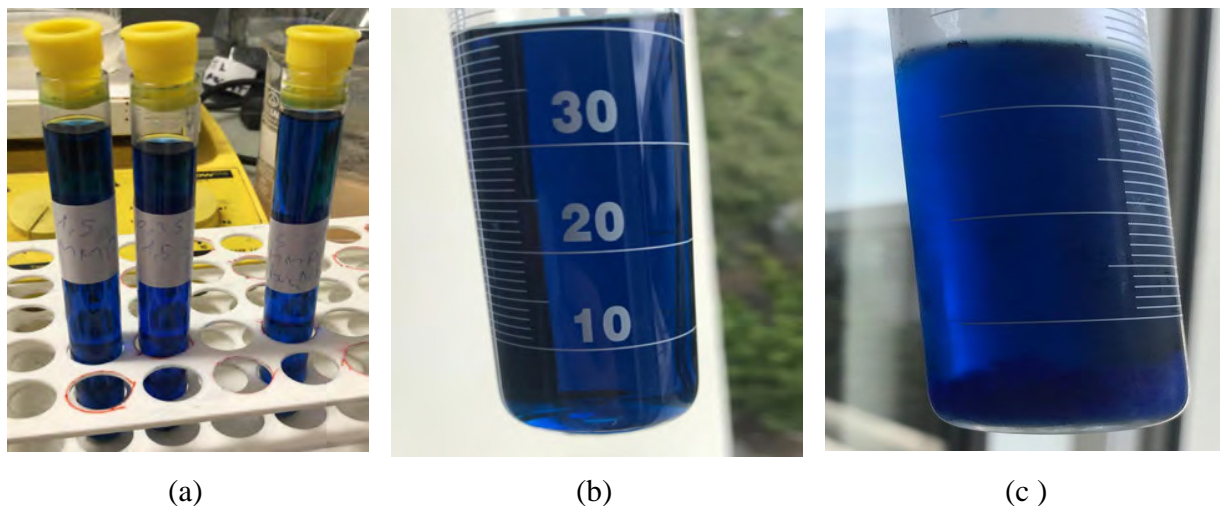


Figure 1a-c. (a) The synthesized solutions. (b) The solution in room temperature. (c) The solution kept in cool ambient.

3. RESULTS AND DISSCUSIONS

The use of PMMA solution was preferred due to its homogeneous properties with high viscosity. Graphene nanoplates (GNPs) in PMMA improved the conductivity with the rise of the temperature. SA has provided to obtain the hydrophilic emulsifier with the thickener properties in polymer solution. The electronic interaction of graphene nanoplates (GNPs) with PMMA solution enhanced the electrical conductivity when SA added into polymer solution.

The conductivity of the polymer solution increased with the rise of the temperature in Figure 2. The effect of graphene-nanoplates on the conductivity was examined in poly(methyl methacrylate) solution. It was determined that the conductivity of the base PMMA solution was higher than the conductivity of the PMMA/GNPS solution. There was not considerable change of the conductivity with the rise of the elapsed time after the solution was synthesized. There was not considerable change of the conductivity with the rise of the elapsed time after the solution was synthesized.

The stronger thermodynamic resistance has indicated the existence of the suitable electronic configuration of the polymer solution with chemical interaction. The results indicated that the lower interaction between filler and polymer solution provided the easier migration. The solid-like behavior of the nanofiller in polymer solution indicated that the dispersed nanofiller network in the polymer solution matrix has provided the three-dimensional network formation cannot make significant change at this nanofiller amount in the conductivity behavior of the polymer solution.

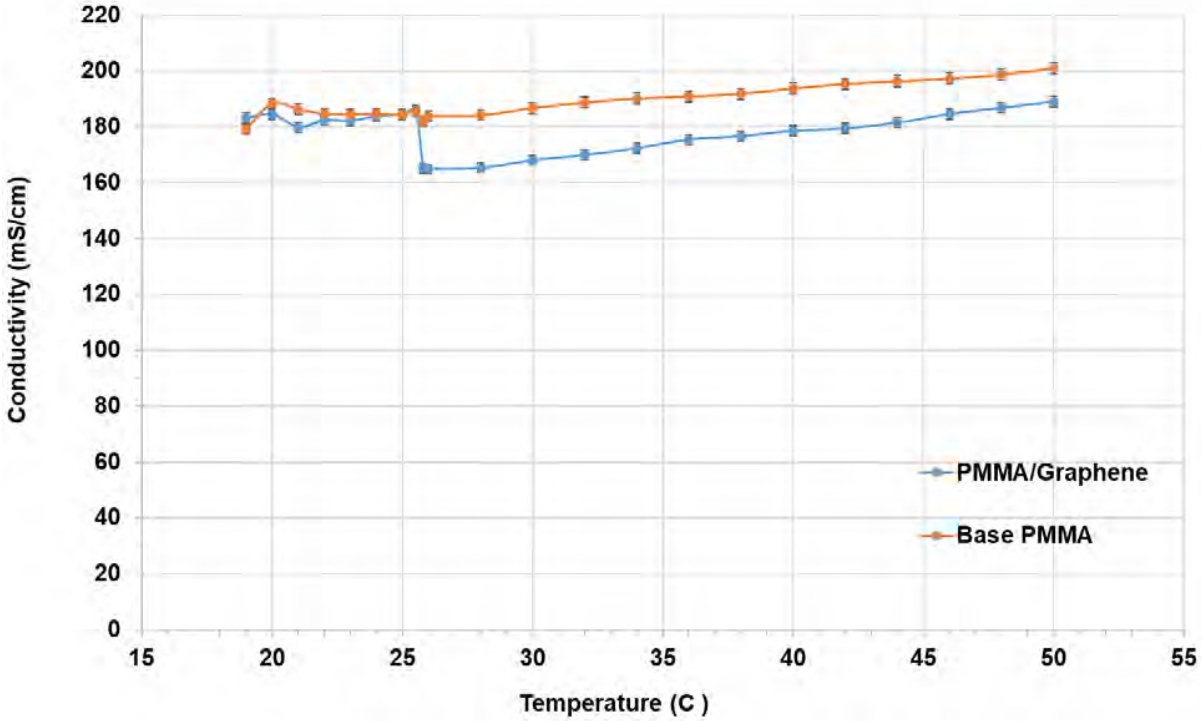


Figure 2. The changes of the conductivity with the rise of the temperature.

This work aimed to make an assessment the degree of dissociation which the surface compatibility. Hence, stearic acid (SA) was used as a surfactant in this study. PMMA and SA were mixtured to examine the conductivity performance of the mixture with the rise of temperature. Graphene combination with polymer solution was provided by using SA in the nanofluid. SA was carried out to improve the hydrophilic properties of the nanofluid in Figure 3. This figure has presented the changes of the polymer solution conductivity at 1.5 wt.% SA amount. The use of stearic acid (SA) at 1.5 wt.% amount ensured the compatibility of GNPs in polymethylmethacrylate (PMMA) solution. The dissociation of GNPs was provided as an optimum level by using the stearic acid as SA is a simple surfactant with the properties of the salt of fatty acid in polymer solution. It was assumed that the use of SA for the emulsion preparation caused the thickener at polymer solutions and improved the hydrophilic properties of the polymer solution. Hence it is possible to attach the nanoparticles to the pore surface of the rock with the change of the wettability as a result of the alteration of the hydrophilic properties of the polymer solution. It was assumed that the results of this study could support to make a progress on oil-wet to water-wet condition in further studies (in the oil recovery obtained through different mechanisms such as rock wettability alteration, disjoining pressure, oil viscosity reduction) in further studies. Yi Wang et. al. indicate that the PMMA/SA composite had good thermal reliability and chemical stability. There were the similar results for base PMMA solution and PMMA/GNPs solution with the SA addition to the solution. The base PMMA solution and PMMA/GNPs solution had an optimum thermal reliability and chemical stability when SA amount reached to 1.5 wt.% in Figure 3b.

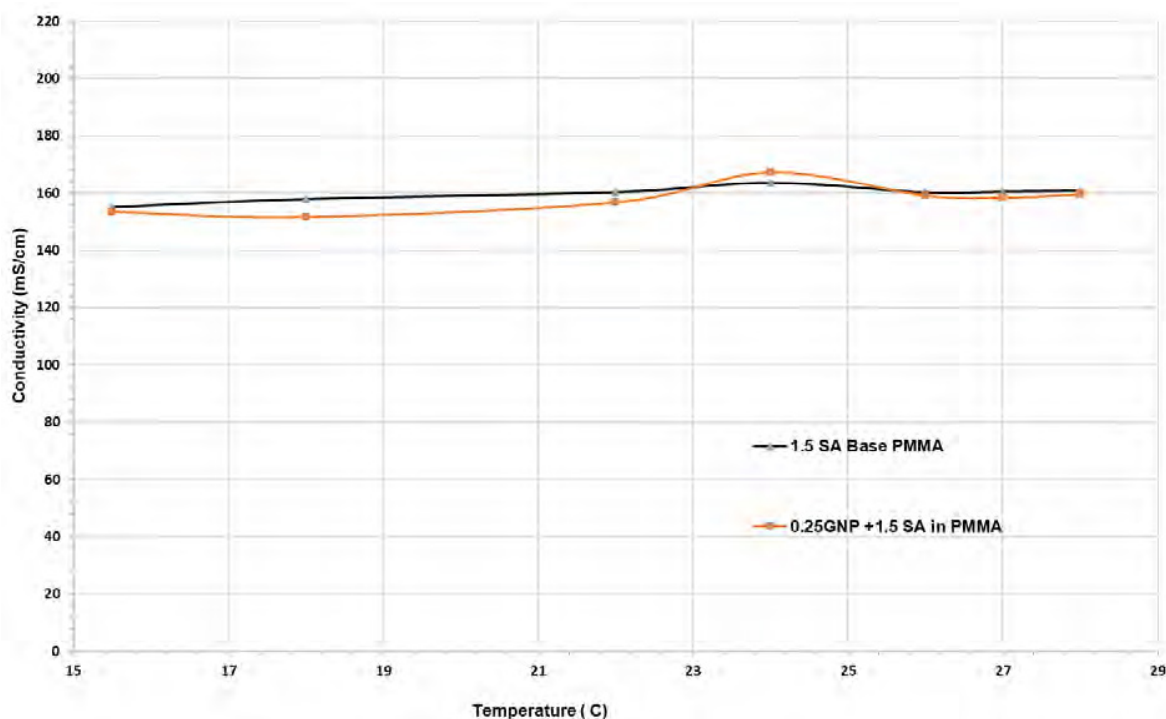


Figure 3. The polymer solution conductivity at 1.5 wt.% SA amount.

I. Al-Weheibi et. al indicates that it is important to examine the effect of temperature on the electrical conductivities of the potential of a chemical solution (called deep eutectic solvent) to recover the residual heavy oil left after waterflooding. Besides, the increase in the temperature of solutions causes an increase in the electrical conductivity of the chemical solution as a result of the increase in the mobility of its ions in solution. Hence it was suggested in this study that the usage of the potential of the polymer solution was possible in the recovery of the residual heavy oil left after waterflooding. The increase in temperature has improved electrical conductivities slightly.

4. CONCLUSIONS

The results of this study indicate that the synthesized polymer-nanoparticle fluid can be used on a reservoir carrot sample for polymer-nanoparticle flooding process and then the results can be used for reservoir area for further studies. As the results of this study, it is expected that the synthesized fluid will remain stable under reservoir conditions and the results of this study will support to increase the oil production efficiency.

The results of this study indicate that the obtained results can be used on carrot supply for polymer solution injection and then the results can be used for reservoir area for further studies. The result show that conductivity increased with the rise of the temperature of the polymer solution. Furthermore, using SA for the emulsion preparation caused the thickener at polymer solutions and improved the hydrophilic properties of the polymer solution. It is expected that the synthesized fluid will remain stable under reservoir conditions and the results of this study will support to increase the oil production efficiency and make a progress on oil-wet to water-wet condition in further studies.

REFERENCES

- Haruna, M.A., Pervaiz, S., Hu, Z., Nourafkan, E., Wen, D. (2018). Improved rheology and high temperature stability of hydrolyzed polyacrylamide using graphene oxide nanosheet. *Journal of Applied Polymer Science*, 136, 47582.
- Lyu, Y., Gu, C., Tao, J., Yao, X., Zhao, G., Dai, C. (2019). Thermal-resistant, shear-stable and salt-tolerant polyacrylamide/surface-modified graphene oxide composite. *Journal of Material Science*, 54, 14752.
- Surajudeen Sikiru, Amir Rostami, Hassan Soleimani, Noorhana Yahya, Yusuf Afeez, Oluwaseyi Aliu, Jemilat Yetunde Yusuf, Temidayo Lekan Oladosu, Graphene: Outlook in the enhance oil recovery (EOR), *Journal of Molecular Liquids*, 2020 (article in press)
- M. Puggelli and G. Gabrielli, Polymethylmethacrylate and stearic acid compatibility in monolayers, *Colloid & Polymer Sci* 265:432-435 (1987)
- Y. Yigit, A. Kilislioglu, S. Karakus, N. Baydogan, Determination of the intrinsic viscosity and molecular weight of Poly(methyl methacrylate) blends, *Journal of Investigations on Engineering & Technology* Volume 2, Issue 2, 26.12. 2019 ISSN: 2687-3052.
- Bodo Muëller, Martin Schubert and Gudrun Kinet, Surfactants as corrosion inhibitors for zinc pigment, *Pigment & Resin Technology* Volume 28 . Number 5. 1999. pp. 279-282, MCB University Press . ISSN 0369-9420
- T. Schmidts, D. Dobler, C. Nissing, F. Runkel, Influence of hydrophilic surfactants on the properties of multiple W/O/W emulsions, *Journal of Colloid and Interface Science* 338 (2009) 184–192.
- Shang-Lin Gao, Edith Mäder, Multifunctional interphases in polymer composites, *Multifunctionality of Polymer Composites, Challenges and New Solutions*, 2015, pp 338-362.
- Madhusree Kole and T. K. Dey, Investigation of thermal conductivity, viscosity, and electrical conductivity of graphene based nanofluids, *Journal of Applied Physics*, 113, 084307 (2013).
- Yi Wang, Tian Dong Xia, Hui Xia Feng, Han Zhang, Stearic acid/polymethylmethacrylate composite as form-stable phase change materials for latent heat thermal energy storage, *Renewable Energy*, 36 (2011) 1814-1820.
- I. Al-Weheibi, R. Al-Hajri, and Y. Al-Wahaibi, SPE; B. Jibril and A. Mohsenzadeh, Oil Recovery Enhancement in Middle East Heavy Oil Field using Malonic Acid based Deep Eutectic Solvent SPE-172592-MS, Copyright 2015, Society of Petroleum Engineers

Development Of Accurate Miscible and Immiscible Displacement MATLAB Simulators

İbrahim Kocabaş, Osman Ünal

IKCU Faculty of Engineering and Architecture Petroleum and Natural Gas Engineering Department

ABSTRACT

Numerical dispersion and unphysical oscillations are major problems of convection dominated flow and transport in porous media. Leonard (Leonard, 1979) has extensively investigated differencing of the convection term and he proposed the third order upstream method. The third order upstream method has yielded sharper flood fronts with small numerical dispersion compared to single point upstream method. Despite the advantage of Leonard's method, the unphysical oscillations especially for high Courant numbers could not be totally removed. Harten (Harten, 1984) implemented the Total Variation Diminishing (TVD) scheme to suppress unphysical oscillations. Sweby (Sweby, 1984) published a conventional study in the same year that clearly stated the region of stability for the TVD schemes. Subsequently, a lot of researchers used the third order approach combining with the TVD technique in petroleum engineering, including Liu (Liu, 1991), Gupta et al. (Gupta, Lake, Pope, Sepehrnoori, & King, 1991), Pinto et al. (Pinto, Correa, & Cunha, 1992), Chen et.al. (Chen, Durlofsky, Engquist, & Osher, 1993), Wollcot et.al. (Wolcott, Kazemi, & Dean, 1996), and Jiang et.al. (Jiang & Younis, 2017).

This research presents a comprehensive study of both miscible and immiscible displacement of the above mentioned methods and the implementation of the TVD approach to waterflooding problems, closely following the procedures proposed by Chen et. al., Wollcot et.al., and Jiang et.al.. All the simulators (they include numerical and analytical solutions) used in this study have been developed in the MATLAB environment that allows researchers in this field to easily access them. Development of the flexible flux limiter method to simulate the immiscible displacement of petroleum is of great importance because the incompressible immiscible displacement is a form of convection-dominated flow through porous media. We also improved previous third order TVD methods by combining it with second order time accurate Crank-Nicolson (Crank & Nicolson, 1947) scheme.

Finally, we combined Leonard's third order upstream differencing and Crank-Nicolson time discretization methods with a flexible flux limiter to mitigate both numerical dispersion and unphysical oscillations. The novel flexible flux limiter gave better results than previously developed methods even for very high Courant numbers.

1. INTRODUCTION

Immiscible displacement and miscible transport through porous media is of profound importance for petroleum reservoir engineering. Both immiscible displacement and miscible transport processes such as, miscible displacement, chemical and thermal EOR methods and tracer tests are of convective-dispersive nature.

Unfortunately, there are special problems, namely such as numerical dispersion, unphysical oscillations and grid orientation effects, in solving numerically the convective dispersive flow

and transport in porous media. Problems are specially associated with simulation of convection dominated flow and transport when discontinuities occur near the fronts.

These problems and additionally numerical stability of standard finite difference methods have been studied extensively by Peaceman, 1977. Among these basic standard methods, the first order upstream method was found to eliminate oscillations but produced numerical dispersion which was several orders of magnitude unrealistic. In 1979 Leonard have proposed a third order upstream method based on feedback sensitivity analysis to avoid oscillations and reduce numerical dispersion. This was a significant improvement in increasing the accuracy and reducing numerical dispersion and even eliminating oscillations for large range of parameter values. However, the method still suffered from oscillations near sharp fronts and overshoots violating entropy condition specially for high Courant number simulations.

Liu list the following necessary features of a numerical solution in order to assure convergence to correct physical solution. 1. High order accuracy for smooth solutions and in the smooth regions of solutions with discontinuities, 2. Accurate resolution (i.e. with minimal smearing) of discontinuous fronts, 3. Suppressing or eliminating nonphysical (spurious) oscillations, 4. Being consistent with the modelled conservation law and 5. Nonlinear stability bounds that jointly with the consistency assures convergence as grid is refined.

The high resolution methods, i.e. those with high accuracy and high resolution properties, do add only a small amount of numerical dispersion and at the same time do not cause excessive smearing of the front. In the solutions however, these two requirements must be balanced. The total variation of the solution must be non-increasing with time which guarantees convergence and eliminates spurious oscillations i.e. remedy to entropy violation. The remedy to entropy violation again came from computational fluid dynamics community. In 1984, Harten has introduced the (Total Variation Diminishing) TVD concept which practically imposes a limited antidiffusive term called as flux limiter, and later in the same year Sweby has determined the stability limits for various TVD flux limiters.

In 1991, Liu and Gupta et al published the third order flux limiter function for Leonard's scheme which has further improved the TVD of low order methods. In 1993, Chen used a second order TVD space discretization method. Later in 1992 Pinto et al, 1994 Liu et al and in 1996 Wollcot et al employed combination of Leonard's third order method and TVD limiter function. This TVD-Leonard method has given to us third order space accurate profiles and a sharper flood front compared with that of Chen's second order TVD method. In 2017, Jiang used third order space TCDF (third-order continuously differentiable function) method instead of using TVD-Leonard method. The advantage of TCDF (also third order Leonard's method is used in TCDF method only difference is the limiter function) method over TVD-Leonard method is that it yields obtain numerical solutions with only slightly lesser total iterations for small Courant number simulations, however, it becomes superior when the Courant numbers are increased to values close to 2.

The objective of this paper is threefold. First, we will develop accurate 1D and 2D MATLAB simulators based on the promising advanced (high order and high resolution) schemes used in both miscible and immiscible displacement processes. The second objective is to search for a technique which will combine third order space TCDF method and second order Crank-Nicolson method as a remedy to violation of entropy destruction law, and still preserving the accurate

(minimal numerical dispersion) nature of numerical solutions. The final objective is to present a novel flexible flux limiter function, which works at very large Courant number without any unphysical oscillation compared with the previously developed techniques.

2. GOVERNING EQUATIONS OF IMMISCIBLE DISPLACEMENT AND MISCIBLE TRANSPORT

The classical governing partial differential equation of convective dispersive transport is presented by many authors including Peaceman (1977) as follows:

$$D\nabla^2 C - u \cdot \nabla C = \frac{\partial C}{\partial t} \quad (1)$$

Equation 1 may be simplified assuming one-dimensional and horizontal flow as Equation 2.

$$D \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} - u \frac{\partial C}{\partial x} = \frac{\partial C}{\partial t} \quad (2)$$

A general form of finite difference equation of Equation 2 is presented by Peaceman 1977:

$$\begin{aligned} & \frac{D}{2\Delta x^2} (C_{i+1}^{n+1} - 2C_i^{n+1} + C_{i-1}^{n+1} + C_{i+1}^n - 2C_i^n + C_{i-1}^n) - \\ & \frac{u}{\Delta x} \left[\theta \{ (1-\omega) C_{i+1}^{n+1} + (2\omega-1) C_i^{n+1} - \omega C_{i-1}^{n+1} \} + \right. \\ & \left. (1-\theta) \{ (1-\omega) C_{i+1}^n + (2\omega-1) C_i^n - \omega C_{i-1}^n \} \right] = \frac{C_i^{n+1} - C_i^n}{\Delta t} \end{aligned} \quad (3)$$

In this general difference scheme (Eq.2) while ω specifies the spatial weighting and θ specifies temporal weighting. For backward differencing $\omega=1$, for central differencing $\omega=1/2$ and for forward differencing $\omega=0$, and for explicit solutions $\theta=0$, for implicit solutions $\theta=1$ and for Crank Nicolson schemes $\theta=1/2$.

The following oil and water equations (equations 4) [7] govern the one dimensional immiscible displacement processes oil reservoirs.

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\beta_c k_x A_x \frac{k_{rl}}{\mu_l B_l} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right) \right] \Delta x = \frac{V_b}{a_c} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_l}{B_l} \right) - q_{lsc} \quad (4)$$

In Eq.4 index l refers to the phase. The saturations equation does in fact take the form of a nonlinear convection dispersion equation as demonstrated by Peaceman as follows.

$$(1/\alpha) \nabla \cdot (\alpha h_w \nabla S_w) - \frac{df_w}{dS_w} \vec{v}_t \cdot \nabla S_w = \phi \frac{\partial S_w}{\partial t} + (1/\alpha) \nabla \cdot (\alpha G_w \nabla D) \quad (5)$$

The governing equations of each phase of immiscible displacement may rewritten as a single equation as follows (Peacemen 1977). The following is the discretized form the immediately above equation.

$$\left\{ \left(\beta_c \frac{k_x A_x k_{rl}}{\mu_l B_l \Delta x} \right)_{i+1/2}^n (p_{i+1}^n - p_i^n) \right\} + \frac{1}{2} \left\{ \left(\beta_c \frac{k_x A_x k_{rl}}{\mu_l B_l \Delta x} \right)_{i+1/2}^{n+1} (p_{i+1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \right\} \\ + \left\{ \left(\beta_c \frac{k_x A_x k_{rl}}{\mu_l B_l \Delta x} \right)_{i-1/2}^n (p_{i-1}^n - p_i^n) \right\} + \left\{ \left(\beta_c \frac{k_x A_x k_{rl}}{\mu_l B_l \Delta x} \right)_{i-1/2}^{n+1} (p_{i-1}^{n+1} - p_i^{n+1}) \right\} \quad (6) \\ + \frac{1}{2} \{ q_{lsci}^n + q_{lsci}^{n+1} \} = \frac{V_{b_i}}{a_c \Delta t} \left\{ \left(\frac{\phi S_l}{B_l} \right)_i^{n+1} - \left(\frac{\phi S_l}{B_l} \right)_i^n \right\}$$

2.1 Previous Studies

Feedback sensitivity is a technique used by Leonard 1979, to understand investigate the stability of the numerical solutions stability with respect to oscillatory perturbations. For stable numerical solutions, negative feedback sensitivity is required. Feedback sensitivity, σ , is defined as the derivative of the difference operator with respect to node for which derivative is approximated. Leonard has pointed out that for stable numerical solutions negative feedback sensitivity is required. In addition, the greater the absolute value of the feedback sensitivity the more capable is the scheme to suppress the oscillations. For example, consider the upstream differencing of first derivative of convection term (equation 2):

$$-u \frac{\partial C_i}{\partial x} \cong -u \frac{C_i - C_{i+1}}{\Delta x} \quad (7)$$

Then, the feedback sensitivity of convection term becomes (equation 7):

$$\sigma = \frac{-u}{\Delta x} \quad (8)$$

In fact, Leonard states that neutral sensitivity is a characteristic of all central difference methods of any order when applied to odd order derivatives. Therefore, he has resort to employing a third order upstream scheme. Eq.9 shows a third order upstream scheme of the first order derivative (the convection term) developed by Leonard.

$$-u \frac{\partial C_i}{\partial x} \cong -u \frac{2C_{i+1} + 3C_i - 6C_{i-1} - C_{i-2}}{6\Delta x} \quad (9)$$

The feedback sensitivity of Eq.9 becomes:

$$\sigma = \frac{-3u}{6\Delta x} \quad (10)$$

This negative feedback sensitivity of the third order discretization operator assures damping of oscillations and a leads to a third order truncation error. However, magnitude of feedback sensitivity of the third order discretization operator is lesser than magnitude of feedback sensitivity of the first order discretization operator. Therefore, first order upstream method is better than third order upstream technique to suppress unphysical oscillation. On the other hand, first order method has huge numerical dispersion compared with third order technique.

For comparing the methods, we choose to use implicit methods to avoid stability constraints and differentiate only according to numerical dispersion and oscillations. Fig.1 shows that the all the implicit methods being unconditionally stable exhibit smooth profiles separating away from the analytical solution according to the numerical dispersions they contain. The largest numerical dispersion is observed in the first order spatial upstream method as expected.

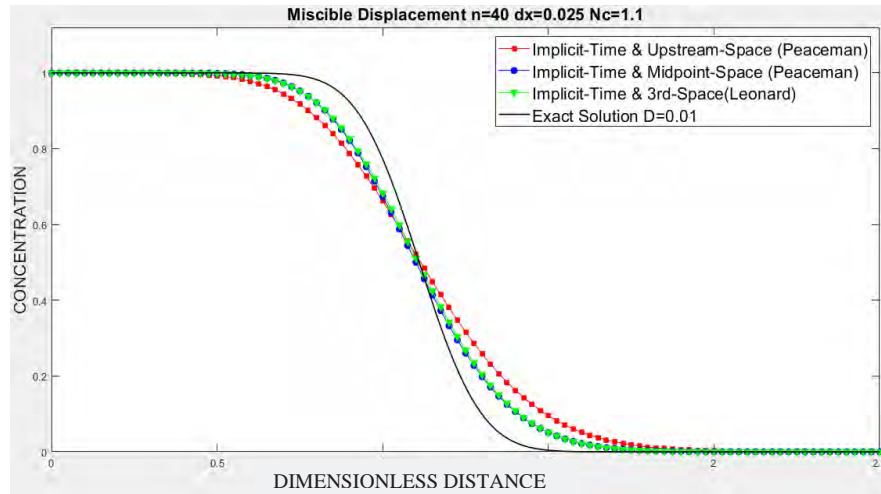


Figure 1: Improved method n=40 dx=0.025 Nc=1.1 (Implicit).

The midpoint space discretized method yields a hump-which violates entropy condition- close to the actual front, however this makes the midpoint front exhibiting a sharper dispersive profile in Fig.2. Peaceman has shown that single point upstream differencing always produces nonoscillatory and hence physically consistent solutions as observed in Fig.2 and Fig.3. This feature is attributed to the significantly large numerical dispersion it contains. This method is however is of first order only. Thus researchers have sought ways to combine the high-resolution capability of the higher-order methods with the stability and consistency of the single point stream method. It was found that such a feature indeed be obtained by adding an anti-diffusive

correction term to the single point stream method, which is exactly the idea behind TVD schemes, introduced by Harten, 1983.

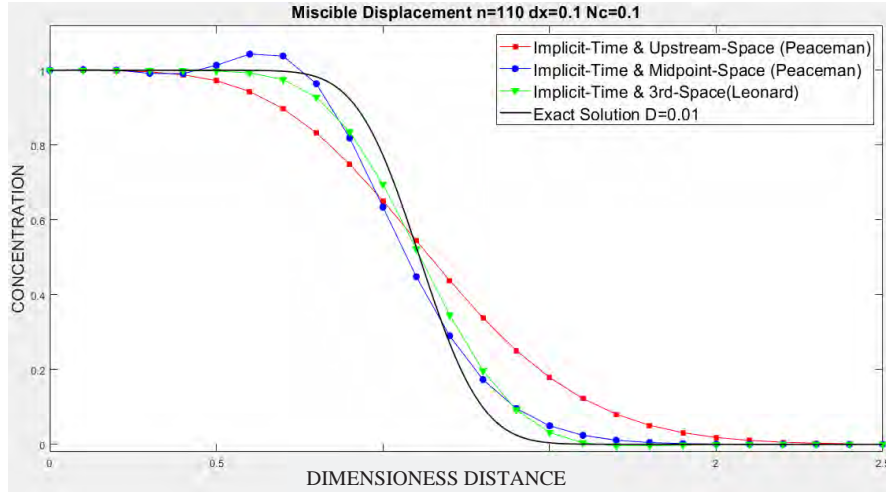


Figure 2: Improved method $n=110$ $dx=0.1$ $Nc=0.1$ (Implicit).

The main property of a TVD scheme is that it can be of high order in smooth regions and yet also oscillations free across discontinuities employing a mechanism using limiters. One type of limiter is flux limiter which imposes constraints on the flux gradients. In 1984, Sweby derived the algebraic conditions on the limiting functions that assures TVD property and constructed a class of limiters as a function of the gradient ratio. In 1991, Datta Gupta et al presented a TVD scheme based on Leonards third order differencing and Sweby's criteria.

The following is review of several flux limiters that yield TVD solutions. Let's consider discretization of the LHS of Eq.2

$$D \frac{C_{i+1} - 2C_i + C_{i-1}}{\Delta x^2} - u \frac{C_{i+1/2} - C_{i-1/2}}{\Delta x} = \frac{C_i^{n+1} - C_i}{\Delta t} \quad (11)$$

For simplicity let's consider the convection equation part.

$$\left(\frac{\partial C}{\partial x} \right)_i \cong \frac{C_{i+1/2}^{n+1} - C_{i-1/2}^{n+1}}{\Delta x} \quad (12)$$

The basic idea behind the TVD algorithm is to devise a method such that it should not produce nonphysical oscillations that violates the entropy condition. Total variation TV at a time n is defined as

$$TV^n = \sum_i |C_{i+1}^n - C_i^n| = \sum_i |\Delta C_i^n| \quad (13)$$

A discretization such as in Eq.11, is called as Total Variation Diminishing or TVD if

$$TV^{n+1} \leq TV^n \quad (14)$$

Remember that the idea of TVD has been derived from adding an antidiffusive flux to the single point upstream method. Liu 1991, chooses a flux at right side of the block i, as :

$$C_{i+1/2} \approx C_i + \frac{1}{2} \phi(r) [C_i - C_{i-1}] \quad (15)$$

Where ϕ represents the flux limiter. Note that this type of representation is in fact means adding an anti-diffusive flux proportional to ϕ . The magnitude of the limiter function depends on the smoothness of the data which is measured by the ratio of the consecutive gradients r .

$$r_i = \frac{C_i - C_{i-1}}{C_{i+1} - C_i} \quad (16)$$

Then ϕ may be expressed as a function of r .

$$\phi_i = \phi(r_i) \quad (17)$$

Based on this definition, for first order upstream differencing we have $\phi_i = 0$ which adds significant numerical dispersion into C as central concentration value is transported to the outlet interface of the grid block.

For the Leonard's third order differencing right face flux is selected as:

$$C_{i+1/2} \approx \frac{C_{i+1} + C_i}{2} - \frac{C_{i+1} - 2C_i + C_{i-1}}{6} \quad (18)$$

Resulting in the limiter function Liu 1991, Pinto 1994:

$$\phi_i = \frac{2 + r_i}{3} \quad (19)$$

which leads to a significant anti-diffusive flux and making the interface concentration closer to the actual value. Similarly The TVD flux limiter of Leonard's third order scheme for the immiscible displacement equations are given follows

$$(k_{rl})_{i+1/2} \approx \frac{(k_{rl})_{i+1} + (k_{rl})_i}{2} - \frac{(k_{rl})_{i+1} - 2(k_{rl})_i + (k_{rl})_{i-1}}{8} \quad (20)$$

$$(k_{rl})_{i+1/2} \approx (k_{rl})_i + \frac{1}{2} \phi(r) [(k_{rl})_i - (k_{rl})_{i-1}] \quad (21)$$

$$r = \frac{(k_{rl})_{i+1} - (k_{rl})_i}{(k_{rl})_i - (k_{rl})_{i-1}} \quad (22)$$

$$\phi(r) = \max \left[0, \min \left(2, 2r, \frac{1+3r}{4} \right) \right] \quad (23)$$

Applying the TVD scheme to this type of limiter functions, a number of authors have provided the Sweby 1984, stability region as shown in Fig.3. Fig.3 shows that Leonard's third order method is in fact stable for a large range of consecutive ratios. When the Courant number increases the method falls out of the stability region (gray shaded area). TVD schemes if the limiter function goes out of the stability region they pull its value to the stability region. Early TVD schemes have just lowered the value sharply to a constant 2. The later schemes assumed a smooth variation from the Leonard's value to 2 called as piecewise TVD. The two other variations are TCDF and adaptive TCDF to final constant value of 1.5.

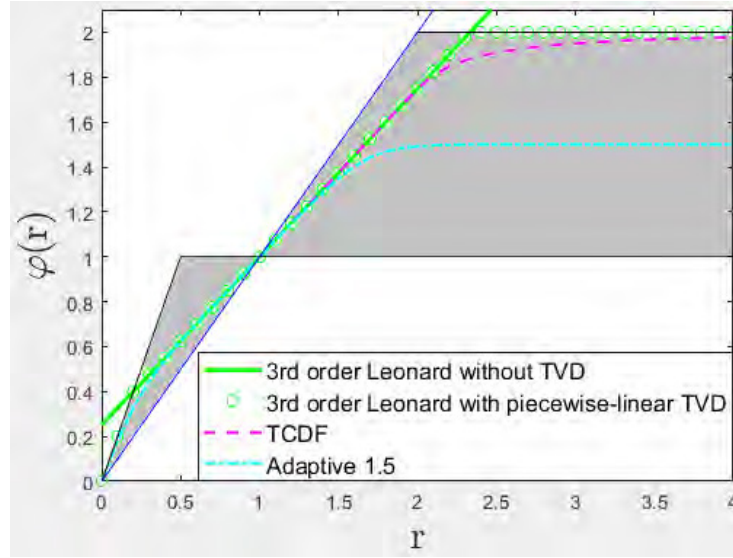


Figure 3: TVD region of previous studies (for any N_c)

The major objective of implementation of TVD flux limiters is to be able to capture the sharp front for large Courant number simulations and hence to reduce computational time and cost. for miscible displacement are shown in Fig. Such capturing of front without oscillations even for N_c as large as 1 is in fact achieved for miscible displacement processes as shown in Fig. 4

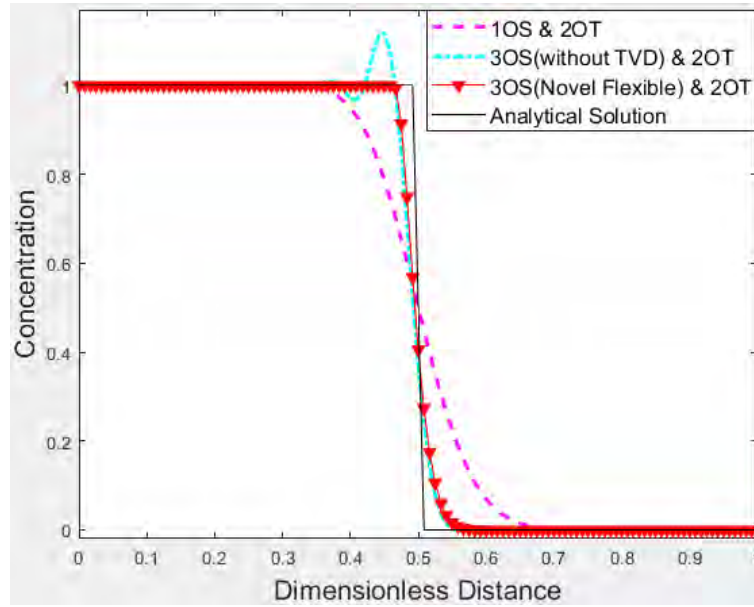


Figure 4: Miscible displacement simulations ($N_c=1$).

Such schemes are also implemented for two phase immiscible displacement incompressibly, and resulted in Fig.5. Fig.5 also shows that even with the TVD schemes it may not be possible to capture the frontal propagation of incompressible immiscible displacement.

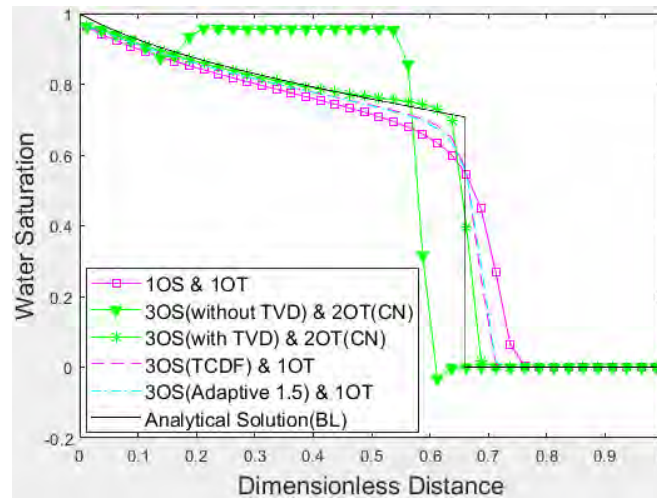


Figure 5: Intermediate wet immiscible displacement simulations of previous studies ($N_c=0.8759$).

2.2 Novel Flexible Flux Limiter and Implementation of CN Technique to Previous Studies

In this work we present a novel flexible flux limiter function for the Leonard's scheme as a TVD method presented in Appendix A. This new function varies the magnitude of the flux limiter according to the Courant number as shown in Fig. 6

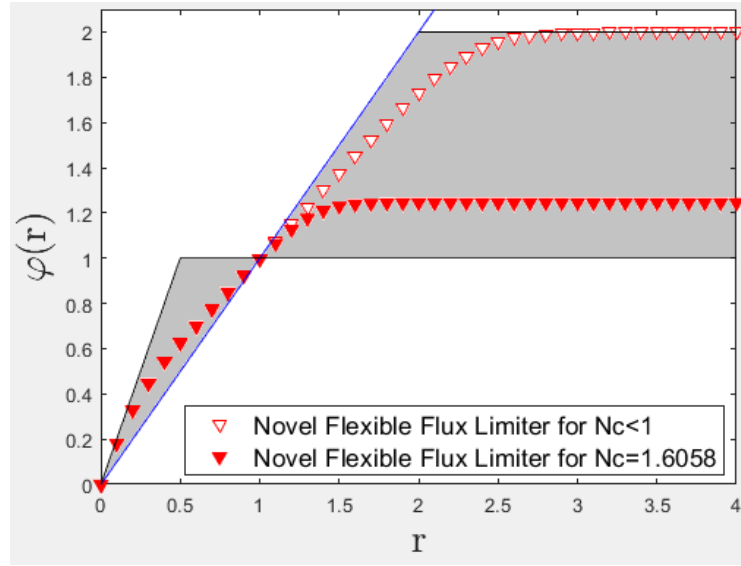


Figure 6: Novel flexible flux limiter (for $Nc < 1$) and $Nc = 1.6058$

As shown in Fig.7, for large Courant numbers such as 1.8 the advantage of flexible flux limiter becomes apparent. It can capture the front saturation variation better than all other methods.

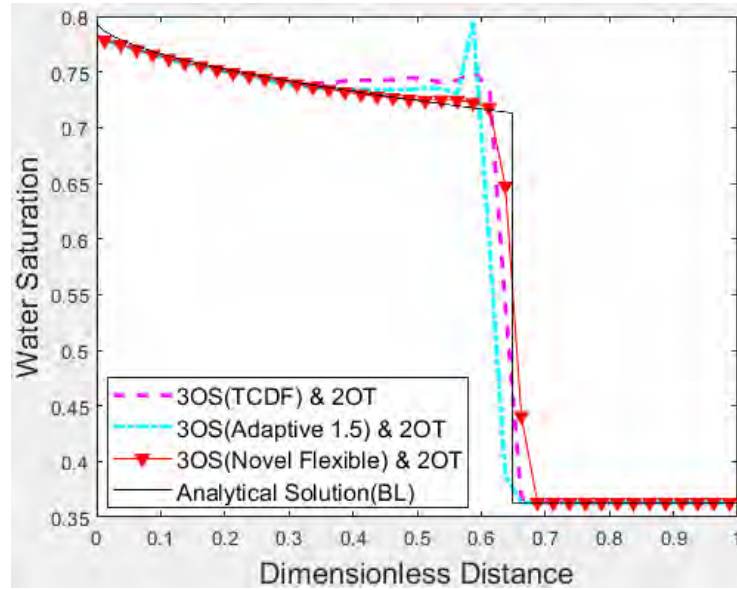


Figure 7: Water wet immiscible displacement simulations ($Nc = 1.8515$).

CONCLUSIONS

We have reviewed the fundamentals of numerically solving convection dominated flow and transport equations in oil reservoirs. Detailed investigations of elementary and some high order space discretization methods of convection dominated flow and transport has revealed that the first order methods are highly dispersive but with an apparent advantage of negative feedback sensitivity to smooth out the oscillation.

In order to mitigate the numerical dispersion and reduce unphysical oscillations a method called as TVD has been introduced and implemented in elementary and some high order schemes. In 1984, Sweby introduced his classical work of framing the stability region for the flux limiters of TVD schmes.

We have noticed that Leonard method is in fact a special TVD scheme where its flux limiter falls on a straight line, may be called as straight-line flux limiter.

The folowing improvments has been achieved in order: higher order spatial discretization schemes using Quick (without limiter function Leonard), piecewise linear flux limiter (Pinto and Sweby), TCDF smooth flux limiter (Zhang) and Adaptive smooth flux limiter methods (Jiang).

Our contribution to this field is two folds. Implementing a flexible flux limiter which is specified as a function of Courant number thus avoiding the oscillation for all ranges of Courant Numbers. Then implementing all of these improvements including the flexible flux limiter to Leonard Crank Nicholson discretization.

These two improvements distinctly showed the superiority of the method in both better front capturing and oscillation avoiding features compared to the previously developed method. One other major advantage is that this new method has also reduced the number of iterations for high Courant number simulations especially in two phase flow simulations.

Our main contribution is that we provide open source MATLAB codes for use of practicing engineers and petroleum engineering students. Thus they will be able to use the models as is and will have the opportunity to make modifications for improving the codes and understand the basic theory behind the models.

NOMENCLATURE

A_x	= cross section normal to the x direction, m ²
B_l	= phase l FVF
C	= concentration
D	= physical dispersion
k_{rl}	= relative permeability to phase l , dimensionless
k_x	= permeability in the x direction, darcy
p	= pressure, psia
q_{lsc}	= production rate of phase l at standard conditions, STB/D
r	= concentration gradient ratio or flux ratio, dimensionless

S_l	= phase l saturation, fraction
Δt	= timestep, days
u	= velocity, m/s
V_b	= gridblock bulk volume, ft ³
a_c	= volumetric conversion factor
β_c	= transmissibility conversion factor
μ_l	= viscosity of phase l , cp
ϕ	= porosity, fraction
φ	= limiter function

Subscripts

i	= index for blocks in the x direction
$i - \frac{1}{2}$	= index for left face values
$i + \frac{1}{2}$	= index for right face values
l	= phase l

Superscripts

n	= old timestep
$n + 1$	= current timestep

REFERENCES

- Chen, W., Durlofsky, L., Engquist, B., & Osher, S. J. S. A. T. S. (1993). Minimization of grid orientation effects through use of higher order finite difference methods. *1*(02), 43-52.
- Crank, J., & Nicolson, P. (1947). *A practical method for numerical evaluation of solutions of partial differential equations of the heat-conduction type*. Paper presented at the Mathematical Proceedings of the Cambridge Philosophical Society.
- Gupta, A. D., Lake, L. W., Pope, G. A., Sepehrnoori, K., & King, M. J. J. I. S. (1991). High-resolution monotonic schemes for reservoir fluid flow simulation. *15*(3), 289-317.
- Harten, A. J. S. J. o. N. A. (1984). On a class of high resolution total-variation-stable finite-difference schemes. *21*(1), 1-23.
- Jiang, J., & Younis, R. M. (2017). *An Efficient Fully-Implicit MFD-MUSCL Method Based on a Novel Multislope Limiting Procedure*. Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Conference.
- Leonard, B. P. (1979). A stable and accurate convective modelling procedure based on quadratic upstream interpolation. *J Computer methods in applied mechanics engineering*, *19*(1), 59-98.

- Liu, J. (1991). *Analysis of Reservoir Simulation Techniques for Enhanced Oil Recovery, Part II-Improved Differenc Schemes for Reservoir Simulation*. Paper presented at the Internal Seminar.
- Pinto, A., Correa, A., & Cunha, M. (1992). *High-resolution schemes for conservation laws: applications to reservoir engineering*. Paper presented at the European Petroleum Computer Conference.
- Sweby, P. K. J. S. j. o. n. a. (1984). High resolution schemes using flux limiters for hyperbolic conservation laws. *21*(5), 995-1011.
- Wolcott, D., Kazemi, H., & Dean, R. (1996). *A practical method for minimizing the grid orientation effect in reservoir simulation*. Paper presented at the SPE annual technical conference and exhibition.

APPENDIX A

Below is the quation for and limitations fort he flexible flux limiter developed in this work.

$$\varphi(r) = \begin{cases} r^3 - 2r^2 + 2r & \text{if, } 0 \leq r < 0.5 \\ -\frac{2}{15} \log \left(e^{\left(\frac{2}{15}\right)^{(0.75r+0.25)}} + e^{-15} \right) & \text{if, } 0.5 \leq r \text{ and } Nc < 1 \\ -\frac{2}{15Nc} \log \left(e^{\left(\frac{2}{15Nc}\right)^{(0.75r+0.25)}} + e^{-15} \right) & \text{if, } 0.5 \leq r \text{ and } 1 \leq Nc < 1.87 \\ -\frac{1.07}{15} \log \left(e^{\left(\frac{1.07}{15}\right)^{(0.75r+0.25)}} + e^{-15} \right) & \text{if, } 0.5 \leq r \text{ and } 1.87 \leq Nc \end{cases}$$

UNDERGROUND GAS STORAGE IN A SATURATED OIL FIELD WITH GAS CAP

Ali Yılmaz, Mukhamad Ridwan, M. Şirin Tarhan, E. Didem Korkmaz Başel, Ö. İnanç Türeyen, Abdurrahman Satman

İstanbul Teknik Üniversitesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

ABSTRACT

In this study, the simulation of an underground natural gas storage in a saturated oil field with a gas cap is considered. Storage of natural gas takes place in the gas cap. Injection and production of natural gas is conducted into and from the gas cap only. The performance behavior of the gas cap is studied. To study the performance behavior of storing gas in a depleted oil reservoir, a synthetic reservoir with initial reservoir pressure of 800 psia is assumed. Specifically, the changes of the gas cap volume and oil volume inside the reservoir are investigated. The injections into and production from the gas cap are performed at a constant rate of 20 million SCF/D. Cases for one well and nine wells are simulated for the field. The storage cycle consists of 150 days of injection, followed by 30 days of shut in, then 150 days of production and finally 35 days of shut-in period. Flow rates during both the injection and production periods are determined such that a threshold (fracturing pressure gradient) bottomhole flowing pressure is not exceeded at the end of the injection period and a minimum wellhead flowing pressure was targeted at the end of the production period. The behaviors of wellhead pressure, average reservoir pressure, bottomhole pressure, surface flow rate, working gas capacity, gas saturation and the movement of gas oil contact (GOC) are investigated. Results show that number of wells has significant effect on the performance of gas deliverability and working gas capacity of the natural gas storage. Working gas capacity increases as the number of wells increase. As more gas is injected into the reservoir due to increased number of wells, the gas cap volume expands displacing the oil zone.

Key words: Underground gas storage, saturated oil field, gas cap, working gas capacity, gas oil contact.

1. INTRODUCTION

Natural gas storage facilities are used to store the gas during the summer when demands are low and fulfill the demands during winter when the gas consumption reaches its highest point. In addition, gas storage is important for the energy security of a country when unexpected events occur and supply of natural gas is cut, gas stored in the storage may be used during the time of crisis.

Natural gas can be stored in various ways depending on environmental and economic conditions. Types of natural gas storage can be listed as:

- Surface natural gas storage.
 - Natural gas storage in pipelines
 - Liquefied natural gas storage (LNG)
 - Compressed natural gas storage (CNG)

- Underground natural gas storage.
 - Depleted reservoirs
 - Aquifers
 - Salt caverns

When demand is larger than the supply capacity, gas is withdrawn from the underground gas storage facility and in times of low demand, the facility is refilled by injecting gas back into storage. However, all underground reservoirs cannot be converted to natural gas storage, there are some performance criteria. Evaluation of the performance of underground storage reservoirs involves recognition of three basic requirements called performance attributes (Katz and Tek, 1981). These are:

- Verification of inventory (Storage capacity)
- Assurance of deliverability
- Containment against migration.

The inventory represents the base gas and working gas in the reservoir and verification of it means storage capacity of reservoir. Assurance of deliverability depends on the pressure of reservoir and this pressure of reservoir is a function of the amount of gas in the reservoir. Because of porous medium, the stored gas tends to migrate; therefore, there have to be containment against migration of natural gas in the environment.

2. GAS STORAGE IN A DEPLETED OIL FIELD WITH A GAS CAP

Natural gas storage in a depleted oil field with a gas cap has similar purposes like other underground storage facilities. Gas is injected into storage during periods of low demand and withdrawn from storage during periods of peak demand. Components of storage system in a depleted oil reservoir with a gas cap is shown in Figure 1.

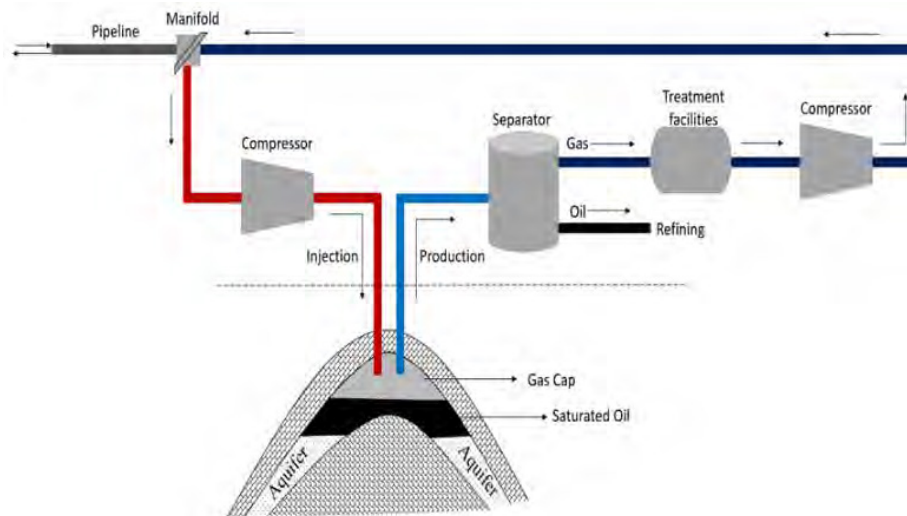


Figure 1 - Components of storage system in a depleted oil reservoir with a gas cap.

When gas is injected or produced, some parameters change in depleted oil reservoir with a gas cap. Figure 2 shows the change of gas cap volume and the solution gas-oil ratio with tank representation. A gas cap is volume of associated gas over the oil layer in the depleted reservoir. The solution gas-oil ratio (GOR) is a term for the amount of gas dissolved in the oil.

Other terms given in Figure 2 are described as:

Subscript 1 indicates injection process and subscript 2 indicates production process

P_i : Initial reservoir pressure, psia

P_f : Final reservoir pressure, psia

V_{gci} : Initial gas cap volume at P_i , SCF

V_{gcf} : Final gas cap volume at P_f , SCF

V_{oi} : Initial oil volume, STB

V_{of} : Final oil volume, STB

R_{si} : Initial solution gas-oil ratio, SCF/STB

R_{sf} : Final solution gas-oil ratio, SCF/STB

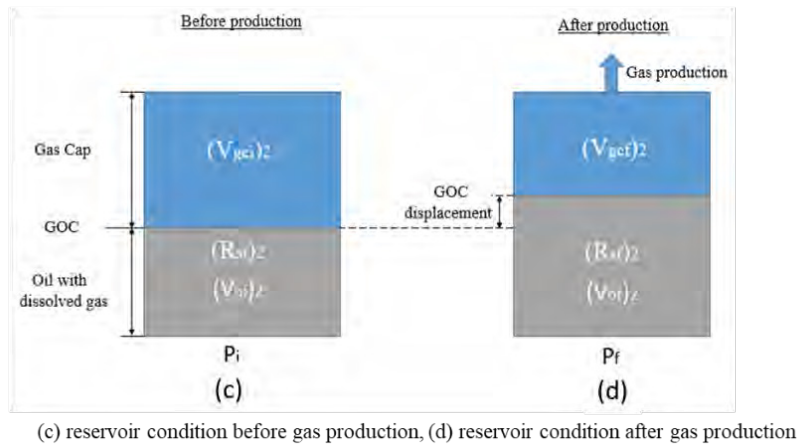
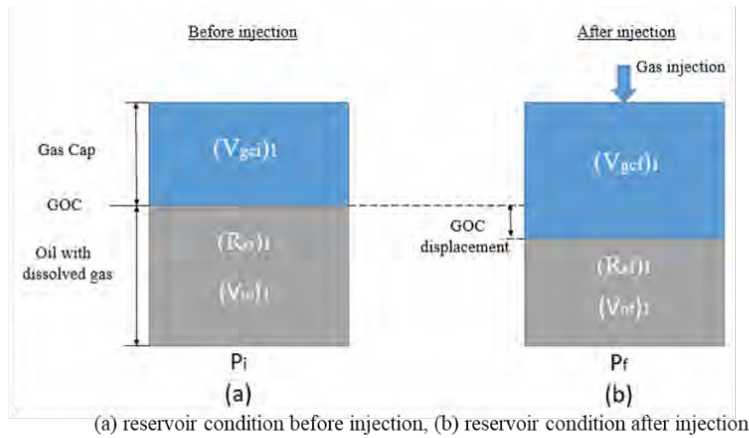


Figure 2 - The change of gas cap volume and the solution gas-oil ratio with tank representation.

In Figure 2 (a) and (b), it can be seen that when gas is injected into the gas cap over the saturated system, gas cap volume increases with injected gas [$(V_{gcf})_1 > (V_{gci})_1$ and $(V_{of})_1 < (V_{oi})_1$], the solution gas- oil ratio increases [$(R_{sf})_1 > (R_{si})_1$] and the reservoir pressure increases [$P_f > P_i$]. The production of stored gas from the depleted reservoir (Fig.2 (c) and (d)) is resulted with the inverse impact of injection process over reservoir conditions [$(V_{gcf})_2 < (V_{gci})_2$ and $(V_{of})_2 > (V_{oi})_2$], [$(R_{sf})_2 < (R_{si})_2$] and [$P_f < P_i$].

3. PROPERTIES OF MAM FIELD

The properties of the synthetic MAM field are as follows. The reservoir is assumed to have a square shape with surface area of 10^8 ft² where each side is 10 000 ft long. The top 50 ft of the reservoir is assumed to be the gas cap and the bottom portion is assumed to be the oil zone. Gas is injected and produced from the gas cap only. The top of the reservoir is located at a depth of 3937 ft. Other properties of the field are given in Table 1.

Table 1 - Reservoir and fluid properties of MAM Gas Field.

Properties	Values	Properties	Values
Reservoir Type	Saturated reservoir	Depth to top of reservoir, ft	3937
Reservoir temperature, °F	155	Porosity (%)	20
Reservoir pressure, psia	800	Bubble point pressure, psia	3918
Specific gravity of gas in gas cap	0.561	Solution gas oil ratio @ bubble point, SCF/STB	700
⁰ API of saturated oil	30	Oil formation volume factor, BBL/STB @800 psia	1.08
Horizontal permeability, mD	200	Gas formation volume factor, cuft/SCF @800 psia	0.0205
Vertical permeability, mD	100	OGIP, SCF	136×10^9
Reservoir thickness, ft	300	OOIP, STB	826×10^6

Solution of gas oil ratio is 106 SCF/STB and the formation volume factor of oil is 1.08 bbl/STB at 800 psia initial reservoir pressure.

The illustration of the cross-section of the reservoir emphasizing the gas cap and oil zones is given in Figure 3.



Figure 3 - Cross sectional view of reservoir and well for GOC analysis.

4. DESIGN STUDY

In this study, Reservoir model is constructed to analyze the movement of gas oil contact (GOC). The change of GOC is monitored through analyzing the change of gas saturation in transition between gas and oil. Flow rate, bottomhole pressure, wellhead pressure, average reservoir pressure, working gas capacity and GOC are analyzed for a one-year period assuming cases with varying number of wells. The storage cycle consists of 150 days of injection followed by 30 days of shut-in and then 150 days of production finally followed by 35 days of shut in period. For simulation purposes Rubis Software which is a sub program of Kappa-Ecrin (v4.30.09) is used.

4.1. Performance for Case with One Well

In this case the reservoir behavior is analyzed using a single well. The injections into and production from the gas cap are performed at a constant rate of 20 million SCF/D. The injection-production schemes and the location of the well are shown in Figure 4.

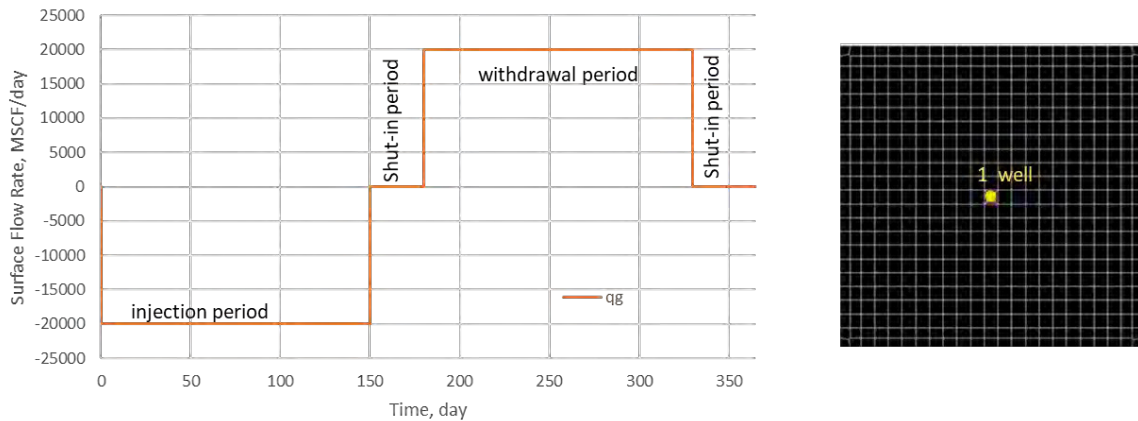


Figure 4 - Injection-production schemes and top view of reservoir model for Case with One Well.

Figure 5 shows the behavior of average pressure (starting at 838 psia), bottomhole pressure and wellhead pressure. For the first year of operation during the injection period, all pressures

increase as expected. During the shut in periods the pressures tends to stabilize. This is followed by a decrease in the pressures during the production period. Average pressure does not change significantly. The behavior of gas saturation with depth is illustrated in Figure 6. The change in GOC is observed, to be around 0.1 ft.

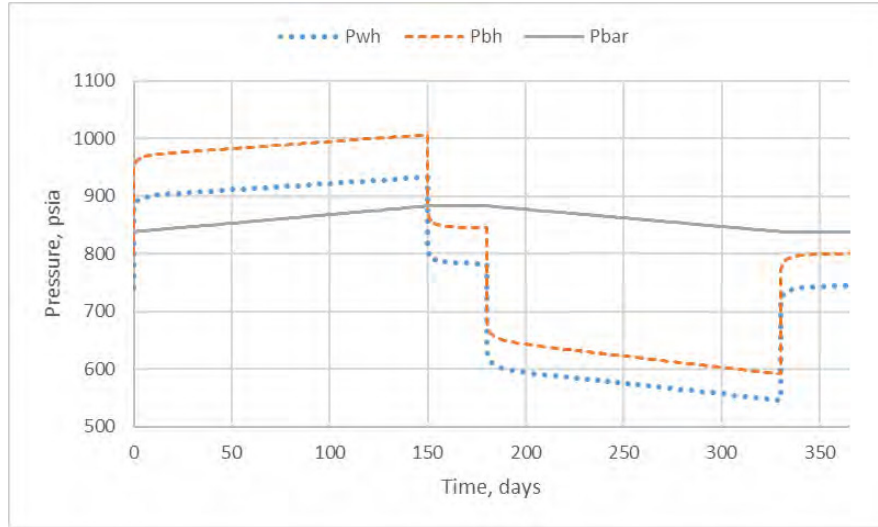


Figure 5 - Pressure behavior versus time at initial pressure of 800 psia for Case with One Well.

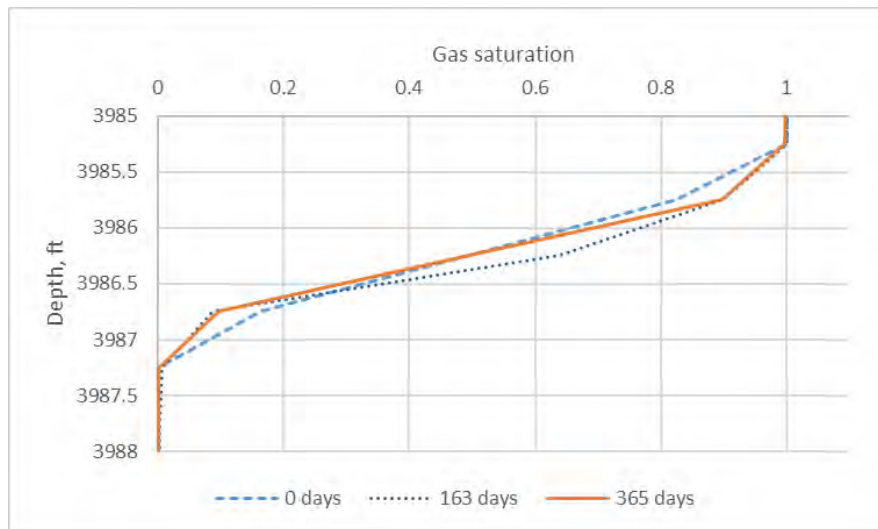


Figure 6 - Gas saturation graph versus depth for Case with One Well.

Figure 7 compares the volume change of gas cap, oil zone and injected gas for various pressures at reservoir condition. The changes of volumes in Figure 7 are given against the average pressure. The average pressure started at 838 psia. Here it is important to note that the average pressure in this case represents the volumetric average pressure of the entire reservoir (gas cap and oil zone

combined). While gas cap volume increases (volume of injected gas also increases), volume of oil zone decreases as pressure increases.

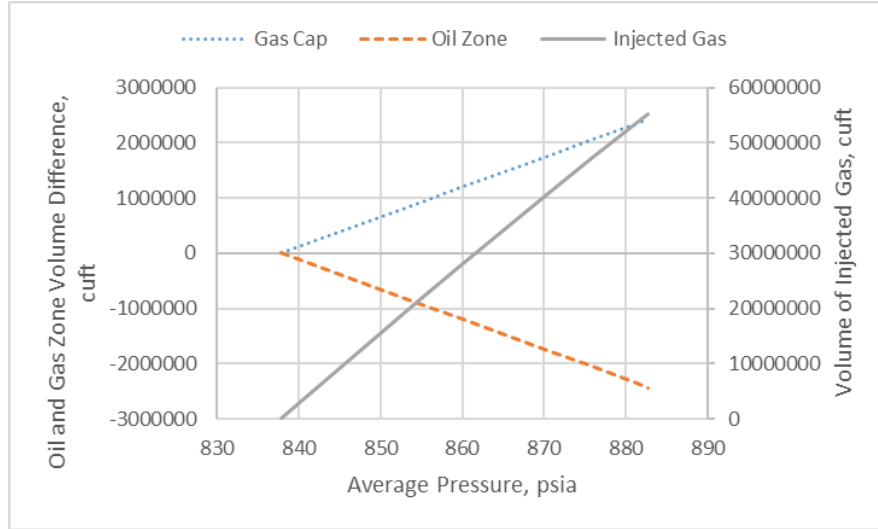


Figure 7 - Gas cap, oil zone and injected gas volume change at reservoir condition versus average pressure for Case with One Well.

4.2. Performance for Case with Nine Wells

In this case the reservoir behavior is analyzed using nine wells. Flow rate of gas is determined to be 20 million SCF/day for every well, therefore total gas flow rate is determined to be 180 million SCF/day for the Case with Nine Wells. The injection-production schemes and the location of the nine wells are shown in Figure 8.

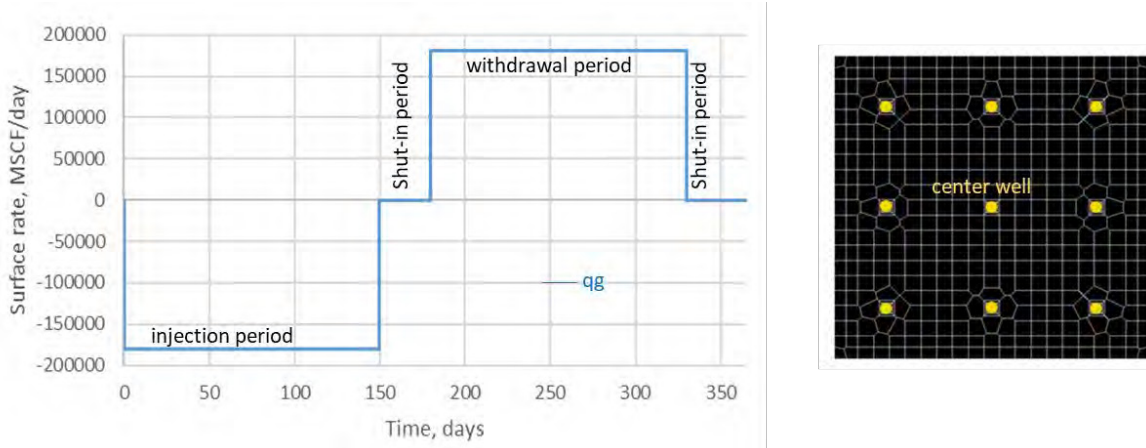


Figure 8. - Injection-production schemes and top view of reservoir model for Case with Nine Wells.

The behaviors of average pressure, bottomhole pressure and wellhead pressure of center well are given in Figure 9. During the injection period all pressures increase as expected. During the shut in period pressures tend to stabilize, and during production period pressures tend to decrease.

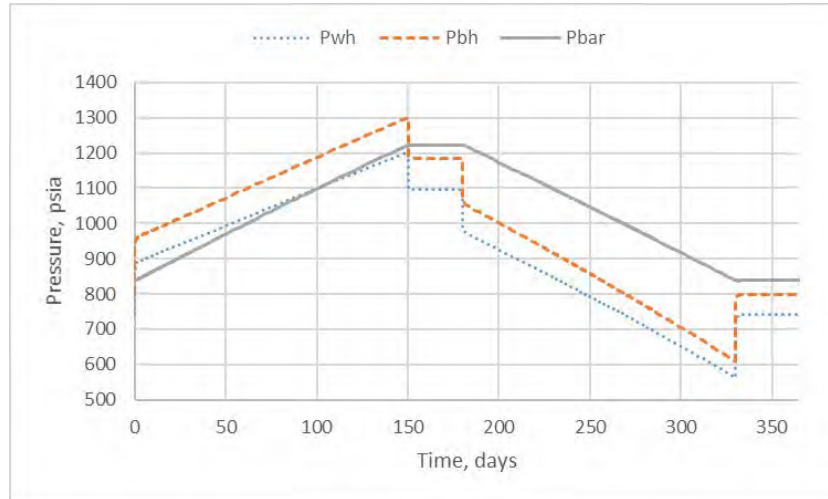


Figure 9. Pressure behavior versus time at the center well at initial pressure of 800 psia for Case with Nine Wells.

GOC behavior during the injection period tends to get deeper until injection period is over. As the production period starts, GOC tends to become shallower and return to initial condition when the production period ends as shown in Figure 10. This graph is obtained by taking the average of gas saturations from all of the nine wells in different depths and timeframes. Since average reservoir pressure is higher than the previous cases, GOC movement is also getting deeper. Comparison of movement between initial day and final day of injection is around 0.8 ft.

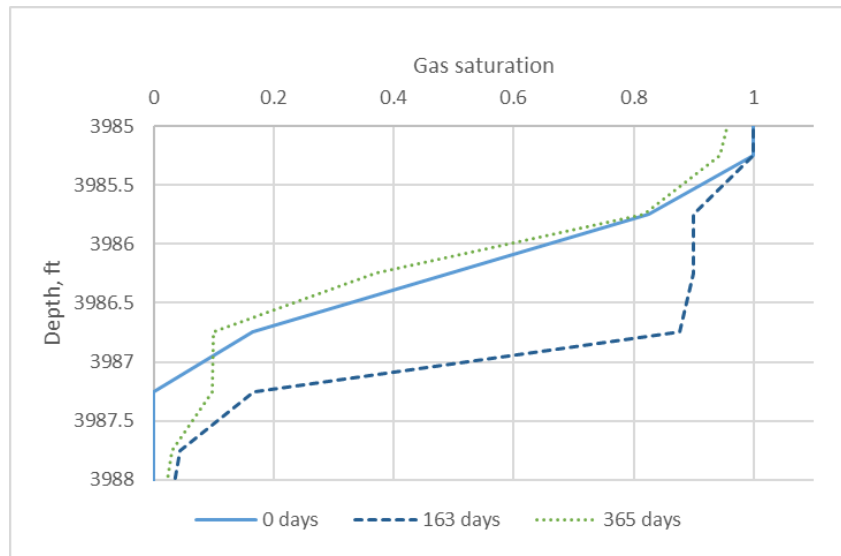


Figure 10 - Gas saturation graph versus depth for Case with Nine Wells.

Figure 11 compares the volume change of oil zone, gas cap and injected gas at reservoir pressure. It is important to note as stated in previous cases, average pressure is the volumetric average pressure of entire reservoir (oil zone and gas cap combined).

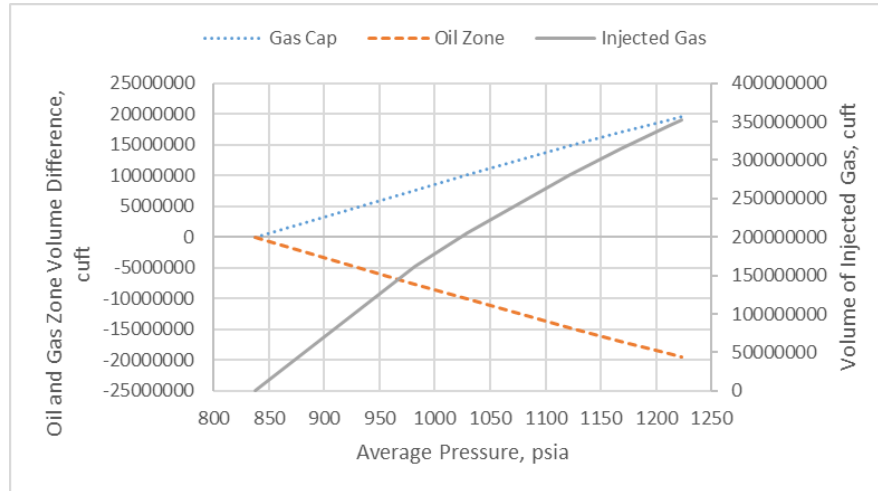


Figure 11. Gas cap, oil zone and injected gas volume at reservoir condition versus average pressure for Case with Nine Wells.

Results of modeling based on average reservoir pressure, well head pressure, bottomhole pressure, wellhead flow rates and gas saturation have been analyzed. During the injection period, bottomhole pressure, wellhead pressure and average pressure increase. Then, during the shut-in period average pressure, bottomhole pressure and wellhead pressure stay constant. In the production period average reservoir pressure, bottomhole pressure and wellhead pressure decrease. Flow rate and working gas capacity (WGC) for different number of wells are analyzed. Table 2 shows the WGC and flow rates for different number of wells at initial reservoir pressure of 800 psia. From the table, as number of wells increase total flowrate and WGC of reservoir also increases, since more production and injection of gas can be done at a given time.

Table 2. Amount of working gas capacity and total flow rate.

Initial Reservoir Pressure, psia	Number of Wells			
	1 Well		9 Wells	
	WGC, SCF	Total flow rate, SCF/D	WGC, SCF	Total flow rate, SCF/D
800	3×10^9	20×10^6	27×10^9	180×10^6

5. CONCLUSIONS

This study presents the results of underground gas storage in a saturated oil field with gas cap. A design study such that considering the number of wells is performed. The following conclusions are obtained from this study:

- 1) Number of wells has significant effect on the performance of gas deliverability and working gas capacity of natural gas storage. One well case and nine wells case give significant difference on the amount of gas injected into the reservoir.
- 2) As more gas is injected into the reservoir due to increased number of wells, the gas cap volume expands displacing the oil zone.
- 3) When gas is injected into the gas cap two processes take place. The first is that the gas cap volume increases to accommodate the injected gas. The second is that some of the gas is dissolved into the oil phase.
- 4) As expected, with increasing number of wells the working gas capacity increases as well.

REFERENCES

- Kappa-Ecrin, v4.30.09,2017. Software, KAPPA Engineering SA.
- Katz, D. L. V. and Tek, M. R., 1981. Overview on Underground Storage of Natural Gas, SPE, U. of Michigan, New York.

A Study On the Unitization of a Heavy Oil Field

Furkan Gençtuğ Erdoğan, Mertkan Uğur Algül, Emine Didem Korkmaz Başel, Ö. İnanç
Türeyen, Abdurrahman Satman

İTÜ Petroleum and Natural Gas Engineering Department

ABSTRACT

In this study unitization of a heavy oil field reservoir is discussed. In the competitive approach the field is divided into two halves where each half is owned by a different company. By using vertical wells performance of the leases are compared. The comparison is considered for two cases. Firstly, the leases produce oil with constant wellbore flowing pressure where one lease's well is stayed at the center of their own lease and the other lease's which is closer to aquifer well is placed in different locations at their lease. Secondly, wells are placed at the center of the leases and each lease produced at different constant surface oil rates. Then these results are compared with unitized approach. In the cooperative approach both leases are assumed to be merged and is treated as a single field. The aim was to investigate the effects of the locations of the two vertical wells where three cases are considered with constant wellbore flowing pressure. In the first case both wells are placed at the away from the recharge source, secondly, wells are located at the center of the field and finally, wells are located close to the recharge boundary.

ÖZET

Birimleştirme birden fazla lisans sahibinin işletilen ortak rezervuarı tek elden yönetmesidir. Rezervuarın işbirlikçi (cooperative) geliştirilmesi için birimleştirilmesi rezervuarın sürdürülebilir işletiminde hedeflenmesi gereken bir yaklaşımdır.

Bu çalışmada, bir ağır petrol sahasında birimleştirme çalışması incelenmektedir. Öncelikle konu rekabetçi yaklaşımın iki farklı durumunun incelenmesiyle ele alınmıştır. Rekabetçi yaklaşım için saha iki eşit parçaya bölünmüş ve her bir bölgenin ayrı şirket/lisans sahipleri tarafından işletildiği senaryolanmıştır. Senaryolarda düşey kuyular kullanılmış ve lisans sahiplerinden bir tanesinin akifere daha yakın bir konumda yer aldığı düşünülmüştür.

Rekabetçi yaklaşımda iki durum incelenmiştir. İlk durumunda lisans sahipleri sabit kuyu dibi akış basıncında petrol üretimi yapmak koşuluyla birinci lisans sahibinin (akiferden uzak) kuyusu kendi sahasının ortasında konumlanmış olup, ikinci lisans sahibinin (akifere yakın) kuyusunun yine kendi sahası içinde ancak farklı noktalara konumlandırılmasının etkileri araştırılmıştır. Akifere yakın olan lisans sahibinin petrol üretiminin fazla ve akiferden uzak olan lisans sahibinin su üretiminin az olduğu sonucuna varılmıştır. Ayrıca akifere yakın olan lisans sahibinin belirleyeceği üretim kuyusu yerinin petrol ve su üretimlerinde oldukça etkili olduğu sonucuna varılmıştır.

Rekabetçi yaklaşımın ikinci durumda ise; her iki farklı lisans sahası sahibinin de kuyuları kendi lisans sahalarının ortasında ve her bir lisans sahibinin farklı sabit kuyubaşı debisi ile petrol üretimi yapmaları durumları incelenmiştir.

Daha sonra sonuçlar birleştirilmiş (işbirlikçi) yaklaşımla karşılaştırılmıştır. Birleştirilmiş yaklaşım; her iki farklı lisans sahiplerinin anlaşarak birleştiği ve tek bir saha olarak işletilmesi durumudur. İşbirlikçi yaklaşımda üç farklı durum incelenmiştir. Üç durumda da saha sabit kuyu içi akış basıncında petrol üretimi yapan iki düşey kuyunun olduğu varsayılmıştır. Bu kuyuların akiferden uzak olması, sahanın ortasında olması ve akifere yakın olmaları durumunun üretime etkileri araştırılmıştır. Burada en yüksek petrol üretimi kuyuların sahanın ortasında konumlandırıldığı durumda elde edilmiştir.

Tüm incelenen rekabetçi ve işbirlikçi durumlar göz önüne alındığında, kuyuların lisans sahasının ortasında konumlandırıldığı işbirlikçi yaklaşımda en yüksek petrol üretiminin elde edildiği sonucuna varılmıştır.

1. INTRODUCTION

Some oil fields shared by more than one lease, could have production and interference problems. In order to solve these problems, unitization provides a cooperative development strategy that should be adapted. A cooperative development strategy could lead to the sustainable management of the system.

To investigate unitization approach on the development of heavy oil reservoirs, a study is conducted and the results are discussed. For this purpose, a synthetic oil field with 11 °API oil gravity is firstly generated. It is assumed that the reservoir in this field is recharged by an aquifer from the right side. Then development strategies are tested on this model. These strategies involve two vertical wells with different well locations. All production scenarios that are discussed in this study are considered at a constant wellbore flowing pressure. The development plans are compared based on the cumulative oil and water production, flow rates and average reservoir pressure changes. Both cooperative and competitive development strategies are considered.

2. DESIGN STUDY

In this design, it is assumed that there exist two leases in an oil field. One of the leases is located closer to the water recharge source and the other lease is located further from the recharge source. The aim of the design study is to be able to determine an approximate production strategy. At the same time considering the competitive and cooperative strategies the design is mainly focused on where the wells should be placed. For all cases production is maintained at a constant wellbore flowing Differences between competitive and cooperative reservoir management approaches are discussed. For this purpose, it is assumed that two leases share the same reservoir.

Each one of the leases have one production vertical well. The performance of the competitive approach is shown first. Then, the cooperative approach with different well locations are discussed. Finally, comparison of competitive and cooperative cases is discussed and results are given. Throughout the entire study the wells are assumed to be opened to flow throughout the entire thickness of the reservoir. Both wells penetrate all pay zone (230 ft). The representation of the reservoir of this study is shown in Figure 1.

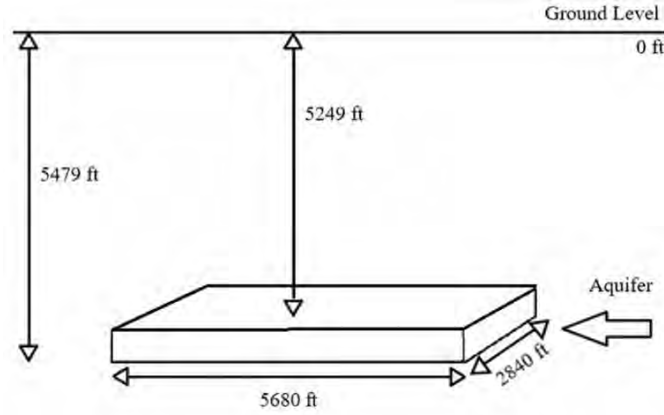


Figure 1: The representation of reservoir.

In addition, rock and fluid properties of the reservoir are illustrated in Table 1.

Table 1: Rock and fluid data of oil field.

Initial reservoir pressure, p_i	2150 psia	WIIP	20.1×10^6 STB
Reservoir temperature, T	170 °F	Depth, D (Top of the reservoir)	5249 ft
Water density, ρ_w (@ 2150 psia and 170 °F)	61.69 lbm/ft ³	Reservoir thickness, h	230 ft
API gravity of oil	11 °API	Surface area	370.321 acres
Initial water saturation, S_{wi}	0.2	Water formation volume factor, B_w (@ 2150 psia and 170 °F)	1.0 bbl/STB
Porosity, ϕ	0.155	Oil formation volume factor, B_o (@ 2150 psia and 170 °F)	1.01 bbl/STB
Absolute permeability, k	300 md	Water viscosity, μ_w (@ 2150 psia and 170 °F)	0.39 cp
Oil viscosity, μ_o	100 cp, constant	Well radius, r_w	0.3 ft
OIIP	81.1×10^6 STB	Skin factor, S	0

2.1 Competitive Cases

For the competitive case scenarios, the reservoir is assumed to be divided into two equal parts. The production is maintained at a fixed wellbore pressure at 500 psia for the first 3 Competitive Case and Lease B's well location effect on reservoir performance is investigated. For the other 3

Competitive Cases both Leases have drilled their individual wells to their center of the license field. Effect of different production rates of the Leases are investigated.

2.1.1 Competitive Case 1

For Competitive Case 1 it is assumed that Lease A and Lease B have drilled their individual vertical wells at the center of the individual lease areas. Top view of competitive case 1 is shown in Figure 2.



Figure 2: Top view of competitive case 1.

Oil flow rates of Lease A and Lease B for this case is shown in Figure 3.

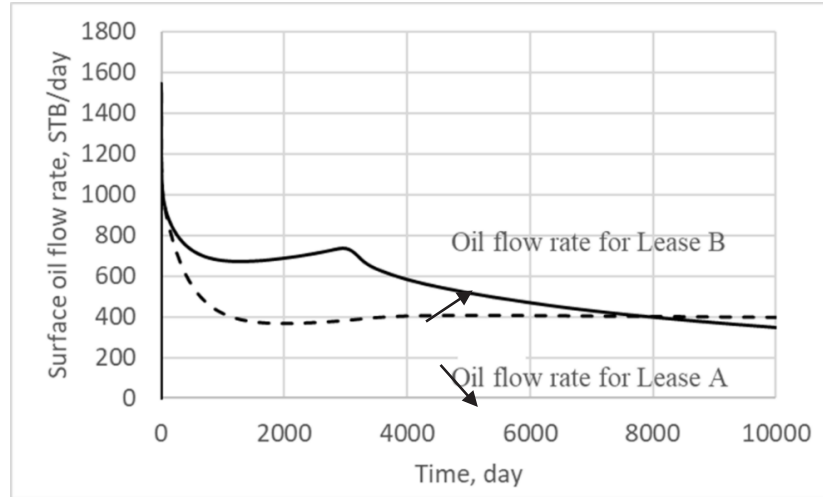


Figure 3: Oil flow rates of leases A and B for competitive case 1.

Lease B has higher oil production since it is close to the aquifer. Breakthrough is observed around 3150 days for Lease B. This can be explained due to increased average mobility of fluid in the reservoir (water has higher mobility compared to oil). After breakthrough time oil production rate for Lease B decreases.

2.1.2 Competitive Case 2

For Competitive Case 2 it is assumed that Lease A drilled its individual vertical well at the center of the its individual lease area. Lease B's well is located closer to the aquifer. Top view of competitive case 2 is shown in Figure 4.

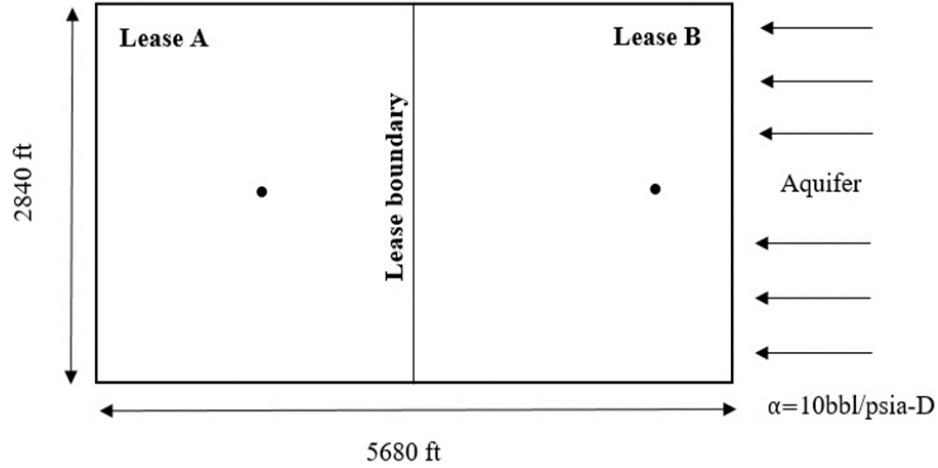


Figure 4: Top view of competitive case 2.

Oil flow rates of Lease A and Lease B for this case is shown in Figure 5.

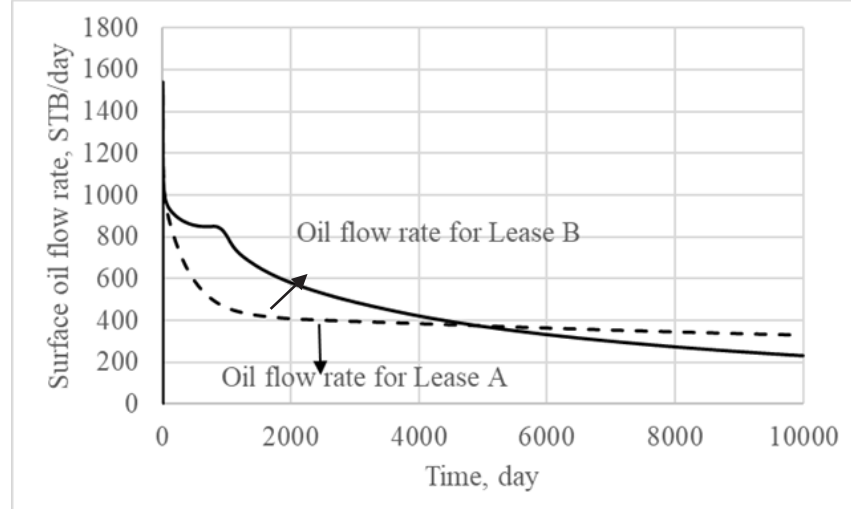


Figure 5: Oil flow rate of leases A and B for competitive case 2.

Lease B has higher oil production since it is close to the aquifer. Breakthrough is observed around 950 days for Lease B. There is an 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 oil production rate for Lease B decreases.

2.1.3 Competitive Case 3

For Competitive Case 3 it is assumed that Lease A drilled its individual vertical well at the center of the its individual lease area. Lease B has the well drilled further from the aquifer, close to the lease boundary. Top view of competitive case 3 is shown in Figure 6.



Figure 6: Top view of competitive case 3.

Oil flow rates of Lease A and Lease B for this case is shown in Figure 7.

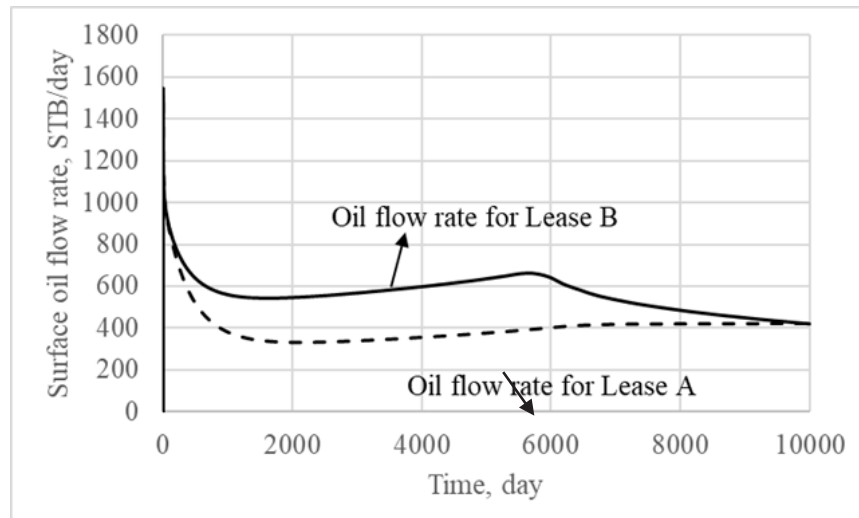


Figure 7: Oil flow rates of leases A and B for competitive case 3.

Lease B has higher oil production since it is close to the aquifer. Breakthrough is observed around 5650 days for Lease B. There is an 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 oil production rate for Lease B decreases.

2.1.4 Competitive Case 4

For Competitive Case 4 it is assumed that Lease A and Lease B have drilled their individual vertical wells at the center of the individual lease areas. Both wells are assumed to produce at a fixed rate of 125 STB/d. Top view of competitive case 4 is shown in Figure 8.

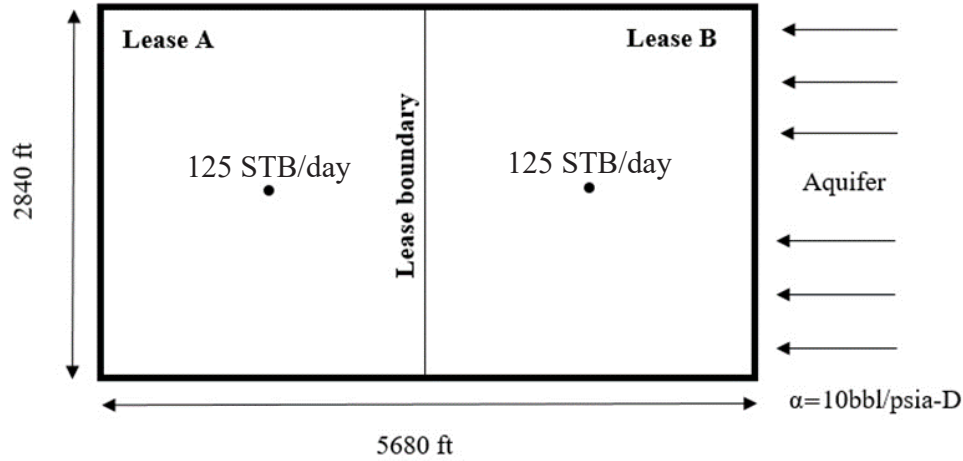


Figure 8: Top view of competitive case 4.

2.1.5 Competitive Case 5

For Competitive Case 5 it is assumed that Lease A and Lease B have drilled their individual vertical wells at the center of the individual lease areas. The well at Lease A is assumed to produce at a fixed rate of 50 STB/d, however the well at Lease B is assumed to produce at a fixed rate of 200 STB/d. Top view of competitive case 5 is shown in Figure 9.

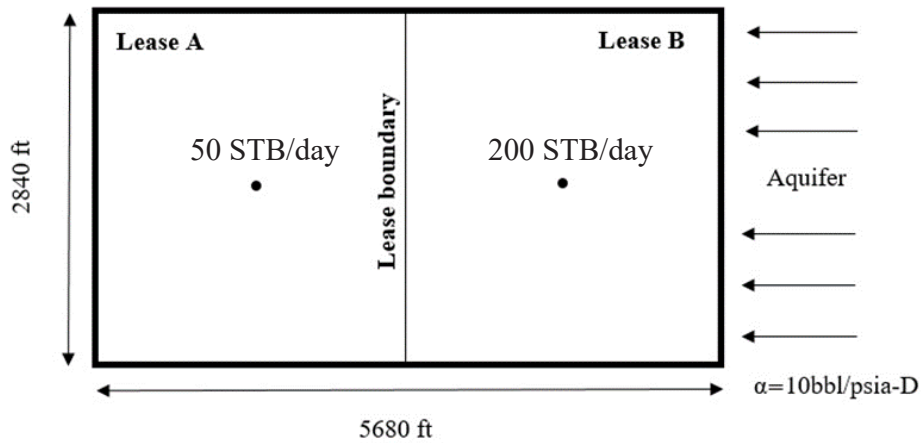


Figure 9: Top view of competitive case 5.

2.1.6 Competitive Case 6

For Competitive Case 6 it is assumed that Lease A and Lease B have drilled their individual vertical wells at the center of the individual lease areas. The well at Lease A is assumed to

produce at a fixed rate of 200 STB/d, however the well at Lease B is assumed to produce at a fixed rate of 50 STB/d. Top view of competitive case 6 is shown in Figure 10.

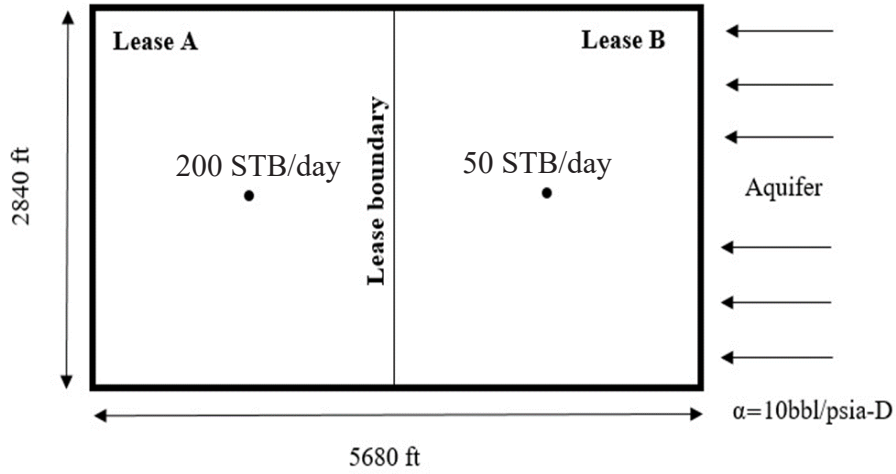


Figure 10: Top view of competitive case 6.

2.2 Cooperative Cases

For the cooperative cases the shareholders operate the field as a single operator with two vertical production wells. Productions are assumed to be at a fixed 500 psia wellbore flowing pressure. In this section effects of well locations on production are examined.

2.2.1 Cooperative Case 1

For the first cooperative case, vertical wells are drilled at the left side of the reservoir which are located far away from the aquifer. Top view of cooperative case 1 is shown in Figure 11.

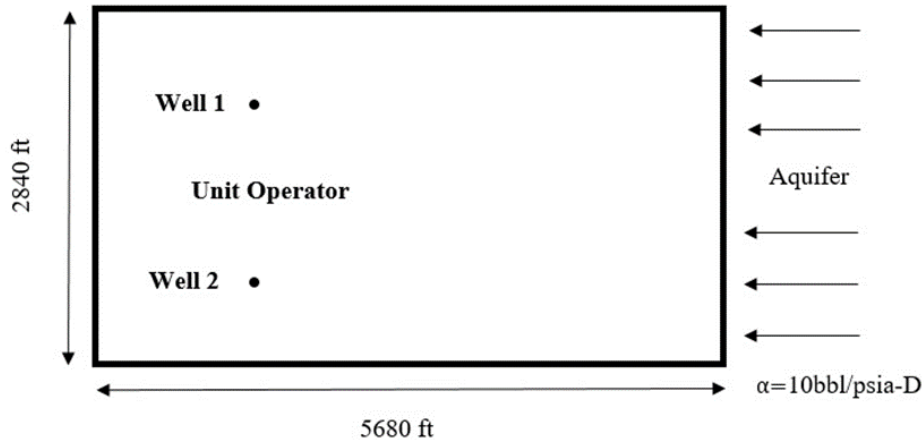


Figure 11: Top view of cooperative case 1.

2.2.2 Cooperative Case 2

For the second cooperative case two vertical wells are drilled at the center of the field. Top view of cooperative case 2 is shown in Figure 12.

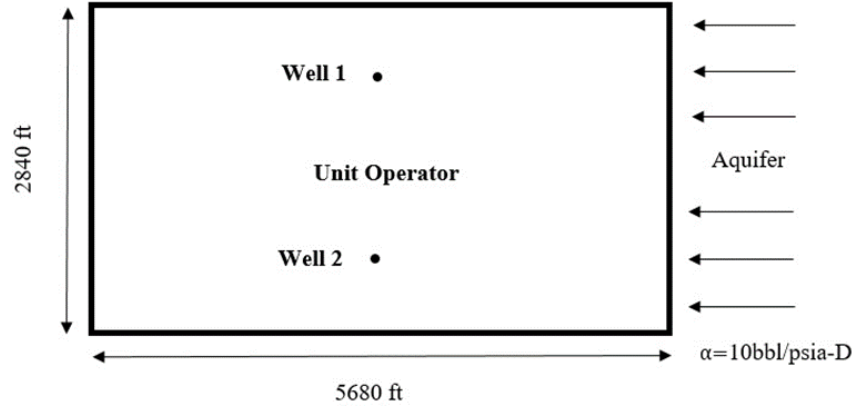


Figure 12: Top view of cooperative case 2.

2.2.3 Cooperative Case 3

For the third cooperative case two vertical wells are drilled at the right side of the field. Top view of cooperative case 3 is shown in Figure 13.

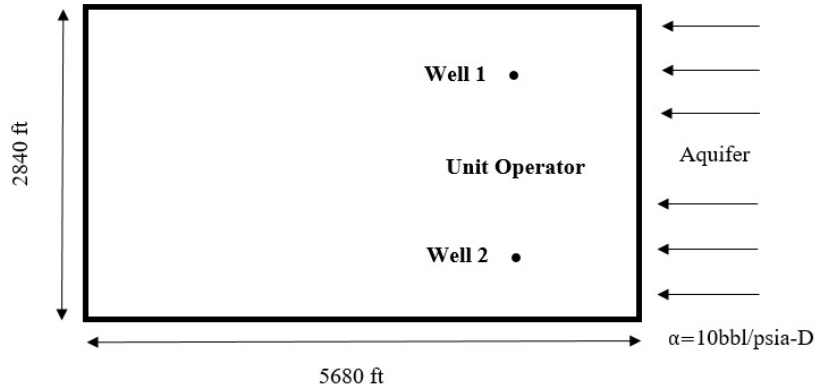


Figure 13: Top view of cooperative case 3.

3. DISCUSSION OF RESULTS

When all cases are taken into consideration, maximum oil production is obtained in Cooperative Case 2. Therefore, maximum oil is recovered in Cooperative Case 2.

Highest amount of water is produced with Competitive Case 2. Lease B gets highest amount of oil and lowest amount of water production with Competitive Case 3 where Lease B's production well is located close to the lease boundary. In the cooperative cases, highest amount of oil

production is obtained with the Case 2 where wells are located at the center of the reservoir. Highest amount of water production is seen with the Case 3 where wells are located close to the aquifer support boundary. Cumulative oil and water productions for competitive cases is illustrated in Table 2 and cumulative oil and water productions for cooperative cases is shown in Table 3.

Table 2: Cumulative oil and water productions for competitive cases.

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6
Lease A Q_o (10^6 STB)	4.15	3.98	4.02	1.25	0.5	2
Lease B Q_o (10^6 STB)	5.42	4.37	5.61	1.25	2	0.5
Lease A Q_w (10^6 STB)	0.007	0.007	0.007	0.0003	0.0002	0.0001
Lease B Q_w (10^6 STB)	10.93	31.02	2.79	0.0006	0.0006	0.0014

Table 3: Cumulative oil and water productions for cooperative cases.

	Case 1	Case 2	Case 3
Lease A Q_o (10^6 STB)	3.56	5.035	4.88
Lease B Q_o (10^6 STB)	3.56	5.035	4.88
Lease A Q_w (10^6 STB)	0.067	0.32	11.08
Lease B Q_w (10^6 STB)	0.067	0.32	11.08

4. CONCLUSIONS

Development scenarios are generated for a heavy oil reservoir in terms of unitization and competitive cases. Performances are given for production at constant wellbore flowing pressure of 500 psia for cooperative cases and first three competitive cases, and production at constant surface oil flow rate for last three competitive cases. The reservoir is assumed to be supported by and aquifer from right side. Schilthuis water influx model is used to define the water encroachment from the aquifer and Schilthuis constant is assumed as 10 bbl/psia-D.

Firstly, competitive approaches are presented and discussed to investigate the effect of well location of the lease which is closer to the aquifer and production with constant surface oil flow rate. Following results are obtained from this part:

- The location of production well of the lease that is closer to the aquifer support is significantly affects total oil and water production.
- In production with constant surface oil rate scenarios, lease which is closer to the aquifer gets higher average pressure in its drainage volume compared to other lease.

Secondly, cooperative cases are presented and discussed to find the cooperative case where oil production is maximized and water production is minimized. As a result of this section; highest of oil production and lowest water production are obtained when the wells are located at the center of the reservoir.

Finally, competitive and cooperative cases are compared to find the approach where oil production is maximized and water production is minimized for the leases. As a result, the cooperative approach where wells are located at the center of the reservoir is found to be the approach where oil production is really high and water production is still low.

REFERENCES

- Kappa-Ecrin. (2018). Rubis Multi-Purpose Numerical Model v5.12. Sophia Antipolis, France.
- Schilthuis, R. J., 1936. Active Oil and Reservoir Energy. Trans. AIME, Vol. 118, pp.33-52.

Metan Egemen Çift Bileşenli Hidrokarbon Gaz Karışımlarında Görünür Negatif Hacim Olgusu

Gizem Hazal Yıldırım¹, İbrahim Metin Mıhçıkan²

¹Colorado School of Mines, ABD

²Istanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul

Özellikle metan egemen hidrokarbon gaz karışımları belirli basınç ve sıcaklık aralıklarında orta ve/veya ağır moleküler ağırlıklı bileşenlerce fakir oldukları durumlarda, aynı bileşenlerce zengin oldukları durumlara göre belirli bir sabit basınçta daha zor sıkıştırılabilir olmakta ve dolayısıyla daha yüksek hacim kaplamakta, belirli bir sabit hacimde ise daha yüksek basınç sergilemektedirler. Bu davranış özellikle hidrokarbon gaz-yoğuşuk karışımlarında görülmekte ve ilk kez 1945 yılında öne sürüldüğü gibi "GNH - görünür negatif hacim" olarak anılmaktadır. Ancak, bu doğal olayın o günden beri yeraltı doğal gaz depolama uygulamalarını ve gaz-yoğuşuk rezervuarlarında üretim sürecine karşı basınç koruma uygulamalarını belirli düzeyde etkilediği fark edilememiştir.

Bu çalışmada arı metan gazı ile farklı derişimlerde çift bileşenli metan egemen hidrokarbon gaz karışımlarının farklı sıcaklıklardaki ve basınç ve molar hacim davranışları karşılaştırılmış ve GNH olgusunun gerçekliği ve büyüklüğü gösterilmiştir. Bunun için söz konusu metan gazı ve çift bileşenli metan egemen gaz karışımlarının gaz sapma (sıkıştırılabilirlik) faktörleri Peng-Robinson (PR) durum denklemi ile ve bileşenlerin kısmî molar hacimleri gaz sapma faktörlerinin karışımı oluşturan bileşenlerin mol kesirlerine göre türevinin alınması ve durum denklemi hacimleri ile birlikte değerlendirilmesiyle elde edilmiştir. Elde edilen ilk sonuçlarda tek ve çift fazlı bölgeler belirlenmiş, gaz veya sıvı fazında görünür negatif hacmin nasıl değiştiği gösterilmiştir. Anılan gaz karışımlarının GNH'leri belirli basınç aralığına kadar artış göstermekte, sonra hacimsel olarak gaz karışımı ve saf metan birbirlerine yaklaşmaktadır. Arı metan ve etandan oktana kadar çift bileşenli metan gazı karışımlarının hacimleri 25 dereceden başlayarak artan sıcaklıklarda incelenmiş, basınca bağımlı hacim davranış eğrilerinin artan sıcaklık ile birlikte birbirlerine yakınsadıkları gözlemlenmiş ve 150 dereceden itibaren dikkate değer GNH saptanamamıştır. GNH olgusunun iyi anlaşılması ve uygulanmasının yeraltı doğal gaz depolamada ve gaz-yoğuşuk rezervuarlarında basınç korumada etkin ve ekonomik katkı sağlayacağı anlaşılmıştır.

Anahtar Kelimeler: gaz, görünür, negatif, hacim, metan

Induced Seismicity at Upstream Petroleum Sector in Turkey

Emre Özgür

Ministry of Energy and Natural Resources, Ankara, TURKEY

ABSTRACT

In this study, the relationship between hydrocarbon production and earthquake activities in Turkey has been investigated. The crude oil production in southeastern Turkey and the natural gas production in the Thrace Basin have also been worked out. The production and earthquake data between the years 1990-2015 have been selected for the statistical approach. It has been observed that there is a linkage between the natural gas production and number of earthquakes in Thrace Basin region based on the regression analysis and graphical study. However, similar correlation in southeast Turkey is not observed. Main evaluations and suggestions regarding the petroleum activities in the region have been mentioned in the research. This manuscript is the first publication in this area in Turkey.

Keywords: Human-Induced Earthquake, Induced Seismicity, Geostatistics, Upstream Petroleum Activities

1. INTRODUCTION

There are two hydrocarbon regions in the Turkish upstream petroleum sector. The northwestern part of Turkey, called Thrace Basin, is a natural gas production region whereas the southeastern Turkey is the crude oil production region.

There are several studies and publications in the literature worldwide regarding human-induced or human-triggered earthquakes from energy related activities; such as, hydrocarbon production, enhanced oil recovery, wastewater injection, geothermal activities, hydraulic fracturing (shale gas and shale oil), coal and solution mining and surface water reservoirs. The relationship between seismic activity and the timing of petroleum activity, the amount and rate of fluid injected or produced, and other factors are still uncertain and are current research topics (Folger and Tiemann, 2016). On the other hand, there is no publication on induced seismicity at upstream petroleum sector in Turkey.

Pore pressures act against gravitational and tectonic forces and may lead to rock failure in case of sufficient pressure changes. Pre-existing fractures may be stable in the stress regime before hydrocarbon production or water injection; however, decrease/increase in the pore pressure leads to an opposition to the normal stress. When the normal stress is overcome, shear failure will occur (IEAGHG, 2013). In the most of the hydrocarbon fields induced seismicity has either not been monitored, not studied in detail or not reported publically in the literature. Because of this insufficient data or missing information, there are limitations to understand the mechanisms about the causes and the risks of induced seismicity in petroleum fields (IEAGHG, 2013). Anyhow, induced/triggered seismicity may be caused by pressure changes in the reservoir pores.

Some researchers state that the rates and maximum magnitudes of induced earthquakes generally increase with rising reservoir pressures, total fluid volumes and injection/production rates (Nicol et al, 2011). Turuntaev et al (2015) concluded that there are some kinds of correlation between the volume of hydrocarbon produced and seismic activity rate based on the data of Sakhalin Oil Field. Seismic events have been monitored and felt at some of the energy development sites in the United States. Seismic events caused by or likely related to energy activities have as well been reported in several states of the USA (NAS, 2013).

It is also discussed in the literature that the effect of petroleum production could be observed several kilometers away from hydrocarbon fields. Gas reservoir depletion can affect the surrounding pressure of the area and transmit significant pore changes at 20-30 km distance on the regional active faults (Grasso, 1992). Grasso (1992) has also observed that such effects are possible at a distance up to 40 km with some time delays.

In Turkey the crude oil production region, Southeastern Anatolia, is close to the East Anatolian fault. The crude oil production in Southeastern Region is performed at more than 1,300 oil wells and daily production is more than 55,000 barrels from more than 120 oil fields from an average interval depth of 2,075 meter (ranging from 1,500 m to 3,000 m) currently. The East Anatolian Fault is a major strike-slip fault zone in the eastern part of Turkey (Şengör, 2005). The fault system forms the transform type tectonic boundary between the Anatolian Plate and the Arabian Plate. The relative movement of the two plates is apparent in the lateral motion towards the west along the fault.

The natural gas production region in Turkey, Thrace Basin, is very close to the North Anatolian Fault. There are almost 70 small-tiny natural gas fields scattered throughout the Thrace Basin producing more than 1 million m³ gas daily from an average interval depth of 1,150 meter (ranging from 225 m to 3300 m) with more than 200 wells, at present. There is negligible water production and no injection in this region. North Anatolian Fault is one of the most energetic and longest earthquake creating faults in the world. It is an active right-lateral strike-slip fault in northern Anatolia running along the transform boundary between the Anatolian and Eurasian Plates. The fault extends westward from a junction with the East Anatolian Fault at the Karlıova Triple Junction into the Aegean Sea along a length of 1,500 kilometers. It runs beneath the Sea of Marmara about 20 km south of Istanbul.

Triggering of earthquakes by the hydrocarbon production is a controversial discussion topic. The effect of reservoir pressure change is certainly important. However, much work is needed to understand the mechanism fully behind the human-triggered earthquakes which is out of the scope of this paper. The possible relationship of earthquakes with the hydrocarbon production of Turkey is revealed in the study that focuses the statistical relationship between the amount of fluid (hydrocarbon and water) production, water injection and the number of earthquakes. Graphical study and statistical analysis have been used to show the effects of petroleum production on seismic activities, if any.

2. METHODOLOGY

The annual hydrocarbon productions and the number of earthquakes in certain regions have been used for the regression analysis. In the southeastern region crude oil production, water injection

and number of earthquakes are correlated. In the Thrace Basin natural gas production and number of earthquakes are correlated. The hydrocarbon (crude oil and natural gas) production, water production and water injection data are obtained from the General Directorate of Mining and Petroleum Affairs, Ministry of Energy and Natural Resources. Earthquake data is obtained from the Disaster and Emergency Management Presidency.

Most earthquakes recorded by seismometers whether natural or induced, are too small to be noticed by people. These small earthquakes are often named “micro earthquakes”. In this study, the earthquakes having magnitude lower than 3 are accepted as micro earthquakes. The earthquakes with magnitudes 3 or above are selected for the statistical analysis.

The selected study area that includes the production and earthquake data is colored in Figure-1. The location of the East Anatolian Fault and the Southeastern Region are given in Figure-2 and the location of the North Anatolian Fault and the Thrace Basin Region in Figure-3. The annual crude oil production in the Southeastern Region versus annual number of earthquakes is presented in Figure-4 (AFAD, 2018; GDMPA, 2018). However, no relation is observed by analyzing the distributions of the curves. The annual natural gas production of the Thrace Basin versus annual number of earthquakes is presented in Figure-5 (AFAD, 2018; GDMPA, 2018). On the same Figure-5 it is seen that the number of earthquakes occurred in the region has some parallelism with the variation in the natural gas production amount. The graphical distribution is tested by statistical approach if the parallel behavior of curves is just a coincidence or not.



Figure-1, The Selected Study Area in Turkey

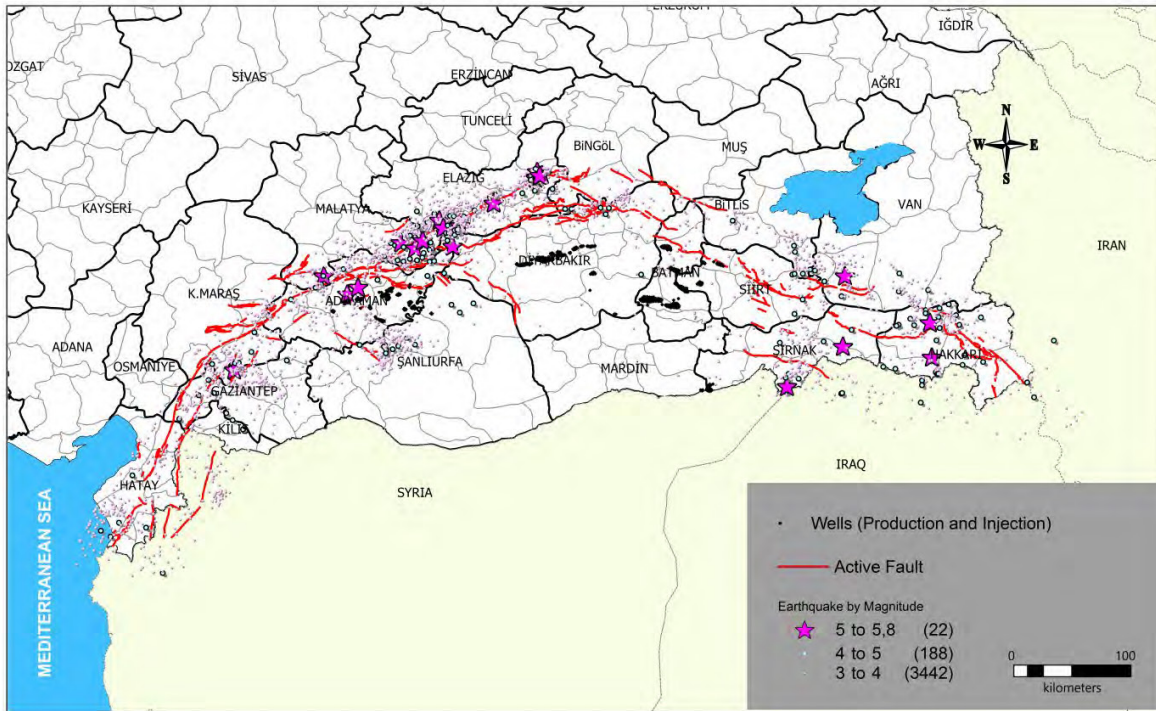


Figure-2, Southeastern Anatolian Region in Turkey

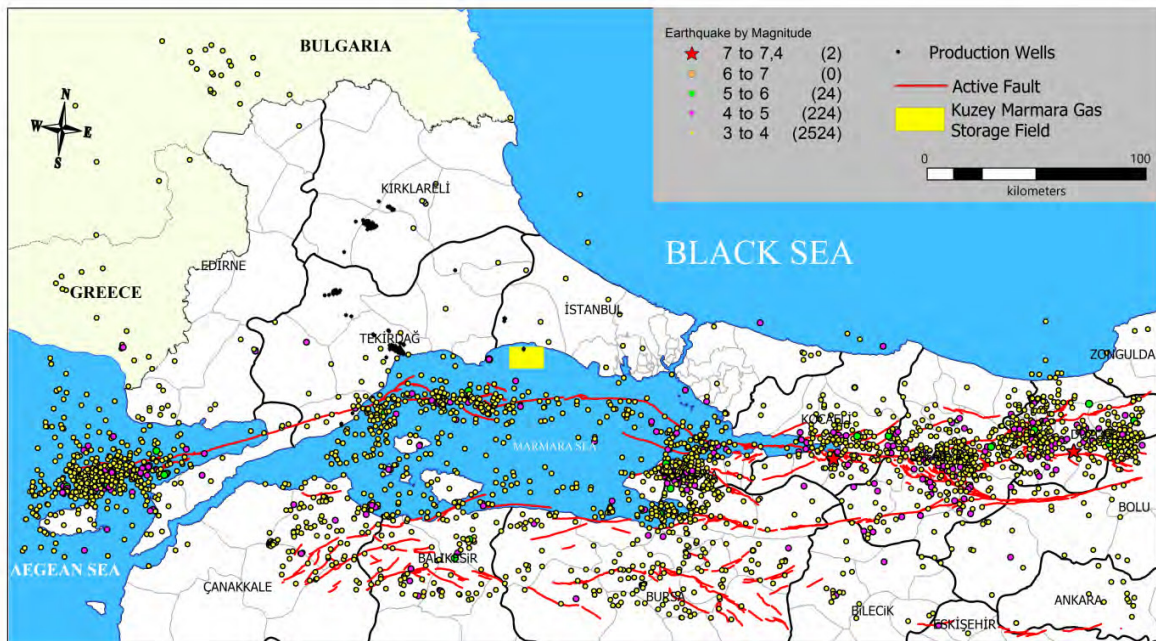


Figure-3, Thrace Basin (Marmara) Region in Turkey

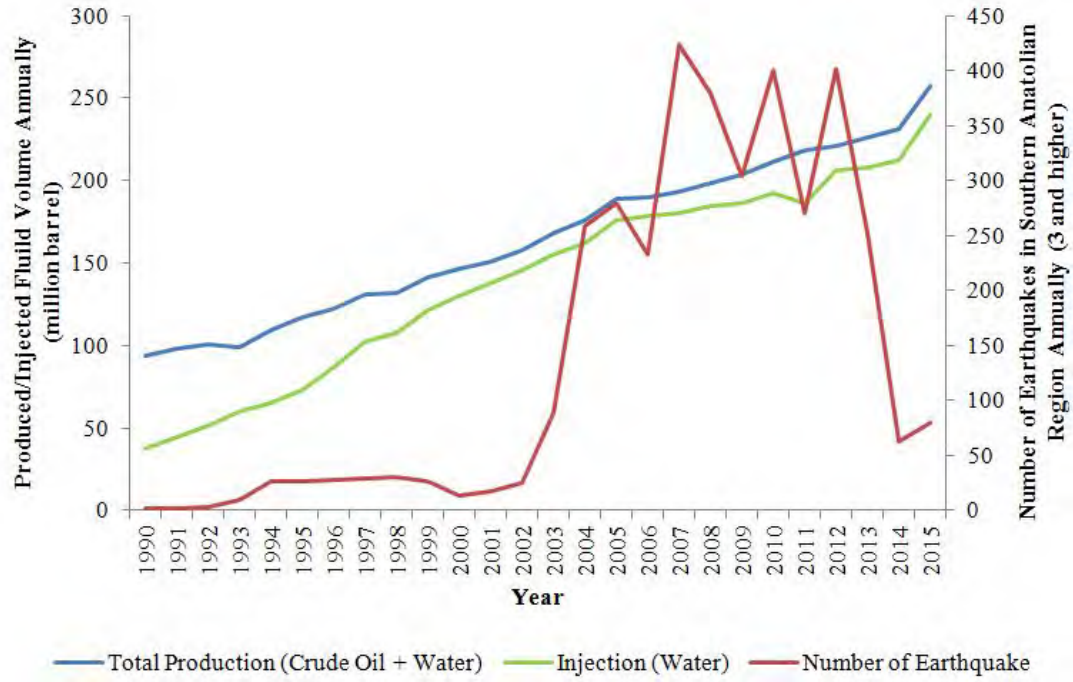


Figure-4, Production and Earthquake Data in Southeastern Region

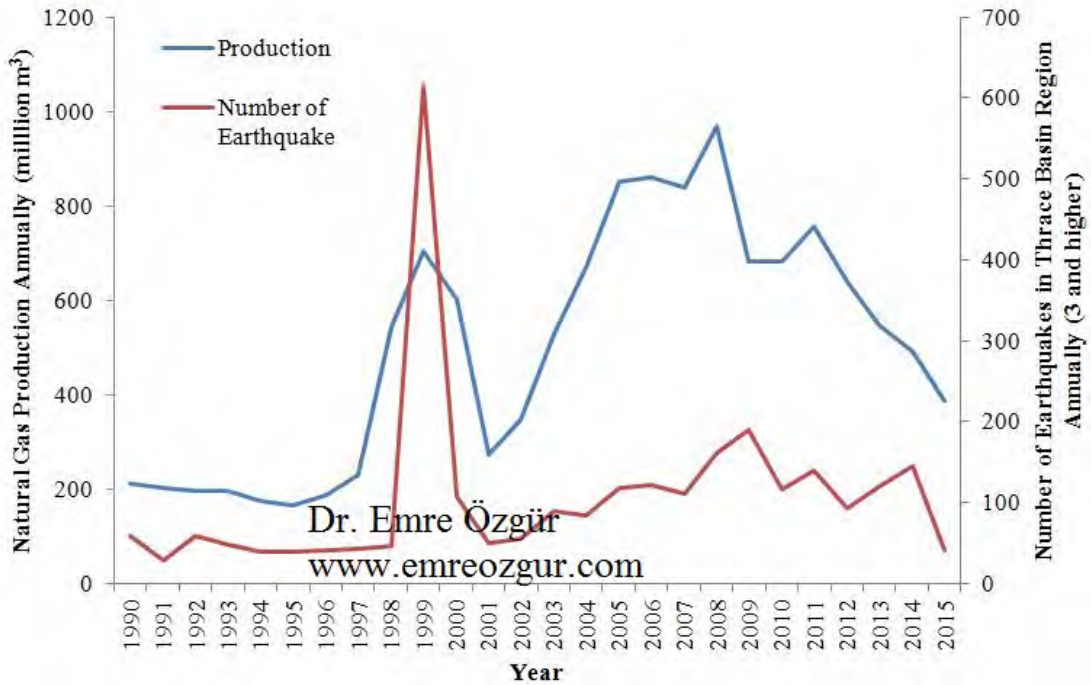


Figure-5, Production and Earthquake Data in Thrace Basin Region

3. STATISTICAL ANALYSIS

The statistical relationship between the hydrocarbon production and the number of annual earthquakes are tested using the regression analysis in Minitab Software. The data set used in the study is for the years between 1990 and 2015. The coefficient of determination (R^2) is found as 27% for the southeastern region which includes crude oil production, water production and water injection. In the literature this coefficient R^2 is considered to range as follows:

0-19: very weak, 20-39: weak, 40-59: medium, 60-79: strong, 80-100: very strong.

No notable connection has been observed between the crude oil production, water injection and earthquakes in the southeastern region. This may be due to the injection of produced water which provides pressure support for the reservoirs. The pressure support may prevent the triggering of the earthquakes.

R^2 is found as 66% for Thrace Basin Region if the production and earthquake data for the year 1999 is omitted. The big destructive Izmit earthquake with the magnitude 7.4 that occurred in 1999 in the Marmara Region was followed by lots of aftershocks. This misleads the statistical analysis. If all the data for 1999 was included, R^2 is obtained as 26% to lead to incorrect interpretation about the relationship between the production and earthquake data that actually have parallel trends.

The Izmit earthquake of 1999 had occurred during the time of sharp increase in natural gas production in the Thrace Basin Region. In the year 1999, 500 million m^3 of the total 700 million m^3 gas production of the Thrace Basin had been obtained from a Kuzey (Northern) Marmara offshore gas field which is as close as 20 km to the Marmara Sea Segment of the active North Anatolian Fault. Discovered by the Turkish Petroleum Company in 1988, this is the second largest gas field in Turkey. The Field is located in the gas-prone Thrace-Gallipoli Basin in the Marmara Sea, 3 km off the coast.

Kuzey Marmara natural gas field is now a depleted gas field and used as an underground gas storage deposit. The field is in a depth of 1,200 meters below the sea floor with 43-meter water depth. The epicenter of the Izmit earthquake of 1999 is some 100 km away from the Kuzey Marmara gas field. The pressure irregularity along the part of the fault close to the gas field under operation might have played a role on the total pressure balance of the fault to trigger the earthquake that year.

Empirical induced seismicity data from upstream petroleum projects have important information for risk assessment and management. We keep in mind that the active North Anatolian Fault (also known as Marmara Fault) is 20 kilometers away from the underground gas storage field. According to the earthquake experts it is expected that the next big earthquake similar to the Izmit earthquake of 1999 will take place in the Sea of Marmara because of the structural behavior of the North Anatolian Fault creating earthquakes in a direction from east towards west (Şengör et al, 2005). In such a case the gas storage area may be a hotspot for triggering the North Anatolian Fault in the region.

The gas production had started in 1997 in the field and the cumulative production had been about 1,5 billion m^3 until 2003. The production had been stopped in 2003 because of depletion decision. The field was then prepared for storage purpose. After 2007 the storage facility became operational. The injection and production amounts for the storage activity were roughly same in

following years to maintain the pressure balance (Şahin et al, 2012). However, the capacity of the storage field will later be increased. The capacity increase will be performed by the production of recalculated additional reserve and by lowering the cushion gas amount with new production/injection wells. More than extra 1,5 billion m³ volume of natural gas will be produced because of the added reserve and lesser cushion gas usage when the project extension is performed. It is advisable to reassess this production till the planned urban transformation of Istanbul, including rebuilding many old and risky buildings, is completed in order to prevent the triggering of any earthquakes in the Sea of Marmara.

4. CONCLUSIONS

The relationship between hydrocarbon production and earthquakes in Turkey has been investigated using statistical analysis. Such earthquakes, triggered or induced, occur due to reservoir pressure changes or mass transfer in petroleum production activities. It is clear that there is a significant correlation between natural gas production and annual earthquake numbers in the Thrace Basin region where the location of active North Anatolian Fault is close to the underground gas storage field. In such a case seismicity may be induced by the injection and production loop at the site during storage activities. Consequently, it is recommended to reassess the production/injection amount in the Kuzey Marmara underground gas storage facility until the completion of urban transformation activities to convert all structures earthquake-resistant in Istanbul, the most crowded city in Turkey, to get rid of the risks of the Marmara earthquake expected to happen in the near future.

This study has been the first research in Turkey regarding the relation between petroleum (crude oil and natural gas) production and seismic activities. Another recommendation would be to perform detailed monitoring system measuring the reservoir behavior during the seismic activities for further studies in the future to help understanding the mechanisms behind the triggered earthquakes in the upstream petroleum sector completely.

REFERENCES

- AFAD (Disaster and Emergency Management Presidency). www.afad.gov.tr. 2018.
- Folger, P., Tiemann M. 2016. Human-Induced Earthquakes from Deep-Well Injection: A Brief Overview. Congressional Research Service
- GDMPA (General Directorate of Mining and Petroleum Affairs). www.mapeg.gov.tr. 2018.
- Grasso, J. R. 1992. Mechanics of seismic instabilities induced by the recovery of hydrocarbons, Pure and Applied Geophysics, Vol. 139, Iss. 3, pp. 507-534.
- IEAGHG. 2013. Induced Seismicity and its Implication for CO₂ Storage Risk.
- NAS (National Academy of Sciences). 2013. Induced Seismicity Potential in Energy Technologies.
- Nicol, A., R. Carne, M. Gerstenberger, and A. Christophersen. 2011. Induced seismicity and its implications for CO₂ storage risk. in 10th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. pp. 3699-3706.

- Şahin, S., Abravcı, S., Tirek, A.. 2012. Design and Status of the only Underground Gas Storage Project in Turkey after Three Years of Operation. Society of Petroleum Engineers Publication. No: 158074.
- Şengör, A.M.C., O. Tüysüz, C. İmren, M. Sakınç, H. Eyidoğan, N. Görür, X. Le Pichon and C. Rangin. 2005. The North Anatolian Fault: a new look. *Annu. Rev. Earth Planet. Sci.* 33. Pp. 37-112.
- Turuntaev, S.B., Konovalov, A.V., Slinkova, E.Y.. 2015 Seismicity in the region of Sakhalin offshore hydrocarbon fields. pp. 5042-5047. SEG New Orleans Annual Meeting.

Economics of Mining Assisted Heavy Oil Production (MAHOP) Method for Ultimate Recovery

Serhat Canbolat¹, Hasan Ozturk¹, Serhat Akin²

¹ Middle East Technical University, Department of Mining Engineering

² Middle East Technical University, Department of Petroleum and Natural Gas Engineering

ABSTRACT

The objective of this study is to compare the operating and capital cost of ultimate recovery from Turkey's proven largest oil reserve (1.85 billion barrels), Bati Raman field by steam assisted gravity drainage (SAGD) and mining assisted heavy oil production (MAHOP) conceptually. Bati Raman field is located at an average depth of 1,450 m, producing from fractured limestone, having 12°API gravity and a viscosity of 200 to 2,000 cp heavy oil at reservoir conditions. Although 60 years passed on the discovery date of the largest oil field of Turkey, less than 8% of the reserve have been produced, increases the importance once more.

One of the potential recovery methods is the MAHOP in which declines (tunnels) are excavated from the surface to the reservoir and continue along the reservoir depth. From the roof of the declines, fan shape up holes are drilled in the reservoir. The production of heavy oil through these tunnels are explored using well known SAGD method where in shallow sands it is possible to reach oil recoveries of 60%. The aim of applying MAHOP is to see if such recoveries are possible.

MAHOP is expected to perform better due to less steam loss and better steam quality. The total average capital cost of MAHOP is estimated to be \$2.75 billion US dollar including surface and subsurface facilities. Total capital costs for 60% and 80% recoveries are 2.75 and 1.97 \$/bbl, respectively. MAHOP operation cost is estimated to be 12 \$/barrel. In contrast, in the SAGD case the total average capital cost is estimated to be \$7.62 billion US dollar including surface facility and drilling horizontal well pairs. Total capital costs for 60% and 80% recoveries are 7.62 and 5.46 \$/bbl, respectively. SAGD operation cost is estimated to be 20 \$/barrel. As a result, MAHOP is found to be more economical in terms of both initial investment and operating costs.

1. INTRODUCTION

The Bati Raman field, discovered in 1961, is the largest oil field in Turkey. The field is located 74 km north of the Syrian border in southeastern Anatolia. The length of the limestone reservoir is approximately 17 km. The width of the field varies between 2.5 km and 4.5 km with average thickness of 64 m. The entire reservoir is in the Garzan formation, which is a fractured limestone (Figure 1). The low-permeability reservoir which extends in the east-west trending anticlinal structure and is populated by several faults whose continuity cannot be well defined from north to west. The average matrix porosity in the Garzan formation is 18% with a range between 10% and 25%). Although the permeability of the matrix varies between 10 md and 100 md, very high measured effective permeabilities observed in core tests show that there is secondary porosity. There is no initial gas cap in the reservoir. It is known that the main production mechanism of the site is rock and liquid expansion and there is also inactive water drive. The initial reservoir

pressure is 1,800 psi and solution gas oil ratio (GOR) is 18 scf/stb. The reservoir has heavy oil with a gravity of 12°API (Sahin et al., 2012).

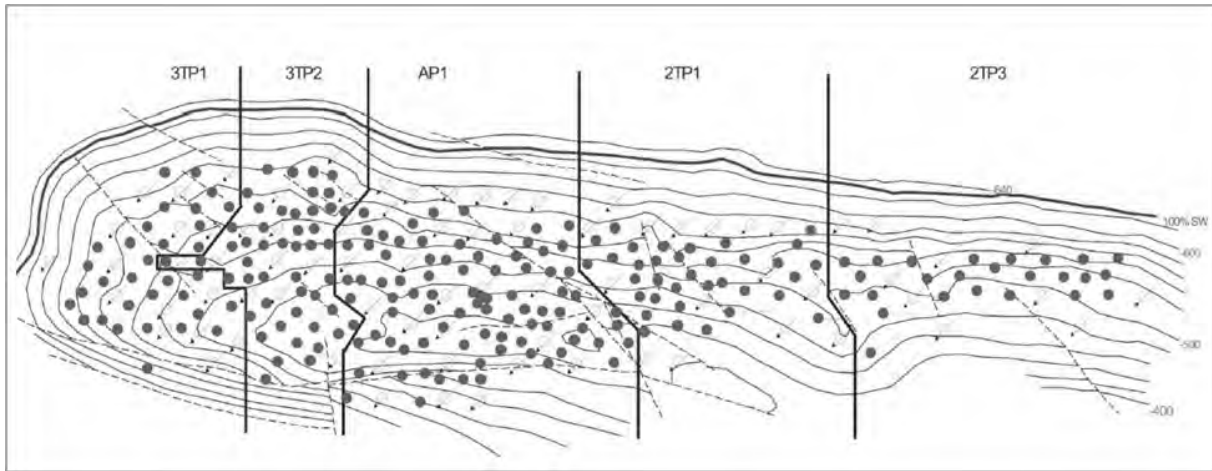


Figure: 1 Structural Rule Map of Bati Raman Field (Sahin et al., 2007)

Field production started in 1961. Initial primary production estimate was around 1.5% of initial oil in place (Kantar et al. 1985, Sahin, 2007). Primary recovery was extended by increasing the number of wells between 1965-1970. As a result of intensive drilling activity in 1969, production peaked at 9,000 BOPD and tended to decrease. In 1974, daily production decreased by half as the field pressure decreased (Sahin et al. 2012). Between 1961 and 1986, the primary production amount was 2% of OOIP. In order to increase the reservoir pressure and increase the production, it was tried to develop a trial production method with water from another well located in the middle of four production wells consisting of five wells. Although there was some production increase, the application was halted due to lack of production and emission problems later (Faure et al., 1997).

In 1983, after 30 million barrels of oil were produced, the pressure of the field decreased from 1,800 psi to an average of 400 psi. In many parts of the field, the reservoir pressure fell below the bubble pressure. Coincidentally, large volume of CO₂ in the Dodan located 79 km away from the Bati Raman site, started the company's first large-scale immiscible CO₂ injection project. In 1986, with an average of 18 billion scf/year of CO₂ injection into the Garzan formation, the project increased both pressure and production. A significant decrease in reservoir pressure was observed as a result of primary production. About six percent of OOIP (1.85x10⁹ barrels) has been produced as of 2012 (Sahin et al., 2012).

Unfavorable properties such as low gravity, high viscosity and low GOR lead to low amount of oil that can be produced by primary production. It is possible to obtain additional oil recovery in heavy oil reservoirs by various methods. In addition to carbon dioxide injection, many secondary production techniques have been planned and tried at pilot scale in the field (Sahin et al., 2012). These include directing carbon dioxide gas through the use of foam, prevention of excessive water production by shutting off the natural fractures with gel application, and the method of gas instead of chemically enhanced water to reduce the surface tension of heavy oil and provide more efficient production, horizontal wells by the water injection method from the center to the edges

and using infill wells. As a result of all these practices and the carbon dioxide injection, it is foreseen that the recovery can reach a maximum of 10% of OOIP (Sahin et al., 2014) (Figure 2).

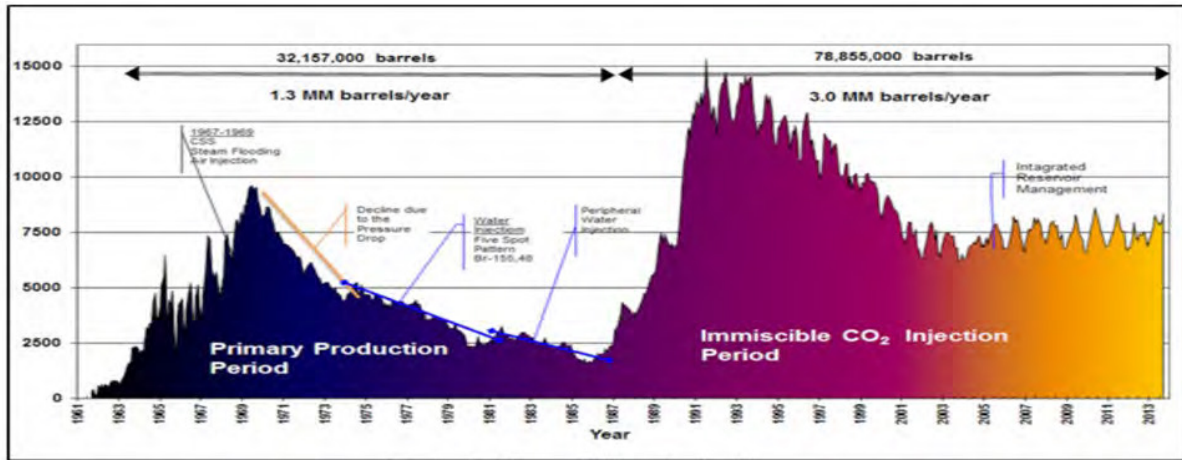


Figure: 2 Bati Raman Field CO₂ Injection-Production Efficiency Graph (Sahin et al., 2014)

The reduction in CO₂ amount has led to new researches. According to the characteristics of this field, steam injection using horizontal wells as well as non-condensable gas injection may further increase recovery (Canbolat et al., 2004).

Steam injection, was first applied in 1967 in BR-38. As a result of continuous steam injection for 5 days, the casing pipes of the well were damaged and destroyed. When the repaired well was put back into production, it was observed that the production has increased from 90 BOPD to 155 BOPD. The water cut at the same time frame quickly increased from 15% to 75%. Within two weeks, the well returned to its original values (Sahin et al., 2014).

In 1969, five-spot well pattern steam injection was tried by pumping 170,000 barrels of water equivalent steam through the middle of four producing wells for 172 days. It was observed that the reservoir pressure in the pilot area increased from 600 psi to 1,550 psi. The steam produced in the producing wells had different effects. Peak production of 30,738 barrels was achieved over time until steam breakthrough. Although the increase in production and steam effect were positive in two production wells, it did not show much difference in the other two wells. This was explained by the fact that the site has a very heterogeneous structure (Sahin et al., 2014).

For steam injection introducing the steam in the reservoir with high quality and using equipment that minimizes heat loss will lead to successful results. In the light of aforementioned experiences and knowledge, steam injection in fractured carbonate fields has been established. Simulation studies have shown that rather than cyclic steam injection, a continuous steam injection may produce more oil by sweeping the oil in the reservoir better and producing oil in the heated matrix with the help of gravity. It was suggested that the recovery reach up to 30% in homogeneous parts and 15% in heterogeneous parts (Sahin et al., 2007).

After a comprehensive reservoir study in the field, steam injection was tried again in 2008. In the new design, the effect of heat loss from the marginal depth of the field and the heterogeneity of the formation were evaluated as the critical factors affecting the success of steam injection. The depth of the reservoir was found to be one of the most important constraints in the efficient injection of steam. A further difficulty in application has been shown as the heterogeneous nature

of the reservoir. However, the claim that the steam application still can be a viable alternative to CO₂ injection has continued (Babadagli et al., 2009). The first pilot application of continuous steam injection started in the last quarter of 2012 and has continued for two years. The results have not been published (Sahin et al., 2014).

Heavy oil production has been tried and practiced on an industrial scale in a number of countries through mining, but mining has not established due to the rapid evolution of surface production methods that are much easier and more beneficial in technical and economic terms. Since heavy crude oil deposits cannot be produced at the desired level by conventional methods, new technologies such as mining methods are needed because of inefficient results in secondary and tertiary production methods (Sandru et al., 1985) (Figure 3).

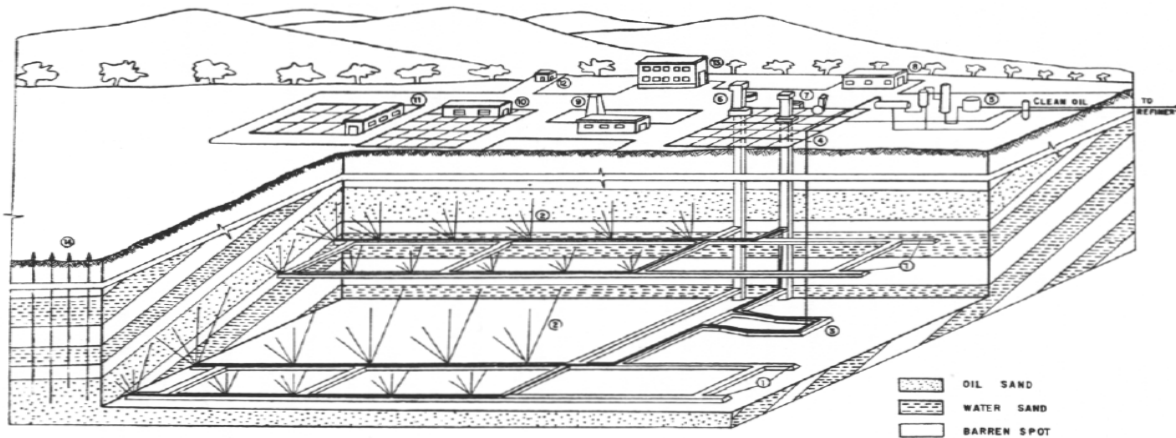


Figure: 3 Improved recovery of crude oil in situ by mining works and underground wells (Sandru et al., 1985).

Mining methods have been successfully applied between 1936 to 1954, in Russia (Pechelbronn field) and in Germany (Wiet field) (Chertenkov et al., 2012). Oil mining was used to recover oil by using Ukhta System technique in the Yarega oil field in Russia (Figure 4).

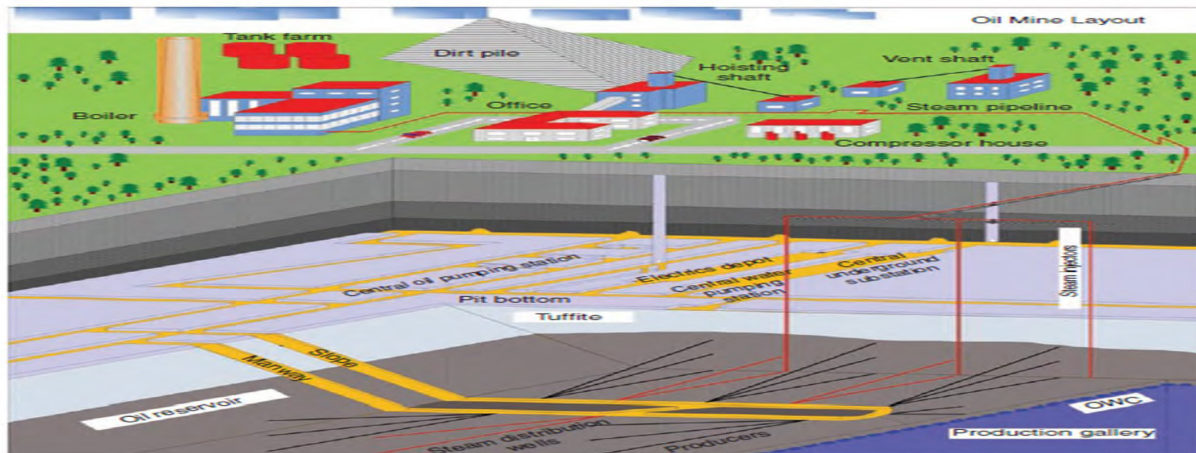


Figure. 4 The oil mine layout Russia's Yarega Heavy Oil Field (Chertenkov et al. 2012).

Following the development pattern of the Ukhta System, mine openings (lateral shifts and tunnels) were constructed every 50-60 m above 20-30 m above the storage location. From lateral drifts, the formation is perforated in a dense well-spaced pattern keeping the distance between the bottom holes 12 to 15 m. Well depths were shallow between 40 and 60 m. The wells were drilled in clusters with 10 to 15 wells per well. In most cases, the development of the reservoir occurred in the presence of dissolved gas. Development-ready sites were depleted within 2 years. The recovery factor was between 0.04 and 0.06 (Chertenkov et al., 2012).

The objective of this study is to compare the operating and capital cost of ultimate recovery from SAGD and mining assisted heavy oil production (MAHOP) conceptually. The difference of the proposed project from the aforementioned ones is that, steam is transported in the tunnel opened at the base of the reservoir to minimize heat loss. Fan shaped tunnels are used to the top of the tunnel roof and the production of this way is carried out with gravity drainage from these wells and transported from tunnels to the surface. In other applications reported in the literature, steam has been send to the reservoir by vertical wells drilled from the surface. However, with this proposed method, the injection of steam upward from the tunnel roof was aimed at the possibility of better heating the reservoir more efficiently and thus obtaining higher recovery.

The thermal efficiency of the SAGD process has been significantly affected by the steam quality. Chung and Butler (1988) reported that there was no significant difference in wet or dry steam emulsification using the 2D experimental model. Gates and Chakrabarty (2005) reported that the quality of injected steam should be as high as possible because any condensate in injected liquids remains under gravity from the injector to the producer and does not give a significant amount of production. Besides, the change in steam quality in the steam chamber is a good indication of the temperature profile inside the steam chamber. The steam quality decreases as the steam moves towards the edge of the chamber claiming that the pressure inside is not constant.

Law et al. (1998) reported that the pressure drop across the horizontal well leads to a slope in the steam chamber along the well. Canbolat et al. (2004) observed that from a series of 2D visually stiffened models, greater recovery efficiency was obtained for smaller vertical well ranges between injector and producer wells. Shin and Polikar (2007) observed that by increasing the vertical distance between the injector and the producer, the cumulative steam oil ratio (CSOR) decreased due to thermal efficiency using the 2D simulation model.

Operational and reservoir parameters greatly affect SAGD performance. Some researchers have reported that the increase in oil production is recognized by an increase in the share zone thickness (Sasaki et al., 1999). Edmunds and Chhina (2001) found that regions less than 15 m are not economic. Much of the work to achieve this result is based on the fact that thin reservoirs increase thermal losses and thus increase SOR. Llaguno et al. (2002) reported that the accumulation properties (thickness, porosity and oil saturation) had a greater effect on SAGD performance than flow properties (permeability, viscosity, and API ° and reservoir pressure). These issues have been studied in detail in the literature. Butler (2004) investigated the effects of the reservoir layer and stated that in layer reservoirs with a permeability rate of less than two, the height and average permeability should be used in the Lindrain equation. McLennan et al. (2006) stated that the predicted flow performance of SAGD well pairs is affected by the spatial distribution of permeability. Das (2007) reported that there was no significant change in production due to matrix permeability in earlier times, and that there was a faster decrease in low permeability at later times based on a 2D-simulated SAGD model in the carbonate reservoir.

Vertical fractures improve oil recovery compared to the effect of horizontal fractures. As vertical fracture density increases, SAGD increases oil recovery, but increased horizontal fracture density limits the development of the steam chamber in the reservoir. Horizontal fractures near the injection well have less effect on heating than distant ones. In fractures related to the network, vertical fractures increase the heating that can be achieved with horizontal fractures (Sola and Rashidi, 2006). In the proposed method, since the fan wells are opened vertically and opened at certain intervals along the tunnel, both a tight vertical fracturing of these fan wells and a separate fractured network formed by micro fractures in the vicinity of the fan holes are formed. If the field application is carried out in the future, other versions of these fan holes, for example, gravel and oblique drilling alternatives can be tried.

Appropriate start-up procedures are required to bring the entire length of a pair of wells into active drainage. The distance between the injection and the production well is heated by conduction due to circulating the steam in the pipe and out of the annulus (Law et al. 1998). Increasing the distance between the horizontal wells has enabled the time required for gravity drainage to begin oil production (Sasaki et al., 1999). The start is defined as the time between the introduction of steam into both the injection and production well and the time when the well pair is converted to the SAGD process (Vincent et al., 2004). Shin and Polikar (2007) reported that initial time increases with decreasing permeability and increasing good intervals.

The SAGD process is thermally more efficient by maintaining a liquid pool that surrounds the sub-production well and prevents the escape of steam from the steam chamber. This is often referred to as steam trap control. In field application, the continued presence of the liquid pool is monitored by examining the temperature difference known as the interconnect sub-cooler between the injected steam and the produced liquids. Typically, subcooling is maintained at 20 to 40 °C (Gates and Leskiw, 2010).

As Edmunds (1998) points out, keeping steam trap control over the length of the well is difficult due to imbalances accompanying with the balance between viscous, gravity and compressive forces. Heterogeneity of the reservoir along the length of the reservoir may increase instability leading to loss of steam trap control. In a region where the permeability of surrounding the well wall is slightly higher, there is a more local removal of liquids from the liquid pool and more steam penetration into the production well. This means that there is potential for loss of steam control from point to point at specific points along the well. However, in the proposed method, steam injection into the reservoir is homogeneously fed, as steam injection is injected not only at one end of the tunnel but into the tunnel ceiling at certain intervals (6m intervals). Therefore, there is no loss of steam.

2. MINING ASSISTED HEAVY OIL PRODUCTION

Tunnel Boring Machine (TBM) is assumed to reach beneath the oil reservoir from the surface. Then, TBM will keep opening up parallel tunnels with certain interval coving the area of the reservoir. Steam injection fan shaped up holes are drilled from the roof of the tunnels. The same tunnels are used as horizontal production wells for the transportation of the produced oil.

The depth of the Bati Raman field (1,450m) increases the cost of well pairs to be excavated horizontally and in parallel. The cost of the wells to be excavated is higher in order to apply the SAGD method, which is mostly used in shallow fields. However, in the Bati Raman field to dig parallel horizontal wells, it should be excavated with long radius rather than short radius at this depth, thus it is more costly and it is difficult to transmit the steam to be used underground.

Furthermore, since the permeability of the Bati Raman area, especially the eastern region is low (Karaoguz et al., 2004), it is more difficult to apply the SAGD method.

In the proposed method (MAHOP), the steam chamber to be formed in the reservoir is also produced from underground tunnels physically excavated. Steam generators will be located in underground. In this way, the quality of the steam to be produced in the tunnel is higher, which enables to provide a more efficient heating and in this way can be produced with gravity with reduced viscosity. In addition, in order to maintain the steam quality in the SAGD method needs to use vacuum insulated tubing (VIT) to prevent the steam condensation to be injected underground by heat losses. This is an extra cost. However, the heat loss of the steam to be produced by underground steam generators in the underground (in tunnels) is less, the quality of the steam is preserved and conducted homogeneously (fan vertical wells) and physically formed with steam chamber.

The major difference of this project from SAGD is that the steam chamber, which is assumed to be thermally formed, is physically formed with fan perpendicular wells along the tunnels by the method. The first cost comparison of SAGD and MAHOP method, as seen in Table 1 and 2, the initial cost of the proposed MAHOP is cheaper than SAGD.

There are two tunnel excavation methods; conventional (drilling-blasting) or TBM. It should be noted that if the tunnel length is > 5km, TBM is preferred compared to conventional excavation method (Figure 5) (Cinar and Feridunoglu 2004).

Table 1 The initial capital cost of MAHOP

MAHOP COST (\$ US)		
Surface Cost	Front Engineering	\$ 910,000,000
	Infrastructure	
	Production Tanks	
	Surface Lines	
	Gathering Tanks	
	Environmental Protection Systems	
	TBM Cost	
Subsurface Cost	Tunneling and Support	\$ 840,000,000
	Underground Network & Piping System	
	Fan Type Borehole Drilling	
	Safety and Rescue Rooms	
Contingency	30%	\$ 525,000,000
Total CAPEX		\$ 2,750,000,000
	Per Barrel (60% Recovery)	\$ 2.75
	Per Barrel (80% Recovery)	\$ 1.97

Table 2 The initial capital cost of SAGD

SAGD COST (\$ US)		
Expenditures	Front Engineering	\$ 860,000,000
	Infrastructure	
	Production Facility	
	Surface Lines	
	Gathering Tanks	
	Environmental Protection Systems	
	SAGD Well Pair Cost (500 each- 1000m horizontal)	\$ 5,000,000,000
Contingency	30%	\$ 1,758,000,000
Total CAPEX		\$ 7,618,000,000
	Per Barrel (60% Recovery)	\$ 7.62
	Per Barrel (80% Recovery)	\$ 5.46

Apart from the operating cost benefit, TBMs also have the advantage of advance rate, reaching up to 30m/day, compared to conventional tunneling (10/day) (Brox, 2013). However, one of the disadvantages of TBM tunneling is the high initial capital cost. In addition, TBM tunnel application may not be preferred if the material which is opened is low strength and the material is subjected to high stresses over long lengths, instead the drilling-blasting method is more appropriate. Operational tunnel excavation difficulties for the area, which should be studied further, are out of the scope of this study. However, conceptually, TBM excavation technique is assumed to be applied for the cost estimation purpose.

Regarding up holes; today's underground mining drills are capable of drilling longer (> 100m) and larger diameter (max 45cm) angled (0-360 degrees) holes. Therefore, there is no operational problem in drilling these holes (Simba Delici, 2018).

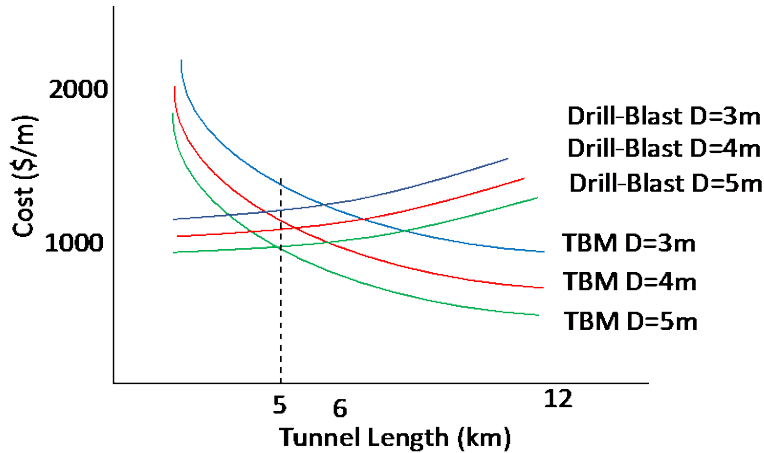


Figure: 5 Cost of tunneling in limestone by TBM and drilling-blasting (Cinar and Feridunoglu 2004)

In terms of Operating Cost, the SAGD cost for shallow depths (300m) is around \$ 20 / barrel in the literature (Giacchetta et al., 2015). There is no operating cost for MAHOP, which we recommend in the literature, there is a similar practice only in the Yarega region of Ukraine, but they did not report any costs. However, when we compare MAHOP and SAGD operating cost

items, there is a lower steam cost in MAHOP (steam loss and quality is better), but there is an extra ventilation operation cost in MAHOP, which we estimate total MAHOP operation cost as \$ 12 / barrel. From this standing point the economic analysis is done for the application of two methods to whole Bati Raman field and barrel cost of the 60% and 80% OOIP recovery values are tabulated in Table 1 and 2. Therefore, MAHOP is more economical in terms of both initial investment and operating costs.

CONCLUSIONS

MAHOP steam cost is expected to be better due to less steam loss and better steam quality. The total average capital cost of MAHOP is estimated to be \$2.75 billion US dollar including surface and subsurface facilities. Total capital costs for 60% and 80% recoveries are 2.75 and 1.97 \$/bbl, respectively. MAHOP operating cost is estimated to be 12\$/barrel. Nevertheless, in the SAGD case the total average capital cost is estimated to be \$7.62 billion US dollar including surface facility and drilling horizontal well pairs. Total capital costs for 60% and 80% recoveries are 7.62 and 5.46 \$/bbl, respectively. SAGD operation cost is estimated to be 20 \$/barrel. Therefore, MAHOP is found to be more economical in terms of both initial investment and operating costs.

ACKNOWLEDGEMENTS

This material is based on the work supported by the Scientific and Technological Research Council of Turkey (Tubitak 1001-119M085).

REFERENCES

- Babadagli, T., Sahin, S., Kalfa, U., Celebioglu, D., Karabakal, U., & Topguder, N. N. ,2009, Evaluation of steam injection potential and improving ongoing CO2 injection of the Bati Raman field, Turkey. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 68(1-2), 107-117.
- Brox, D., 2013, Technical considerations for TBM tunneling for mining projects, *Transactions of the Society for Mining, Metallurgy and Exploration*, Vol. 334, pp. 498-505.
- Butler, R. M., 2004, The behavior of non-condensable gas in SAGD-A rationalization. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 43(01).
- Canbolat, S., Akin, S., and Kovscek, A. R., 2004, Non-condensable gas steam-assisted gravity drainage. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 45(1-2), 83-96.
- Chertenkov, M. V., Mulyak, V. V., & Konoplev, Y. P. 2012, The Yarega heavy oil field-history, experience, and future. *Journal of Petroleum technology*, 64(04), 153-160.
- Chung, K. H., & Butler, R. M., 1988, Geometrical effect of steam injection on the formation of emulsions in the steam-assisted gravity drainage process. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 27(01).
- Cinar, M. ve Feridunoglu, C., (13 Ocak 2019, son ulaşım tarihi). Tünel Açma Makineleri (TBM). 12 Feb 2011, http://www.maden.org.tr/resimler/ekler/41dd99a69df0404_ek.pdf
- Das, S. K., 2007, Application of thermal processes in heavy oil carbonates reservoirs. In SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers.

- Edmunds, N. R., 1998, Investigation of SAGD steam trap control in two and three dimensions. In SPE international conference on horizontal well technology. Society of Petroleum Engineers.
- Edmunds, N., & Chhina, H., 2001, Economic optimum operating pressure for SAGD projects in Alberta. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 40(12).
- Gates, I. D., & Chakrabarty, N., 2005, Optimization of steam-assisted gravity drainage in McMurray reservoir. In Canadian International Petroleum Conference. Petroleum Society of Canada.
- Gates, I. D. and Leskiw, C., 2010, Impact of Steam Trap Control on Performance of Steam-Assisted Gravity Drainage. December 2010 *Journal of Petroleum Science and Engineering* 75(1-2):215-222
- Giacchetta, G., Leporini, M., and Marchetti, B., 2015, Economic and environmental analysis of a Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) facility for oil recovery from Canadian oil sands. *Applied Energy*, 142, 1-9.
- Kantar, K., Karaoguz, D., Issever, K., and Vrana, L., 1985, Design concepts of a heavy-oil recovery process by an immiscible CO₂ application. *Journal of petroleum technology*, 37(02), 275-283.
- Karaoguz, O. K., Topguder, N. N., Lane, R. H., Kalfa, U., and Celebioglu, D., 2004, Improved Sweep in Bati Raman Heavy-Oil CO₂Flood: Bullhead Flowing Gel Treatments Plug Natural Fractures. In SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. Society of Petroleum Engineers.
- Law, D., Golbeck, H., Nasr, T. N., & Korpany, G., 1998, Counter-current aspect of the SAGD process. In Annual Technical Meeting. Petroleum Society of Canada.
- Llaguno, P. E., Moreno, F., Garcia, R., Mendez, Z., & Escobar, E., 2002, A reservoir screening methodology for SAGD applications. In Canadian International Petroleum Conference. Petroleum Society of Canada.
- McLennan, J., Deutsch, C. V., Garner, D., Mus, E., Wheeler, T., & Richy, J. F., 2006, Permeability modelling for the SAGD process using minimodels. In SPE annual technical conference and exhibition. San Antonio, Texas, USA: Society of Petroleum Engineers.
- Sahin, S., Kalfa, U. and Celebioglu, D., 2007, Bati Raman Field Immiscible CO₂ Application—Status Quo and Future Plans, (SPE 106575) SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, 15–18 April.
- Sahin, S., Kalfa, U., Celebioglu, D., Duygu, E., and Lahna, H., 2012, A quarter century of progress in the application of CO₂ immiscible EOR project in Bati Raman heavy oil field in Turkey. In SPE Heavy Oil Conference Canada. Society of Petroleum Engineers.
- Sahin,S., Kalfa, U, Uysal, S., Kilic,H, and Lahna, H., 2014, Design, Implementation and Early Operating Results of Steam Injection Pilot in already CO₂ Flooded Deep-Heavy Oil Fractured Carbonate Reservoir of Bati Raman Field, Turkey, SPE-169035, SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA, 12–16 April.
- Sasaki, K., Akibayashi, S., Yazawa, N., Doan, Q., and Ali, S. M., 1999, Experimental Modelling of the SAGD Process 3/4 Enhancing SAGD Performance with Periodic Stimulation of the

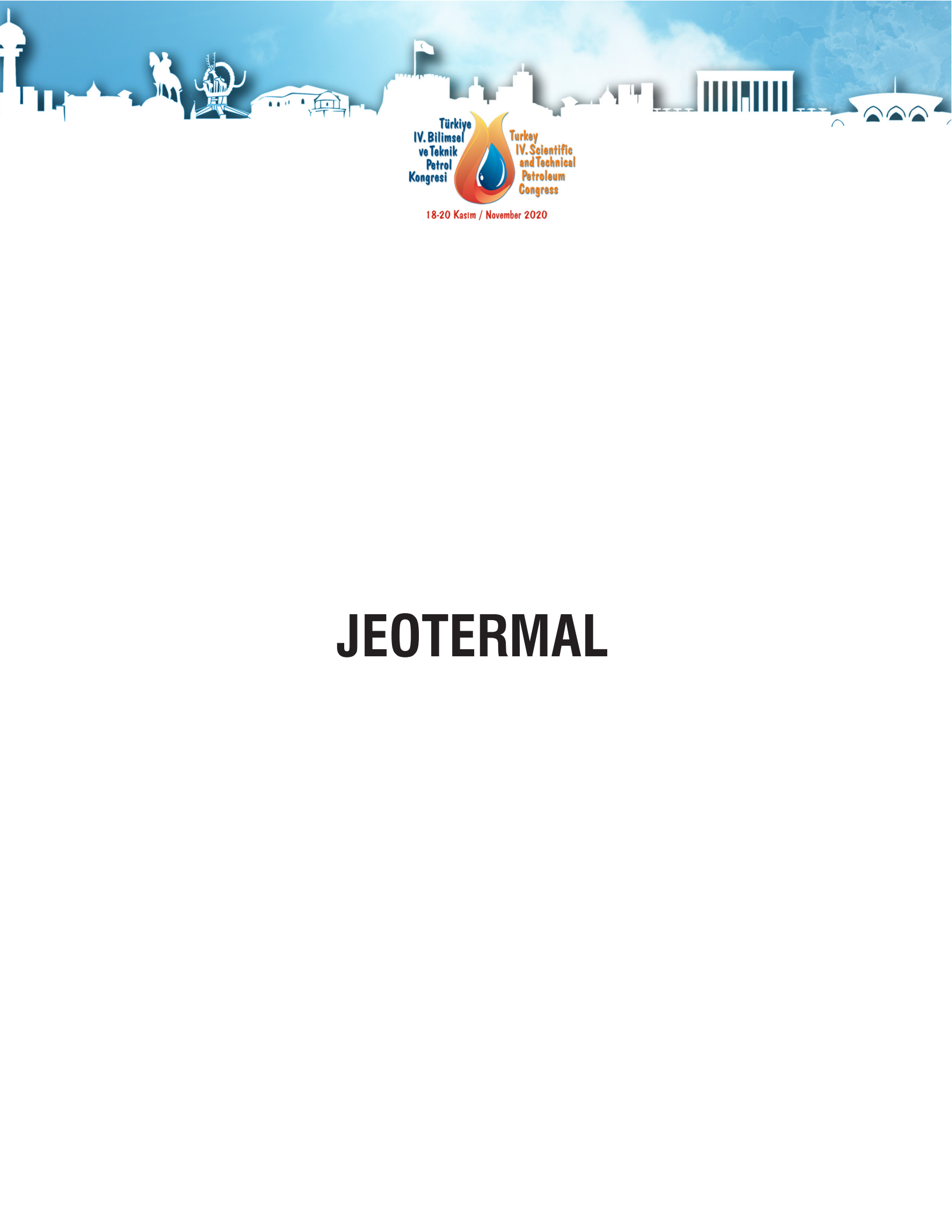
Horizontal Producer. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.

Shin, H., and Polikar, M., 2007, Review of reservoir parameters to optimize SAGD and Fast-SAGD operating conditions. Journal of Canadian Petroleum Technology, 46 (01).

Simba Delici, 2018, <https://www.epiroc.com/tr-tr/products/drill-rigs/production-drill-rigs/simba-s7>.

Sandru, L., Carpeniseanu D. and Ionescu, I., 1985, SP9 Improvement of Crude Oil Recovery by Mining Methods, World Petroleum Congress, 18248, 10th World Petroleum Congress, 9-14 September, Bucharest, Romania

Vincent, K. D., MacKinnon, C. J., & Palmgren, C. T. S., 2004, Developing SAGD operating strategy using a coupled wellbore thermal reservoir simulator. In SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and Western Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers.



18-20 Kasım / November 2020

JEOTERMAL

Interpretation Of Recirculating Tracer Tests In Geothermal Reservoirs

Ibrahim Kocabas

Izmir Katip Celebi University, Petroleum and Natural Gas Engineering Department

ABSTRACT

Interwell tracer testing in geothermal reservoirs is of great importance as they serve to determine the connectivity between injection and production wells. Estimation of the fluid flow velocities helps forecasting the thermal breakthrough for given rate of injection and hence designing reinjection operations. The recirculating tracer tests are preferred due to three reasons. First, they are implemented to ensure a steady flow field. Second, they provide an injection water source that is compatible with the reservoir brines. Finally, they are convenient whenever there is an insufficient amount of injection fluid available from surface sources. In this work, we have provided analytical solutions to two different models of tracer transport in geothermal reservoirs and employed them in parameter estimation via nonlinear regression. The first model assumes a single fracture/fault located in an infinite matrix geologically which is mostly suitable for the igneous rock reservoir lithology. While a convective dispersive transport is assumed in the fault, only lateral diffusive transport is assumed within the matrix. The two media are coupled through unsteady tracer diffusion between them. The second model assumes a naturally fractured reservoir consisting of two superposed media, namely a fracture network and immobile matrix blocks which is mostly suitable for naturally fractured carbonate reservoirs. In this second system, a convective dispersive transport is assumed in the fracture continuum. The two media are coupled via a pseudo steady tracer transfer. The solutions in previous researches to these models have been developed as a semi analytical solution in Laplace space and the real space values were computed via numerical Laplace inversion. In this work, we present novel real space solutions using the powerful tool of iterated Laplace transform, and provide MATLAB nonlinear regression simulators to academic community and field practitioners.

Key Words: Reinjection in Geothermal Reservoirs, Recirculating Tracer Tests, Tracer Transient Analysis, Nonlinear Regression, Iterated Laplace Transforms.

1. INTRODUCTION

Tracer tests have long served as indispensable tools of characterizing subsurface geological formations, namely geothermal reservoirs, petroleum and natural gas reservoirs, and aquifers. The main objective of a tracer test in geothermal reservoirs is to determine the connectivity between injection and production wells and to estimate the parameters controlling the flow of the injected heat depleted fluids and heat transfer between the injected fluid and the reservoir rock.

Tracer tests in geothermal reservoirs are divided into two main types, namely single well and interwell tracer tests. The interwell tracer tests may further be divided into two types: recirculating and no-recirculation. The interwell tracer tests with recirculation is usually carried out through a single injection and a single production well pair, which is called as two-well recirculating tracer test. In a two-well tracer test with recirculation, the reservoir fluid is

withdrawn from a production well and partially or totally reinjected into the reservoir at an injection well. This procedure continues until the system reaches steady state or a desired state. Then the tracer is introduced into the flowing stream at the injection well. While the recirculation continues the concentrations of fluid samples taken at certain times at the production well are measured to obtain the tracer return profile.

The recirculating tracer tests are preferred due to three reasons. First, they are implemented to ensure a steady flow field, allow a large distances to be investigated, and provide an estimate of the pore volume between the injection and production well deduced from the average concentration resulted after complete mixing of the tracer (Zuber, 1983, Zuber 1985). Second, they provide an injection water source that is compatible with the reservoir brines. Finally, they are convenient whenever there is an insufficient amount of injection fluid available from surface sources. Due to these advantages, the recirculating tracer tests have been practiced in geothermal industry McCabe et al. 1980, Webster and Proctor 1964, and in aquifers Pickens and Grisak 1981, as early as 1970s and continued until present day Matsunaga et al 1996, Kocabas 1999, Nimer et al 2002, Bjarkason 2014, Zarrouk, S.J., Hogartha, R.A. 2015, Burbery et al 2017.

For the purpose of quantitative interpretation tracer tests in groundwater studies, flow and transport are assumed to take place between an injection production well pair located in homogeneous infinite aquifer. In geothermal reservoirs on the other hand, flow and transport are assumed to take place in single high conductivity fracture located in an infinite immobile matrix.

A quantitative interpretation of tracer profiles may be achieved through matching these profiles to the solutions of mathematical models as an inverse problem. Such a curve fitting process may use graphical or computer techniques such as employing a nonlinear regression. In either case performing a quantitative interpretation requires solving the related mathematical models.

The early efforts on developing analytical models were usually restricted to semi-analytical Laplace space solutions (Kocabas, 1990). The numerical computations of the solutions were carried out via numerical Laplace inversion techniques.

Recently Kocabas (2010) have revived the interest in the iterated Laplace transform technique and were able to develop real space analytical solutions for many problems of flow and transport which were computed via numerical inversions techniques previously.

In this work, we develop novel real space solutions for the tracer transport models of recirculating tracer tests in geothermal reservoirs. We also present the computational algorithms as MATLAB codes for direct and inverse problems of interpreting recirculating tracers tests in geothermal reservoirs.

2. MATHEMATICAL DEVELOPMENTS

Once the governing equations are developed for any flow and transport process expressing them in dimensionless variables makes the equations scale independent and hence more general. Secondly, the dimensionless solutions are useful as they show the collective role of the physical and geometrical parameters, and the degree of independence between the parameters. In other words, the magnitude of each dimensionless parameter represents the relative importance of two major physical processes considered in the modelling. Hence, they

enable one to demonstrate the role of physical processes on solutions rather than the role of each physical or geometrical parameter individually.

On the other hand, the quantitative interpretation of tracer return profiles which are plotted as a function of real time values of experiments is carried out more efficiently with the use of characteristics times each representing a physical process in the modelling. Therefore, it seems more appropriate to define the characteristic times first and then the dimensionless parameters and variables to be used in mathematical modelling.

In geothermal reservoirs the geological model is usually constructed as follows. The injection production well pair is assumed to be connected by a large single fracture. The fracture is assumed to be located in an infinite matrix, and hence, confined by two virtually immobile matrix blocks of infinite extent. While the single phase steady flow and a longitudinal dispersion take place in the fracture along the flow direction, only a diffusive transport perpendicular to the flow direction is assumed in the matrix confining matrix blocks. The fracture and matrix media are coupled through a diffusive tracer exchange across the fracture matrix interface.

In a convective-dispersive transport modelling of tracer in single fracture matrix system described above there are usually four characteristic times defined as follows (Kocabas *et. al.*, 1994):

$$t_w = \frac{L}{u}, \quad t_d = \frac{L^2}{D}, \quad t_t = \frac{b^2}{\phi D_m}, \quad t_{im} = \frac{a^2}{D_m} \quad (1)$$

Where t_w , t_d , and t_t, t_{im} are inversely proportional to the mean speed of flow, the longitudinal dispersive transport and material exchange rate between the fracture and the matrix, and the diffusive transport within the matrix blocks. The ratio of t_d to t_w gives the well known Peclet number which represents the ratio of convective to dispersive transport in the fracture. Similarly one can define two other Peclet numbers representing the ratio of convective transport to interaction between the two medium and to the diffusive transport in the matrix .

$$P_e = \frac{t_d}{t_w}, \quad P_t = \frac{t_t}{t_w}, \quad P_{im} = \frac{t_{im}}{t_w} \quad (3)$$

However, defining the following dimensionless variables greatly simplifies the governing equations:

$$x_D = \frac{ux}{D}, \quad y_D = \frac{uy}{\sqrt{DD_m}}, \quad t_D = \frac{u^2 t}{D}, \quad \text{and} \quad \lambda = \frac{\phi_m D_m D}{b^2 u^2} \quad (4)$$

$$C_D = \frac{C}{(m/Q)(u^2/D)} \quad \text{and} \quad C_D = \frac{C}{(m/Q)(u^2/D)} \quad (5)$$

The dimensionless governing differential equations of tracer transport in a heterogeneous medium consist of two linear equations. Based on the dimensionless variables defined in Eq.4 and Eq.5, the dimensionless equation of the tracer transport in the fracture is:

$$\frac{\partial^2 C_D}{\partial x_D^2} - \frac{\partial C_D}{\partial x_D} - q_D = \frac{\partial C_D}{\partial t_D} \quad (6)$$

And the equation of transport in the matrix is:

$$\frac{\partial^2 C_{mD}}{\partial y_D^2} = \frac{\partial C_{mD}}{\partial t_D} \quad (7)$$

These two equations are coupled through the equality of concentrations and fluxes at the fracture/matrix interface. For a single fracture located in an infinite matrix, boundary conditions equating the concentrations and fluxes become:

$$C_D = C_{mD} \quad at \quad y_D = 0 \quad (8)$$

$$q_D = \lambda^{1/2} \left. \frac{\partial C_{mD}}{\partial y_D} \right|_{y_D=0} \quad (9)$$

We need to specify the initial and outlet (or outer) boundary conditions as follows :

$$C_D = C_{mD} = 0 \quad at \quad t_D = 0 \quad (10)$$

$$C_D = 0 \quad as \quad x_D \rightarrow \infty \quad (11)$$

$$C_{mD} = 0 \quad as \quad y_D \rightarrow \infty \quad (12)$$

The inner or inlet boundary condition must be specified based on the mode of injection. Tracer testing in fields is usually conducted as an instantaneous injection mode. In a recirculating tracer tests a certain amount of tracer mass, M , is instantaneously introduced into the fluid flux, Q , entering the reservoir from the injection well. Such an injection mode is called as spike injection or pulse injection or instantaneous injection. In addition, any fluid coming out of the production well is recirculated into the reservoir via injection well. Thus, the inner boundary condition in actual variables is specified as, the sum of pulse injection and any tracer coming out of the production well,

$$C(0, t) = \frac{M}{Q} \delta(t) + C(L, t) \quad (13)$$

2.1 Computation of Analytical Tracer Return Profiles

In appendix A, we show that the full solution in Laplace space is obtained as:

$$\bar{C}_D = \sum_0^\infty \exp \left(\left(1 - \sqrt{1 + 4 \left(s + \sqrt{\lambda s} \right)} \right) ((n x_{DL} + x_D) / 2) \right) \quad (14)$$

For a purely convective dispersive transport, assuming a single homogeneous linear flow path i.e. no interaction between the fracture and matrix the source term becomes zero and the solution in real space can be obtained using standard Laplace transform tables (see Appendix A):

$$C_D = \sum_0^\infty \frac{(n+1)x_{DL}}{2\sqrt{\pi t_D^3}} \exp \left(-\frac{((n+1)x_{DL} - t_D)^2}{4t_D} \right) \quad (15)$$

Note that Eq. 15 has been presented by Kocabas (1996).

For the inversion of the full single fracture model in Eq.17, we employ the iterated Laplace transform technique revived by Kocabas (2011). In appendix A, we show that the single fracture located in an infinite matrix solution is obtained as:

$$C_D = \sum_{n=0}^{\infty} \int_0^{t_D} \left\{ \frac{(n+1)x_{DL}}{2\sqrt{\pi\tau^3}} \exp\left(-\frac{((n+1)x_{DL}-\tau)^2}{4\tau}\right) - \frac{\sqrt{\lambda}\tau}{2\sqrt{\pi(t_D-\tau)^3}} \exp\left(-\frac{\lambda\tau^2}{4(t_D-\tau)}\right) \right\} d\tau \quad (16)$$

The solutions of Eq.15 and Eq.16 are plotted in Fig.1 and Fig.2 respectively. For comparison purposes the concentrations are converted to a new dimensionless concentration C_D^* , and dimensionless time is taken as pore volume injection, Q_i as follows.

$$x_{DL} = \frac{uL}{D} = \frac{t_d}{t_w}, \quad t_D = \frac{u^2 t}{D} = \frac{t_d}{t_w} Q_i \quad (17)$$

$$C_D = \frac{C}{(m/Q)(u^2/D)} = \frac{C}{(m/Q t_w)} \frac{t_w}{t_d}, \quad C_D^* = \frac{C}{(m/Q t_w)} \Rightarrow C_D^* = (t_d/t_w) C_D \quad (18)$$

Fig.1 exhibits that as the Peclet number decreases (more dispersive system) the oscillatory effect of recirculation decreases in a purely convective dispersive transport in a single fracture. Since the fracture is assumed to be isolated final level of concentration predicts the recirculating fluid volume.

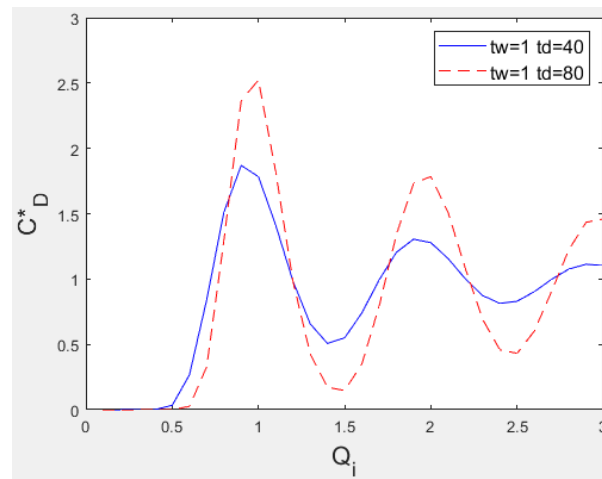


Figure 1: Normalized Tracer Return Profiles for an Isolated Fracture as a Function of Pore Volume Injected, Q_i

Fig.2 exhibits the influence of diffusion into the confining matrix. Its major influence is to smear the oscillations more and reduce the peak concentration value in the return profile.

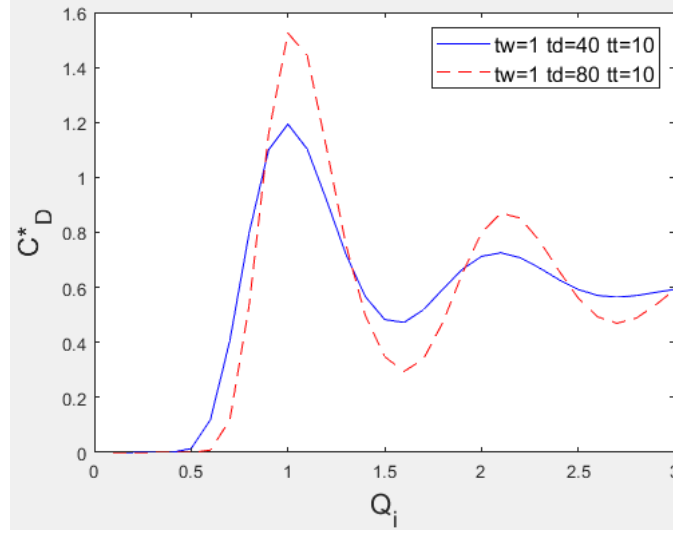


Figure 2: Normalized Tracer Return Profiles for an Single Fracture Located in an Infinite Matrix as Function of Pore Volume Injected, Q_i

2.1 Interpretation of Tracer Return Profiles and Parameter Estimation

Nonlinear curve fitting is a powerful tool for estimating the models parameters as well as determining the confidence intervals of the estimations.

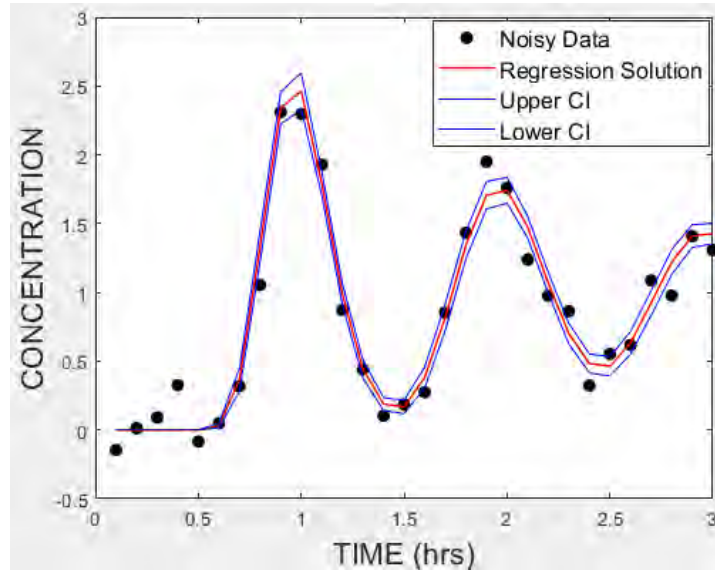
In appendix A, we also show that the actual concentration of Eq.15 in actual times and characteristic time parameters, the solution can be written as:

$$C = \frac{M}{Q} \sum_{n=0}^{\infty} \frac{(n+1)\sqrt{t_d}}{2\sqrt{\pi t^3}} \exp\left(-\frac{t_d((n+1)-t/t_w)^2}{4t}\right) \quad (19)$$

Similarly the solution in Eq.16 in terms of the actual concentration and time, and characteristic times the solution may be written as:

$$C = \frac{M}{Q} \sum_{n=0}^{\infty} \int_0^t \left\{ \begin{array}{l} \frac{(n+1)\sqrt{t_d}}{2\sqrt{\pi \tau^3}} \exp\left(-\frac{t_d((n+1)-\tau/t_w)^2}{4\tau}\right) \\ \frac{\tau/\sqrt{t_t}}{2\sqrt{\pi(t-\tau)^3}} \exp\left(-\frac{\tau^2/t_t}{4(t-\tau)}\right) \end{array} \right\} d\tau \quad (20)$$

Fig.3 and Fig.4 shows the simulated field data, generated by adding random noise to the theoretically produced values, matched using nonlinear regression routines MATLAB.



*Figure 3: Nonlinear Regression of Tracer Return Profiles
for an Isolated Fracture*

For the interpretation of return profiles via nonlinear regression of Eq. 19 and Eq.20 are plotted in Fig. 3 and Fig. 4. Fig.3 and Fig.4 show the estimated curves and parameter estimations with their 95% confidence intervals.

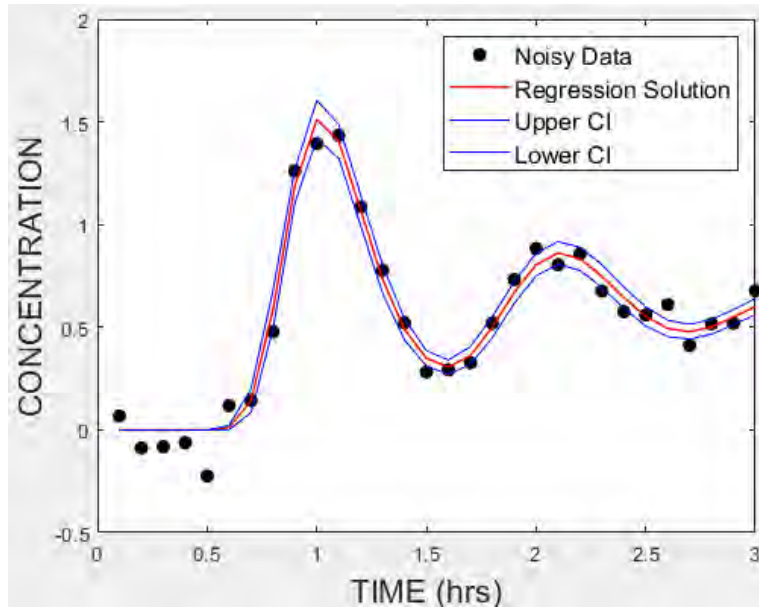


Figure 3: Nonlinear Regression of Tracer Return Profiles for an Isolated Fracture

Table 1 shows the parameter confidence intervals obtained through nonlinear regression applied to Eq. 19

Table 1: Confidence Intervals for Results in Fig.3 .

Parameter	Parameter Estimate	Lower Limit	Upper Limit
tw	0.9996	0.9897	1.0089
td	79.667	68.0929	84.4594

Table 2 shows the parameter confidence intervals obtained through nonlinear regression applied to Eq.20

Table 1: Confidence Intervals for Results in Fig.3 .

Parameter	Parameter Estimate	Lower Limit	Upper Limit
tw	0.9996	0.9661	1.0199
td	79.667	61.4747	91.3771
tt	10.468	6.0609	13.2282

Note that as expected for significantly varying profiles both width of confidence of interval estimated curves and the widths of parameter confidence intervals are smaller. Note also that for given confidence level the narrower the confidence interval the lesser the uncertainty in the estimates.

ACKNOWLEDGEMENT

MATLAB codes for computation of solutions and parameter estimations via nonlinear regression used in this work has been developed by Research Assistant Osman Unal, his efforts are thankfully acknowledged and appreciated.

REFERENCES

- Webster, D.S., Proctor, J.F. and Marine, I. W., 1964, Two-well Tracer Test in Fractured Crystalline Rock; U.S.Geol. Surv. Water Supply Pap., 1544-I, pp. 215-230.
- Pickens J.F. and Grisak G.E. 1981. Scale-dependent dispersion in a stratified granular aquifer. Water Resources Research, 17(4), 1191-1211
- Grove, D.B., and Beetem, W.A. 1971, Porosity and Dispersion Constant Calculations for a Fractured Carbonate Aquifer Using Two Well Tracer Method, Water Resources Res. Vol.7, pp.128-134.
- McCabe, J. W., Manning, M. R. and Barry, B. J.: "Tracer Tests-Wairakei," *Institute of Nuclear Sciences Report INS-R-275*, Dept. of Scientific and Industrial Research, Lower Hutt, New Zealand, (1980), Geothermal Circular WJMcC2.

Zuber, A.1985, Mathematical Models for the Interpretation of Environmental Isotopes in Groundwater Systems; Handbook of Environmental Isotope Geochemistry, Vol.2.P.Fritz and C. H. Fontes (Editors), Elsevier, Amsterdam, pp. 1-60, 1985.

Kocabas, I. 1990, Analysis of tracer and thermal transient during reinjection, PhD Thesis Petroleum Engineering Department, Stanford University, Stanford CA, USA

Kocabas, I. 1999. Multiwell Multitracer Recirculating Tracer Tests to Determine Hydrogeologic and Hydrochemical Parameters in Aquifer Remediation Studies,” Proceedings, the Second International Conference on Sustainability in Desert Regions, UAE University, Nov. 20-22, Al-Ain, UAE, pp.187-200

Zuber, A. 1983 “Models for Tracer Flow,” *Tracer Methods in Isotope Hydrology.Int. At. Energy Agency (I.A.E.A)*, Report TECDOD-291 Vienna, 67-112.

Nimmer, R.E., D.R. Ralston, A.H. Wylie, and G.S. Johnson, 2002, “Recirculating Tracer Test in Fractured Basalt, in Geology, Hydrogeology, and Environmental Remediation: Idaho National Engineering and Environmental Laboratory, Eastern Snake River Plain, Idaho,” Geological Society of America Special Paper 353.

Matsunaga, I. et al. 2002. Reservoir Monitoring by Tracer Testing During a Long-Term Circulation Test at the Hijiori HDR Site. Proc., Twenty-Seventh Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford U., Stanford, California, 101.

Matsunaga, I., Tao, H., and Kimura, A. 1996. Preliminary Characterization of the Hijiori HRD Deeper System by Fluid Geochemistry and Tracer Experiments of a One-Month Circulation Test. Proc., Third International HDR Forum, Santa Fe, New Mexico, 25–26.

Kocabas, I., 2010, Application of Iterated Laplace Transformation to Tracer Transients in Heterogeneous Porous Media, J. Franklin Institute, doi:10.1016/j.jfranklin.2010.04.002

Zarrouk, S.J., Hogartha, R.A. 2015, Numerical model of the Habanero geothermal reservoir, Australia Ella MaríaLlanosa, Geothermics 53 () 308–319

Bjarkason, E. K., 2014, Predicting thermal drawdown in geothermal systems using interwell tracer tests, Master of Science Thesis, Faculty of Earth Sciences University of Iceland
Faculty of Earth Sciences University of Iceland

Burbery, L F., Flintoft, M. J and. Close, M. E. 2013, Application of the re-circulating tracer well test method to determine nitrate reaction rates in shallow unconfined aquifers, Journal of Contaminant Hydrology 145 1–9

APPENDIX A: DERIVATION OF SOLUTIONS TO THE SINGLE FRACTURE MODEL

The Laplace transform application reduce Eq 6 and Eq.7 are obtained as:

$$\frac{\partial^2 \bar{C}_D}{\partial x_D^2} - \frac{\partial \bar{C}_D}{\partial x_D} + \lambda^{1/2} \frac{\partial \bar{C}_{mD}}{\partial y_D} \bigg|_{y_D=0} - s \bar{C}_D = 0 \quad (A1)$$

$$\frac{\partial^2 \bar{C}_{mD}}{\partial y_D^2} - s \bar{C}_{mD} = 0 \quad (\text{A2})$$

Solving A2 with boundary conditions given by Eqs. 8, 9 and 11, one can obtain its derivative at fracture matrix interface:

$$\left. \frac{\partial \bar{C}_{mD}}{\partial y_D} \right|_{y_D=0} = -\sqrt{s} \bar{C} \quad (\text{A3})$$

The solution of Eq. A1 in Laplace space, can be obtained excluding the application of inner boundary condition:

$$\bar{C} = A \exp \left(\left(1 - \sqrt{1 + 4(s + \sqrt{\lambda s})} \right) (x_D / 2) \right) \quad (\text{A4})$$

We can write the inner boundary condition given by Eq. 13 in terms of dimensionless time as follows:

$$C_D(0, t_D) = \delta(t_D) + C_D(x_{DL}, t_D) \quad \text{at} \quad x_D = 0 \quad (\text{A5})$$

Applying the inlet boundary condition, A5, in Laplace space, we obtain:

$$1 + A \exp \left(\left(1 - \sqrt{1 + 4(s + \sqrt{\lambda s})} \right) (x_{DL} / 2) \right) = A \quad (\text{A6})$$

Solving for A and substituting it into A4, the solution in Laplace space becomes

$$\bar{C}_D = \frac{A \exp \left(\left(1 - \sqrt{1 + 4(s + \sqrt{\lambda s})} \right) (x_D / 2) \right)}{\left\{ 1 - \exp \left(\left(1 - \sqrt{1 + 4(s + \sqrt{\lambda s})} \right) (x_{DL} / 2) \right) \right\}} \quad (\text{A7})$$

One can expand the denominator of Eq. A7 using binomial series to obtain the final solution in Laplace space:

$$\bar{C}_D = \sum_0^{\infty} \exp \left(\left(1 - \sqrt{1 + 4(s + \sqrt{\lambda s})} \right) ((nx_{DL} + x_D) / 2) \right) \quad (\text{A8})$$

For a purely convective dispersive transport, assuming a single homogeneous linear flow path i.e. no interaction between the fracture and matrix the source term becomes zero and the solution reduces to:

$$\bar{C}_D = \sum_0^{\infty} \exp \left(\frac{nx_{DL} + x_D}{2} \right) \exp \left(-(nx_{DL} + x_D) \sqrt{1/4 + s} \right) \quad (\text{A9})$$

The inversion of A9 is obtained using standard Laplace transform tables as:

$$C_D = \sum_0^{\infty} \exp \left(\frac{nx_{DL} + x_D}{2} \right) \frac{nx_{DL} + x_D}{2\sqrt{\pi t_D^3}} \exp \left(-\frac{(nx_{DL} + x_D)^2}{4t_D} \right) \exp(-t_D / 4) \quad (\text{A10})$$

Mostly the tracer return profiles are measured in the production well thus setting $x=L$, and rearranging A16 becomes:

$$C_D = \sum_0^{\infty} \frac{(n+1)x_{DL}}{2\sqrt{\pi t_D^3}} \exp\left(-\frac{((n+1)x_{DL}-t_D)^2}{4t_D}\right) \quad (A11)$$

Since mostly the interpretations are carried out using actual time and concentration instead of the dimensionless parameters, we can rewrite the solution in terms of characteristic parameters, and real time as follows. First let's rewrite the actual concentration

$$C = (M/Q) (u^2/D) C_D = (M/Q) (t_d/t_w^2) C_D \quad (A12)$$

Also writing the dimensionless time and distance in characteristic times

$$t_D = u^2 t / D = \frac{t_d}{t_w^2} t, \quad x_{DL} = uL / D = \frac{t_d}{t_w} \quad (A13)$$

$$C = \frac{M}{Q} \sum_0^{\infty} \frac{(n+1)\sqrt{t_d}}{2\sqrt{\pi t^3}} \exp\left(-\frac{t_d((n+1)-t/t_w)^2}{4t}\right) \quad (A14)$$

Before inverting into real space, Eq.A11 is rearranged as:

$$\bar{C}_D = \sum_0^{\infty} \exp\left(\frac{nx_{DL} + x_D}{2}\right) \exp\left(-(nx_{DL} + x_D)\sqrt{1/4 + s + \sqrt{\lambda s}}\right) \quad (A15)$$

The solution is obtained using iterated Laplace transform which is applied in two steps and then a convolution is applied. The first inversion relation yields:

$$C_D = \sum_0^{\infty} \int_0^{t_D} \left\{ \frac{(n+1)x_{DL}}{2\sqrt{\pi \tau^3}} \exp((n+1)x_{DL}/2) \exp(-\tau/4) \exp\left(-\frac{(n+1)^2 x_{DL}^2}{4\tau}\right) \right. \\ \left. \exp(-\tau\sqrt{\lambda s}) \right\} d\tau \quad (A16)$$

The final inversion may be written convolutions of two functions g_1 and g_2 defined as

$$C(\tau, t_D - \tau) = \sum_0^{\infty} \int_0^{t_D} g_1(\tau) g_2(\tau, t_D - \tau) d\tau \quad (A17)$$

Where

$$g_1(\tau) = \exp\left(\frac{(n+1)x_{DL}}{2} - \frac{\tau}{4}\right) \frac{(n+1)x_D}{2\sqrt{\pi \tau^3}} \exp\left(\frac{-(n+1)^2 x_D^2}{4\tau}\right) \quad (A18)$$

and

$$g_2(\tau, t_D - \tau) = L^{-1} \frac{1}{s} \exp(-\tau\sqrt{\lambda}\sqrt{s}) \quad (A19)$$

Again using standard Laplace transform tables, we obtain

$$g_2(\tau, t_D - \tau) = \frac{\tau\sqrt{\lambda}}{2\sqrt{\pi}(t_D - \tau)^3} \exp\left(-\frac{\tau^2 \lambda}{4(t_D - \tau)}\right) \quad (A20)$$

Substituting A1 and A20 into A17 yields:

$$C_D = \sum_0^\infty \int_0^{t_D} \left\{ \frac{(n+1)x_{DL}}{2\sqrt{\pi\tau^3}} \exp\left(-\frac{((n+1)x_{DL}-\tau)^2}{4\tau}\right) - \frac{\sqrt{\lambda} \tau}{2\sqrt{\pi(t_D-\tau)^3}} \exp\left(-\frac{\lambda\tau^2}{4(t_D-\tau)}\right) \right\} d\tau \quad (\text{A21})$$

We can rewrite the solution in terms of characteristic parameters in A13 and A22, actual concentrations in A12 and real time as follows:

$$\lambda = \frac{\phi_m D_m D}{b^2 u^2} = \frac{D}{t_i u^2} = \frac{t_w^2}{t_i t_d} \quad (\text{A22})$$

In addition making a change of variable

$$\tau = u^2 t / D \Rightarrow t = \frac{D}{u^2} \tau \Rightarrow d\tau = \frac{u^2}{D} dt, \quad \frac{D}{u^2} d\tau = dt, \quad \tau = 0 \Rightarrow t = 0, \quad \tau = t_D \Rightarrow t = t \quad (\text{A23})$$

$$C_D = \sum_0^\infty \int_0^t \frac{t_w^2}{t_d} \left\{ \frac{(n+1)\sqrt{t_d}}{2\sqrt{\pi\tau^3}} \exp\left(-\frac{t_d((n+1)-\frac{\tau}{t_w})^2}{4\tau}\right) - \frac{\tau / \sqrt{t_i}}{2\sqrt{\pi(t-\tau)^3}} \exp\left(-\frac{\tau^2 / t_i}{4(t-\tau)}\right) \right\} d\tau \quad (\text{A24})$$

$$C = \frac{M}{Q} \sum_{n=0}^\infty \left\{ \int_0^t \frac{(n+1)\sqrt{t_d}}{2\sqrt{\pi\tau^3}} \exp\left(-\frac{t_d((n+1)-\tau/t_w)^2}{4\tau}\right) - \frac{\tau / \sqrt{t_i}}{2\sqrt{\pi(t-\tau)^3}} \exp\left(-\frac{\tau^2 / t_i}{4(t-\tau)}\right) \right\} d\tau \quad (\text{A25})$$

Dikili Jeotermal Sahasının Sayısal Simülasyonu

Can Polat¹, Tuğbanur Özen Balaban², İbrahim Kocabaş¹

¹İzmir Katip Çelebi Üniversitesi, Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Bölümü, İzmir

²İzmir Katip Çelebi Üniversitesi, Merkezi Araştırma Laboratuvarları Uygulama ve Araştırma Merkezi, İzmir

ÖZ

Bu çalışma da Dikili jeotermal sahasının potansiyelini kavramak ve buna bağlı olarak uygun bir üretim ve enjeksiyon programı oluşturmak için TOUGH2 yazılımıyla simülasyon çalışmaları yapılmıştır. Önce literatürden derlenen jeolojik, hidrojeolojik ve jeokimyasal verilerle sahanın kavramsal bir modeli oluşturulmuştur. Ardından kavramsal model temeli üzerine dinamik sayısal model kurulmuştur. Dinamik sayısal model, sahada ölçülen basınç ve sıcaklık değerleri ile simülasyon sonuçları arasında uygun bir eşleşme elde edilene kadar yenilenmiştir. Bu eşleştirme ve model yenileme hidrojeolojide model kalibrasyonu, petrol mühendisliğinde ise tarihi (veri ve model) karşılaştırma olarak adlandırılır. Bu model teyidinden sonra, en son karar kılınan model, toplam debilerin ve enjekte edilen suyun entalpisinin aynı olduğu üç farklı üretim ve enjeksiyon senaryosunda kullanılmıştır. Yapılan senaryo simülasyonlarında üretimin sıcak suyun yükseldiği alanda yoğunlaşması, soğuk su enjeksiyonunun ise sıcak suyun yükseldiği bölgeden daha uzakta ve mevcut fay sınırına yakın alanlarda yapılması ile elde edilen enerji kurtarımının, mevcut üretim ve enjeksiyon konumlarının korunmasıyla elde edilen enerji kurtarımından daha büyük olduğu görülmüştür. Buna ek olarak, soğuyan suyun alçaldığı bölgeye yapılan (daha önceden yapılmamış) derin enjeksiyon durumunda ise, enerji kurtarımı çok daha büyük olmuştur. Bu tasarım ile üretim kuyularının sıcaklıkları ve basınçlarındaki düşme yaklaşık 12 yıllık bir geçiş döneminden sonra düşük bir seviyede kalmıştır. Bu senaryo sahadan enerji üretiminin en az 50 yıl boyunca sürdürülebilir olacağını göstermiştir.

1. GİRİŞ

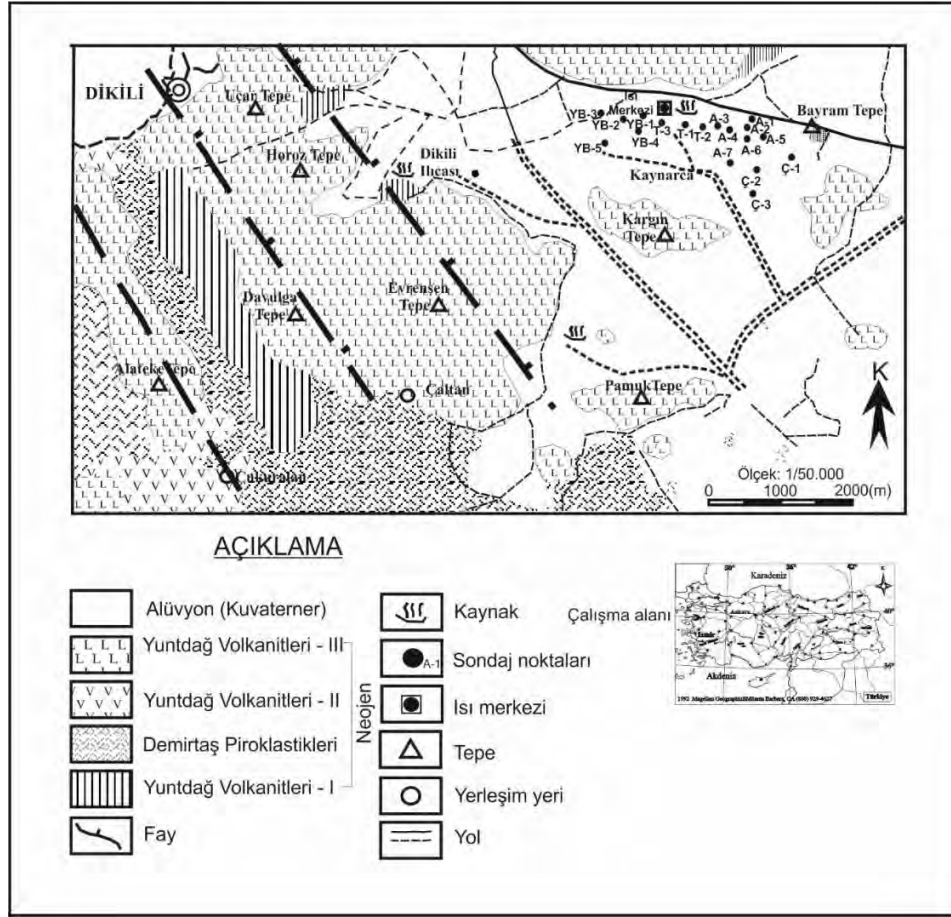
Oluşum nedeni açısından jeotermal sistemler iki gruba ayrılabilirler a. Isıl sokulumların (mağma sokulumu) sonucu oluşan sistemler b. Yapısal jeolojinin gereği olarak gelişen sistemler. Bu sistemlerde yapısal jeolojinin ürünü olan çatlak ve fay sistemleri meteorik suların derinlere inerek ısınmasını ve jeotermal akışkan olarak yüzeye doğru yükselmesini sağlarlar. Ülkemizde özellikle Ege bölgesinde bulunan jeotermal sahaların tamamı yapısal jeolojiye bağlı olarak gelişen sahalarlardır. Ancak bu sahaların fay sistemleri ve ısı kaynak özellikleri birbirinden farklı oldukları için, bu özellikler doğru belirlenemedikleri durumlarda jeotermal sahanın yanlış işletilmesi söz konusu olabilir. Yanlış işletimlerin en önemli sonucu rezervuarlarda çok erken ve çok önemli ısıl bozunumlara yol açmasıdır. Özellikle Ege bölgesindeki gibi karmaşık sistemlerde jeotermal akışkanın taşınımını ve rezervuardaki fiziksel değişim süreçlerini doğru kestirmek büyük önem taşır. Bu nedenle jeotermal sistemlerin gerçekçi bir sayısal modellenmesinin yapılabilmesi aynı derecede önemlidir. Çünkü değişik üretim senaryolarına bağlı olarak jeotermal rezervuarın uzun dönemli performansının kestirilmesi ve saha işletiminin tasarlanması ancak hassas bir sayısal model ile gerçekleştirilebilir. Bu çalışma, Dikili ilçesine yaklaşık 8 km uzaklıkta olan Dikili-Kaynarca jeotermal sahasının sayısal modelleme ile değerlendirilmesi ve güvenli geri basım planlamasını içermektedir. Çalışmada önce rezervuar alanındaki jeotermal sistemin jeolojik,

hidrojeolojik ve jeokimyasal verileri değerlendirilerek jeotermal alanın kavramsal modeli oluşturulmuştur. Kavramsal model Petrasim ile sayısal modele dönüştürülmüş, ve bu model TOUGH2'nin dinamik akış ve taşınım denklemleriyle donatılmıştır. TOUGH2 kullanılarak saha için en uygun üretim ve enjeksiyon profilini oluşturmaya ve sahanın potansiyelini kavramaya yönelik simülasyon çalışmaları yapılmıştır.

2. JEOLojİ VE HİDROJEOLojİ

Sondajların bulunduğu Kaynarca bölgesi, K-G yönlü gerilmenin etkisi altında D-B yönlü oluşmuş grabenlerden biri olan Dikili-Bergama içerisinde yer almaktadır. Grabeni sınırlandıran D-B yönlü normal faylar, meteorik kökenli jeotermal akışkanın beslenimi ve yüzeye ulaşımında rol oynamaktadırlar (MTA-JICA, 1987; Özen, 2002).

Çalışma alanında geniş yayılım sunan birim Kuvaterner yaşlı alüvyondur. Alüvyon altında gözlenen Üst Miyosen-Pliyosen yaşlı Yuntdağ volkanitleri, genellikle dasit, riyodasit ve tüflerden oluşur ve volkanik aktivitenin sonuna doğru andezitik lavlar, aglomeralarla karakterize olmuşlardır. Pliyosen yaşlı Demirtaş piroklastikleri altere olmamış felsik piroklastikler, dasit lav, andezit, ignimbirit ve volkanik çakıllar içerir. Kaynarca civarındaki depresyon zonunda çok ince çökeller olarak gözlenir. Yuntdağ Volkaniti II'nin bazaltları ve andezitleri tarafından doğrudan örtülmektedir. Bu kayalar Yuntdağ volkaniti-I ve III'den kolayca ayırt edilebildiği için bölgenin jeolojik yapısını ve jeolojik gelişimini açıklayan bir anahtar tabaka görevi görürler (MTA-JICA, 1987; Şekil 1). Yuntdağ volkanitleri hidrotermal alterasyon içermesi, soğuma çatlakları, akma yapıları ve tektonik kırıklar nedeniyle sıcak suların büyük bir çoğunluğunun hazne kayasını oluştururlar. Çalışma alanının güney doğusunda Zeytindağ civarında gözlenen Üst Miyosen yaşlı Soma Formasyonu, killi kireçtaşı, kil, marn, miltaşı, tüfit, kumtaşı, çakıltası ardaşmasından oluşur ve Yuntdağ volkanitleri ile yatay ve düşey yönde geçişlidir. Soma Formasyonu'nun, Kaynarca jeotermal sistemi çevresinde örtü kayaç özelliğinde olduğu tahmin edilmektedir (MTA-JICA, 1987). Volkanik ve tektonik hareketlerin birleşimi ile yüzeye yaklaşmış olan magma jeotermal sistemin ısı kaynağıdır. Termal suların ısı, magmadan yüzeye doğru akan ısı iletim (thermal conduction) sebebiyle oluşmaktadır (MTA_JICA,1987).



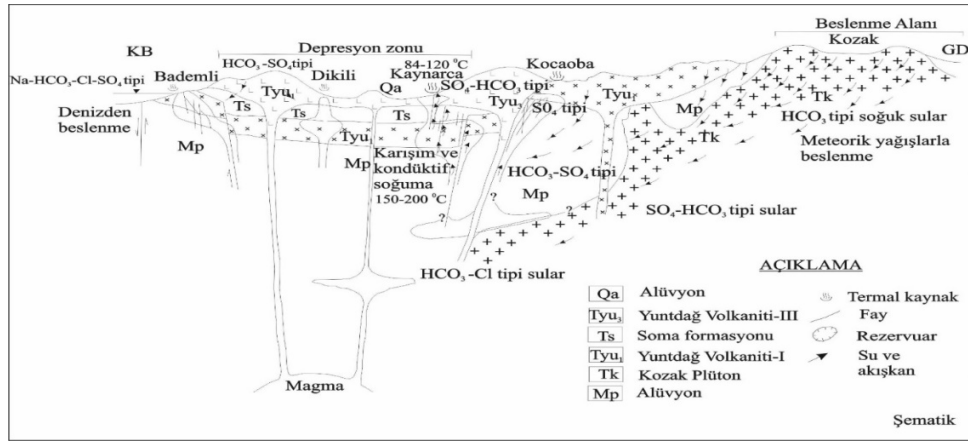
Şekil 1. Çalışma alanının jeolojisi ve termal sondajların yeri (MTA_JICA, 1987 değiştirilerek)

Dikili jeotermal alanlarının yer aldığı KB-GD yönlü oluşturulmuş kavramsal modelde, jeolojik, hidrojeolojik ve izotopik sonuçların ışığında beslenme zonu bölgenin kuzey doğusundaki Kozak yükseltisidir (Şekil 2). Bölgedeki termal sular Kozak yükseltisinden beslenmekte olup kırık ve faylar boyunca yeraltına süzülen meteorik suların derinlerde ısınarak, tektonik hatlar boyunca tekrar yüzeylediği devirli sistem özelliğindedirler. Farklı derinliklerden gelen termal suların kimyasal analizleri $\text{Na-SO}_4\text{-HCO}_3$ su tipini göstermektedirler. Soğuk sular ise Na-Ca-SO_4 su tipinde olup, genellikle maden suyu özelliğindedirler (Özen, 2002; Özen vd, 2008). Termal ve soğuk suların farklı derinliklerde karıştığı ve kondüktif soğuma etkisinde olduğu öngörülmektedir (MTA-JICA, 1987; Özen, 2002). Kaynarca jeotermal alanı için çeşitli jeotermometrelerle hesaplanan rezervuar sıcaklıkları genel olarak 150-200 °C arasındadır (MTA-JICA, 1987; Özen, 2002; Parlaktuna ve Avşar, 2015).

3. SAHANIN SAYISAL MODELLENMESİ

Literatürde değişik jeotermal sahalar için geliştirilmiş birçok sayısal model bulunmaktadır (Feather ve ark., 2013; Butler ve ark., 2000; Kaya ve ark., 2014; Ratouis ve ark., 2015; Porras ve ark., 2007; Turalı ve Şimşek, 2017). Franco A. ve Vaccaro M. (2014) yaptıkları çalışmada 2014'e

kadar geliştirilen ve kullanılan jeotermal saha modellerinin özelliklerini bir tablo halinde özetlemiştir. Bu tablodan modellerin alanlarının genel olarak 45 km² ile 600 km² arasında



Şekil 2. Dikil jeotermal alanlarının kavramsal modeli (MTA_JICA, 1987 değiştirilerek)

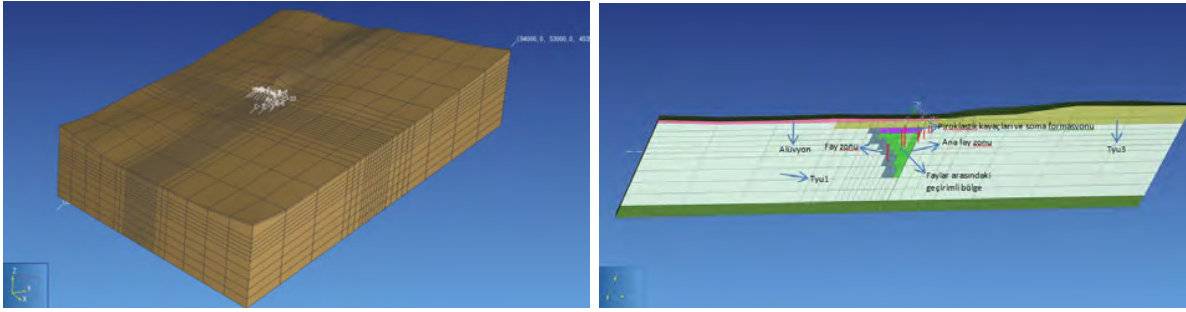
kalınlıklarının ise 0.7 km ile 6 km arasında değiştiği görülmektedir. Genel olarak modellerin üst kısmında sıcaklık ve basınç sabit tutulmuş, alt kısımdan ise ısı ve kütle enjeksiyonu yapılmıştır. Alt kısımdan kütle enjeksiyonunun yapılmadığı sadece ısı girişinin varsayıldığı örnekler de mevcuttur. Örneğin Vogt ve diğerleri (2013) yaptıkları çalışmada düşük geçirgenlikli tuz ve şeyl katmanlarının dikey sıvı akışını engellediğini bu yüzden alt tabakadan yapılan kütle şarjının doğal sıcaklık dağılımını önemli ölçüde etkilemediğini belirtmişlerdir. Bundan ötürü sadece ısı enjeksiyonu yapılmıştır. Modellerin yanal sınırlarının belirlenmesinde ise O'Sullivan ve ark., (2000) aşağıdaki stratejiyi önermektedir. "Genel olarak, model sınırlarının üretim ve enjeksiyon bölgelerinden yeterince uzak tutulması tavsiye edilir, böylece sınır koşullarının seçimi, modelin performansını projenin simüle edilen ömrü boyunca önemli ölçüde etkilemez." "Bazı modelciler akışsız (ısı ve/veya kütle) sınır koşullarını uygularken, diğerleri arka plan doğrusal sıcaklıkları ve hidrostatik basınçlarını veya diğer sabit sıcaklık ve basınç "açık" sınır koşullarını uygulamışlardır."

Dikili jeotermal sahası, Petrasim arayüzü aracılığıyla TOUGH2 (bir, iki ve üç boyutlu gözenekli ve çatlaklı ortamlarda çok bileşenli, çok fazlı akışkanların izotermal olmayan akışları için geliştirilmiş simülasyon programı) kullanılarak modellenmiştir.

Durum eşitliği modülleri (Equation-of-state modules), akışkanların termofiziksel özelliklerini bulmak için kullanılır. Bu çalışmada, sıvı, buhar ve iki fazlı durumlarında sadece su içeren modeller için geliştirilen durum eşitliği 1 (EOS1) modülü kullanılmıştır.

Sahanın üç boyutlu modelinde, blok sayısı sırasıyla x ve y yönlerinde 30 ve 24'dür. Z yönündeki katman sayısı ise 13'tür (Şekil 3). Katmanların x-y düzlemindeki izdüşümleri 99 km²'lik bir alanı kapsamaktadır. X yönündeki blok uzunlukları 100-1000 m aralığında değişmektedir. Y yönündeki blok uzunlukları ise 5-1000 m aralığında değiştirilmiştir. Model 2000 m derinliğe kadar uzanır. Kayaç özellikleri programın materyaller bölümünde tanımlanmıştır. Bir bloğun kayaç özellikleri, bu bloğa bir materyal atanarak belirlenir. Sahada yer alan her formasyon için spesifik bir materyal tanımlanmış (Tablo 1) ve daha sonra bu materyaller modeldeki ilgili bloklara atanmıştır.

Sahayı dikey yönde sınırlandırmak için sabit sıcaklıklı ve sıfır geçirgenlikli iki kavramsal katman modelde üst ve alt katmanlar olarak yer almıştır. Üst katman atmosferin soğutma alt katman ise sığ derinlikli magmanın ısıtma etkilerini yansıtması için oluşturulmuştur. Modelde, kavramsal üst modelin altında yer alan alüvyon ve Tyu3'ü (Yuntadağ volkanitleri III) temsil eden bloklar belirli bir derinliğe kadar yer alır. Aktif üretken sahanın yanal sınırlarını oluşturan iki büyük fay arasında yer alan piroklastik kayalar ve Soma Formasyonu'nu temsil eden bloklar, modelin küçük bir bölümünü oluşturmaktadır. Bu bloklar düşük geçirgenliğe sahip oldukları için örtü kayaç işlevini görürler. Tyu1 (Yuntadağ volkaniti I)'i temsil eden bloklar ise modelin büyük bir kısmını oluşturmaktadır. Sahadaki kuyuların çoğunun kestiği ana fayı temsil eden blokların genişliği ise 5 m'dir (Şekil 3). Hiçbir üretken kuyunun kesmediği diğer fay ise 100 m'lik geniş bloklarla temsil edilmiştir. Ana fay kavramsal alt tabaka derinliğine kadar uzandığı halde yan fay daha küçük derinliklerde kesilmekte ve kavramsal alt tabakaya erişmemektedir.



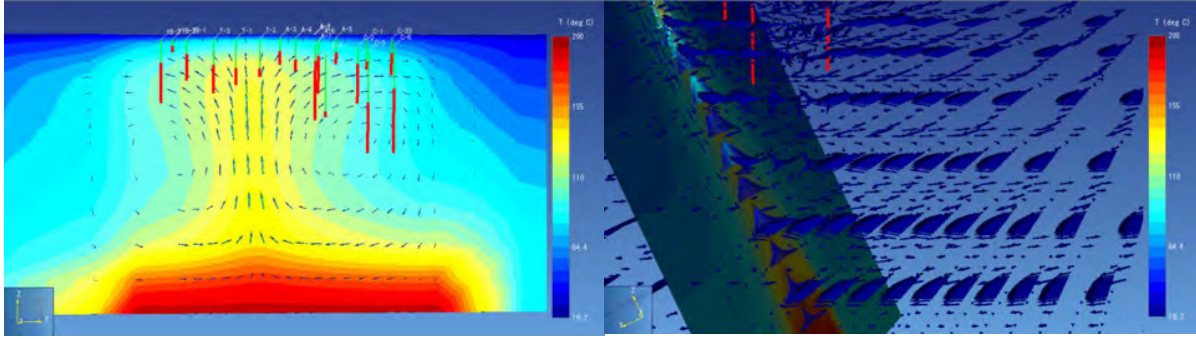
Şekil 3. Dikili jeotermal sahasının modeli ve modelin arakesiti

Modelde kuyuların yoğun olarak bulunduğu bölgelerde kuyu değerlerinin tahminlerini daha doğru yapabilmek için grid boyutları düşük, kuyulardan uzak olan bölgelerde ise hesap süresini etkileyen bir faktör olan grid sayısını düşük tutabilmek için grid boyutları yüksek tutulmuştur. Kuyuların çoğunun doğrudan bağlantılı olduğu ana fayı daha doğru bir şekilde tanımlamak için, model koordinatlarından x eksenini fayın doğrultu hattına ve z eksenini ise fayın eğim yönüne paralel olacak şekilde konumlandırılmıştır. Sahadaki kuyuların yeni koordinatları trigonometrik fonksiyonlar kullanılarak belirlenmiştir. Petrasim simülatörünün talep ettiği gravite yön kosinüslerin değerleri ile ilk durumu tanımlamak için kullanılan sıcaklık ve basınç fonksiyonları da yeni koordinatlara uygun olarak değiştirilmiştir.

En alt tabakada aktif sahayı çevreleyen kısım 200 °C'lik sabit sıcaklıktaki bloklardan bunun dışında yer alan kısımlar ise sıcaklığı jeotermal gradyenle belirlenen bloklardan oluşmaktadır. Atmosferin soğutma etkisini yansıtılabilmesi için konulan kavramsal üst tabaka ise yaklaşık 25 °C'lik sabit sıcaklığa sahip bloklardan oluşmaktadır. Bu modelle yapılan simülasyonlar sonucunda, fay zonunu temsil eden bölgenin çok yüksek bir geçirgenliğe sahip olmasından ötürü fay boyunca yoğun bir dolaşım ve yüksek ısınma gözlemlenmiştir (Şekil 4). Ayrıca simülasyon çalışmalarıyla dolaşım sırasında sıcak suyun, yükseltisi fazla olan ve/veya yüksek geçirgenliğe sahip bölgelere doğru yükselme eğiliminde olduğu ve soğuyan suyun ise yükseltisi az olan ve/veya düşük geçirgenliğe sahip bölgelerde alçalma eğiliminde olduğu tespit edilmiştir.

Dikili jeotermal sahasının üretim ve soğuma özellikleri bu sahanın dolaşım egemen bir saha olduğuna işaret etmektedir. Simülasyon çalışmalarında sıcak ve soğuk su girişlerine izin verildiğinde bu girişlerin daha önce var olan dolaşımı bozduğu tespit edilmiştir. Soğuk ve sıcak su girişleriyle sahada gözlenen sıcaklık farkları elde edilememiştir. Bu farklar ancak dolaşım ile

elde edilebilmiştir. Bu yüzden model üzerinde su girişi ve çıkışı tanımlanmasına gerek kalmamıştır.



Şekil 4. Kararlı durumun oluşmasından sonra elde edilen ana fay zonundaki sıcaklık dağılımı ve suyun akış yönü ve üretim aşamasında suyun akış yönü

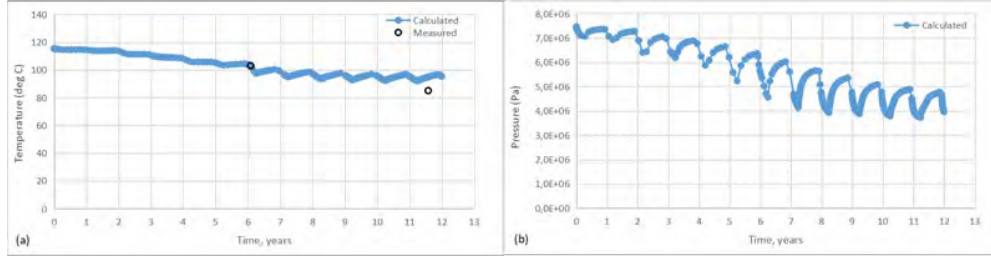
Gözenekliliğin dolaşım üzerindeki etkisinin çok düşük olduğu gözlemlendiği için, tarihsel eşleştirme işlemi sırasında blokların gözenekliliği modifiye edilmemiş ve 0.1'de sabit tutulmuştur. Bu değer, JICA'nın raporunda da sunulmuş Tyu1 formasyonundan alınmış kayaç örneklerinin ölçülmüş gözeneklilik değerlerine yakındır ve ayrıca sahanın büyük bir kısmını kapsayan andezitin gözenekliliğinin bu değere yakın olabileceği yapılan literatür taramasında da gözlemlenmiştir (Farquharson ve ark., 2015) (Klein ve ark., 1983) (Zou, 2013). Bunun dışında, Tyu1 ve Tyu3'ün termal iletkenliği için JICA raporunda belirtilen değerler kullanılmıştır. Başlıca materyallerin geçirgenlik ve alüvyonu temsil eden blokların ısı iletkenlik değerleri değiştirilerek tarihsel eşleştirme yapılmıştır (Tablo 1).

Tablo 1. Materyal Özellikleri

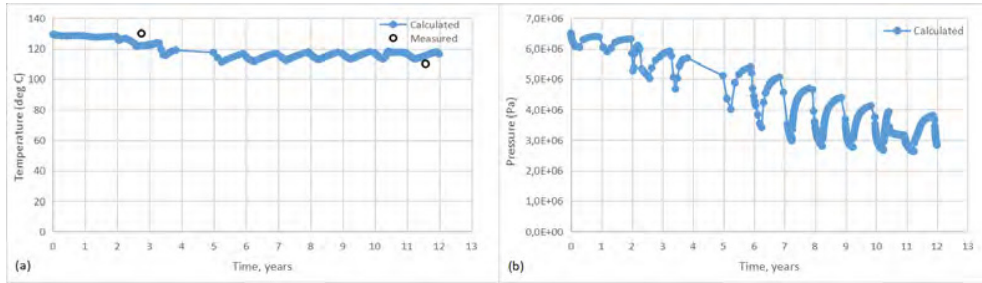
	Özkütle (kg/m ³)	Gözeneklilik	Geçirgenlik (m ²)	Isı İletkenliği (W/(m.K))	Özgül Isı (J/(kg.K))
Alüvyon	2300	0.1	5E-15	1.5	1000
Tyu1	2300	0.1	5E-15	5.5	1000
Tyu3	1500	0.1	5E-14	3.3	1000
Piroklastik K. ve Soma F.	2300	0.1	3E-16	5.5	1000
Ana Fay zonu	2300	0.1	6E-12	5.5	1000
Fay zonu 2	2300	0.1	5E-13	5.5	1000
Faylar Arasındaki Bölge	2300	0.1	5E-14 - 1E-13	5.5	1000

Üretime geçmeden önce sistemin yukarıda bahsedilen özelliklerle doğal durumda dengeye ulaşması sağlanmıştır. Bu yüzbinlerce yılı kapsayan bir süreç olabilir ve bu işlem “Natural State Modeling” olarak bilinmektedir. Bu işlem esnasında, modifiye edilecek model için modifikasyondan önce hesaplanan basınç ve sıcaklık değerleri başlangıç basınç ve sıcaklık değerleri olarak alınmıştır. Bu sayede kararlı duruma daha kısa sürede ulaşılmıştır.

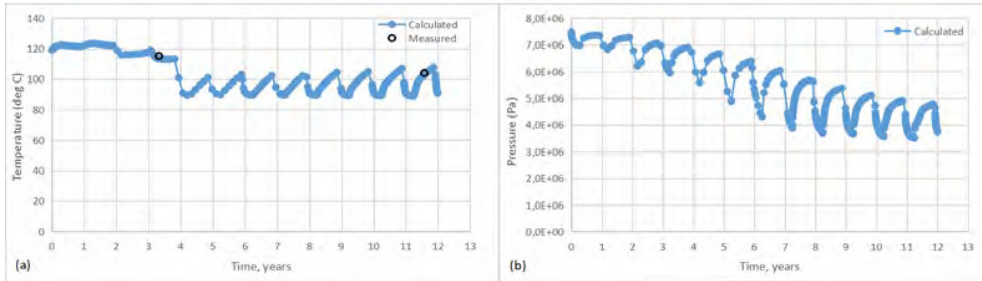
Şekil 5-7 derinlikleri sırasıyla 403 m, 356 m ve 420 m olan YB-1, T-2 ve A-4 kuyularının zamana göre ölçülmüş ve hesaplanmış sıcaklık ve kuyu dibi blok basınç değerlerini göstermektedir. Avşar (2014) tarafından hazırlanan etüt raporuna göre üretimin yaklaşık 11. yılında YB-1 ve A-4 kuyularındaki statik su seviyesi sırasıyla yaklaşık olarak 2 m ve 3.5 m'dir. T-2 ise artezyen kuyusudur. Bu seviyeler kullanılarak hesaplanabilecek kuyu dibi basınçlarının aynı zamandaki kuyu dibi blok basınç değerlerine yakın olduğu görülmektedir.



Şekil 5. YB-1 kuyusunun zamana göre sıcaklık ve blok basınç değerleri



Şekil 6. T-2 kuyusunun zamana göre sıcaklık ve blok basınç değerleri

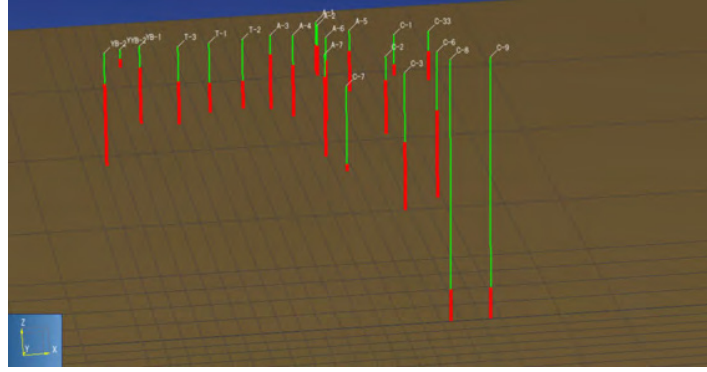


Şekil 7. A-4 kuyusunun zamana göre sıcaklık ve blok basınç değerleri

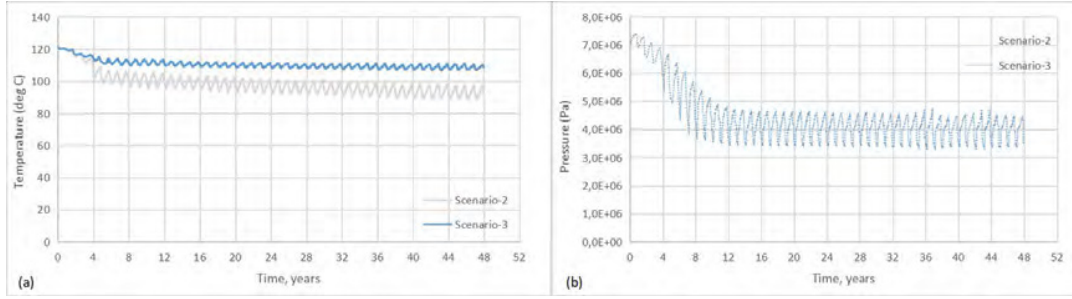
4. ÜRETİM VE ENJEKSİYON SENORYOLARININ YORUMLANMASI

Dikili jeotermal sahası için uygun üretim ve enjeksiyon profili oluşturma amacıyla üç farklı senaryo üretilmiştir. Her üç senaryoda da simülasyon süresi 48 yıldır ve toplam üretim ve enjeksiyon miktarları ve sahaya enjekte edilen suyun entalpisi aynıdır. Her üç senaryonun da başlangıç tarihi sahanın üretimine başlanıldığı tarih olarak belirlenmiştir. Senaryo-1'de tarihsel eşleştirme işlemine kullanılan üretim ve enjeksiyon debileri yeniden kullanılmıştır. Senaryo-2'de ise Senaryo-1'deki bazı kuyuların üretim ve enjeksiyon debileri farklı kuyulara aktarılmıştır. Bunun sonucunda enjeksiyon fay zonunun doğu ve batı kesimlerinde üretim ise T ve A ile adlandırılan kuyuların bulunduğu ve doğal durumda dolaşım esnasında derinde ısınan suyun yükseldiği bölgede yoğunlaştırılmıştır. Senaryo-3'de iki tane yeni enjeksiyon kuyusu (C-8 ve C-

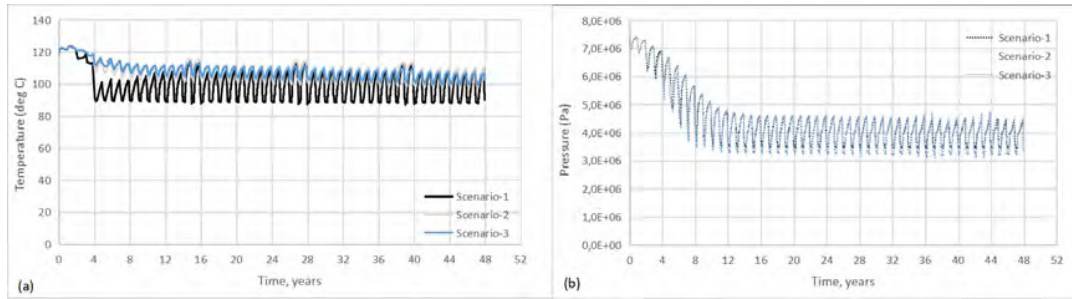
9) eklenmiştir (Şekil 8). Bu kuyular ana fay zonunun doğu sınırının yakınında bulunmakta ve fay zonunu yaklaşık 1300 m’de kesmektedir. Fay zone dışındaki gerçek geçirgenlik bilinmediği için enjeksiyon fay zonunu hedefleyen noktalarda yapılmıştır. Bu kuyulardaki perferasyon ise 1200 ile 1500 m aralığındadır. Senaryo-2’de YB2 kuyusundan enjekte edilen su C-9 kuyusuna C-1, C-33 ve A-5 kuyularına enjekte edilen su ise C-8 kuyusuna aktarılmıştır (Tablo 2). Böylece enjeksiyon fay zonunun doğu kesminden ve yoğunluklu olarak derinden gerçekleştirilmiştir. Şekil 9 ve 10 sırasıyla T-3 ve A-4 kuyularının senaryolardaki zamana göre sıcaklık ve basınç değerlerini göstermektedir.



Şekil 8. Senaryo-3’de C-8 ve C-9 kuyularının konumu



Şekil 9. T-3 kuyusunun senaryolardaki zamana göre sıcaklık ve basınç değerleri

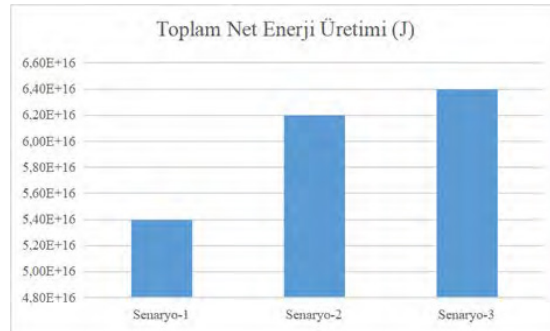


Şekil 10. A-4 kuyusunun senaryolardaki zamana göre sıcaklık ve basınç değerleri

Tablo 2. Üretim ve Enjeksiyon Verileri

	Senaryo-1		Senaryo-2		Senaryo-3	
Kuyu	Toplam Üretimdeki Yüzdesi	Toplam Enjeksiyondaki Yüzdesi	Toplam Üretimdeki Yüzdesi	Toplam Enjeksiyondaki Yüzdesi	Toplam Üretimdeki Yüzdesi	Toplam Enjeksiyondaki Yüzdesi
A1	9.459	0	9.459	0	9.459	0
A2	9.459	0	9.459	0	9.459	0
A3	9.459	12.5	18.919	0	18.919	0
A4	9.459	12.5	9.459	0	9.459	0
A5	9.459	0	0	12.5	0	0
A6	9.459	12.5	9.459	0	9.459	0
A7	0	15.625	0	0	0	0
YB1	6.757	0	0	0	0	0
YB2	6.757	0	0	31.25	0	0
T1	8.108	0	14.865	0	14.865	0
T2	8.108	0	14.865	0	14.865	0
T3	0	31.25	13.514	0	13.514	0
C1	6.757	0	0	12.5	0	0
C2	6.757	0	0	15.625	0	15.625
C33	0	0	0	12.5	0	0
C6	0	15.625	0	15.625	0	15.625
C8	0	0	0	0	0	37.5
C9	0	0	0	0	0	31.25
	Yıllık Toplam Üretim (kg)	3.84E+09	Yıllık Toplam Enjeksiyon (kg)	1.66E+09		

Şekil 11, 48 yıllık süreçteki toplam net enerji üretim miktarlarını vermektedir. Bu enerji miktarı ilk ve son durumdaki iç enerjilerin (internal energy) farkı olarak alınmıştır. Görüldüğü üzere en fazla enerji üretimi Senaryo-3'de gerçekleşmiştir. En az enerji üretimi ise Senaryo-1'de gerçekleşmiştir.



Şekil 11. Senaryolardaki toplam net enerji üretimi

Şekil 4, üretim esnasındaki akış yönlerini göstermektedir. Akışın fay zonlarının civarında çoğunlukla yatay yönde ve ana fay zonunda ise dikey yönde gerçekleştiği görülmektedir. Yüksek geçirgenliği sebebiyle ana fay zonundaki basınç düşümü tüm fay hattı boyunca neredeyse aynı kalmakta ve bunun da civar bölgelerden beslenmenin tüm fay hattı boyunca etkin bir şekilde gerçekleşmesini sağlamaktadır. Bu durumun suyun fay zonu civarında ilerleyişinin kısa mesafeli olmasına ve buradan gelen suyun sıcaklığının değişiminin az olmasına sebep olmuştur. Bununla birlikte sahaya basılan suyun sıcaklığı da sabit kalmıştır. Bu sebeplerden ötürü kuyu sıcaklıklarındaki (belli bir geçiş sürecinden sonra) düşüş az miktarlarda kalmıştır.

Gözeneklilik ve geçirgenlik kuyu dibi basınçlarını etkilediği gibi rezervuarın drenajını da etkilemektedir. Üretim ve enjeksiyon miktarlarının farkına bağlı olarak suyun fay zone civarında ilerleyişi kısa mesafeli olmuştur. Bu yüzden, gözeneklilik ve geçirgenliğin makul değerler arasındaki değişiminin kuyu sıcaklıklarını pek fazla değiştirmedeği gözlemlenmiştir. Üretim aşamasında sıcaklıkların doğru tahmini için en önemli adımın ilk durum sıcaklık dağılımının doğru tahmin edilmesi olduğu düşünülmektedir.

Fay zoneunun aşağısında, derin bölgelerde ısınmanın nasıl gerçekleştiği tam olarak bilinmemesinden ötürü bir başka denemede aslen sıcaklığı 200 °C'de sabit tutulan blokların sıcaklıkları sabit tutulmamıştır ve bu bloklara herhangi bir ısı girişi yapılmamıştır. Bu işlemin, 48 yıllık üretim sürecinde kuyulardaki sıcaklıkları çok az etkilediği gözlemlenmiştir. Üretim aşamasında beslenmenin tüm fay hattı boyunca gerçekleşmesinden dolayı bu bloklardaki sıcaklık durumunun belirlenen süreçte önemli olmadığı tespit edilmiştir.

Belirli bir üretim sürecinden sonra modelin yüksek bölgelerinde sıcak suyun buharlaşmasıyla kuyu basınçlarının kararlı hale geldiği gözlemlenmiştir. Bu süreçte gerçekleşen faz değişiminden dolayı bu kararlılık oluşmaktadır. Bilindiği üzere faz değişimi sırasında sıcaklık ve basınç sabit kalabilmektedir. Atmosferdeki havanın rezervuara yeterli penetrasyon yapabildiği durumda da sabit olan atmosferik basıncın aynı duruma sebebiyet verdiği yapılan simülasyon çalışmalarında görülmüştür.

5. SONUÇLAR

Simülasyon çalışmasından çıkan sonuçlar kuyuların çoğunun kestiği fay zone ve çevresinde sirkülasyon bazlı ısınmayı göstermektedir. Yapılan simülasyon çalışmaları üretimin sıcak suyun yükseldiği bölgede yoğunlaştığı ve soğuk su enjeksiyonun ise sıcak suyun yükseldiği alandan uzak fay zoneunun sınırlarına yakın bölgede yoğunlaştığı yapılanmanın daha fazla enerji kurtarımına yol açtığını göstermiştir. Dolaşım esnasında soğuyan suyun alçaldığı kısımda derinden yapılan enjeksiyonun, üretim ve enjeksiyon kuyuları arasındaki mesafe artışından ve soğuk suyun daha sıcak bölgeye enjekte edilmesinden ötürü enerji kurtarımını yükselttiği görülmüştür. Belirli bir geçiş dönemi sonrasında kuyu sıcaklıklarındaki düşüşün çok az seviyelerde kaldığı gözlemlenmiştir. Ayrıca, senaryolardaki üretim ve enjeksiyon kuyuları arasındaki mesafe farklarına rağmen kuyu basınçlarının birbirine çok yakın olduğu görülmüştür.

BİLGİLENDİRME

Bu çalışma İzmir Katip Çelebi Üniversitesi Bilimsel Araştırma Projeleri Koordinatörlüğü tarafından desteklenmiştir (Proje No: 2016-GAP-MÜMF-0012).

REFERANSLAR

- Avşar, Ö., 2014, Jeotermal kaynak ve doğal mineralli su kaynak koruma alanı etüt raporu, Dikili (İzmir) 2038-2039-2040-2098-2086-2044-2045-2046-2117-2118 numaralı işletme ruhsatlarına ilişkin kaynak koruma alanı etüt raporu.
- Butler, S.J., Sanyal, S.K., Henneberger, R.C., Klein, C.W., Gutierrez, H., Leon, J.S., 2000, Numerical modeling of the Cerro Prieto Geothermal Field, Mexico, Proceedings, World Geothermal Congress, Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10.

- Farquharson, J., Heap, M.J., Varley, N.R., Baud, P., Reuschle, T., 2015, Permeability and Porosity Relationships of Edifice-Forming Andesites: A combined Field and Laboratory Study. *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 297, May, 52-68.
- Feather, B.M., Malate, R.C.M., 2013, Numerical Modeling of the Mita Geothermal Field, Cerro Blanco, Guatemala, *Proceedings, Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, 11-13 February.
- Franco, A., Vaccaro, M., 2014, Numerical Simulation of Geothermal Reservoirs for the Sustainable Design of Energy Plants: A Review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 30, Feb., 987-1002.
- MTA- Japan International Cooperation Agency (JICA), 1987, Pre-Feasibility Study on the Dikili Bergama Geothermal Development Project in the Republic of Turkey, Progress Report II, Final Report, M.T.A., Ankara.
- Kaya, E., O'Sullivan, M.J., Yeh, A., 2014, Three-Dimensional Model of the Deep Geothermal Resources in the Taupo-Reporoa Basin, New Zealand, *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 284, Sep., 46-60.
- Kaya, E., O'Sullivan, M.J., Hochstein, M.P., 2014, A Three Dimensional Numerical Model of the Waiotapu, Waikite and Reporoa Geothermal Areas, New Zealand, *Journal of Volcanology and Geothermal Research*, Vol. 283, Aug., 127-142.
- Klein, D.P., Johnson, G.R., 1983, Density, Porosity, and Magnetic Properties of Rock Specimens from Southwestern Arizona, United States Department of the Interior Geological Survey, Open-File Report 83-808.
- O'Sullivan, M.J., Pruess, K., Lippmann, M.J., 2000, Geothermal Reservoir Simulation: The State-of-Practice and Emerging Trends, *Proceedings, World Geothermal Congress, Kyushu - Tohoku, Japan, May 28 - June 10*.
- Özen, T., 2002, Dikili Sıcak ve Soğuk Su Kaynaklarının Hidrojeolojik İncelemesi, Dokuz Eylül Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İzmir, Yüksek Lisans Tezi, 204 s. (yayınlanmamış).
- Özen, T., Tarcan, G., Aksoy, N., 2008, Dikili-Bergama (İzmir) Termal Kaynaklarının Hidrojeokimyasal Özellikleri ve Kullanım Alanları, Termal ve Maden Suları Konferansı,, Afyonkarahisar, 24-25 Nisan, 216-228.
- Parlaktuna, M., Avşar, Ö., 2015, Evaluation of Dikili-Kaynarca Geothermal Field (NW Turkey), *Proceedings, World Geothermal Congress 2015, Melbourne, Australia, 19-25 April*.
- Porras, E.A., Tanaka, T., Fujii, H., Itoi, R., 2007, Numerical Modeling of the Momotombo Geothermal System, Nicaragua, *Geothermics*, Vol. 36, 4, Aug., 304-329.
- Ratouis, T.M.P., O'Sullivan, M.J., O'Sullivan, J.P., 2015, A Numerical Model of Rotorua Geothermal Field, *Geothermics*, Vol. 60, Oct., 105-125.
- Turali, E.Y., Simsek, S., 2017, Conceptual and 3D Simulation Modeling of the Sorgun Hydrothermal Reservoir (Yozgat, Turkey), *Geothermics*, Vol. 66, March, 85-100.

Vogt, C., Iwanowski-Strahser, K., Marquart, G., Arnold, J., Mottaghy, D., Pechinig, R., 2013, Modeling Contribution to Risk Assessment of Thermal Production Power for Geothermal Reservoirs, Renewable Energy, Vol. 53, 230–241.

Zou C., 2013. Volcanic Reservoirs in Petroleum Exploration, Elsevier.

Analysis of a Comprehensive Tracer Test in Alaşehir Geothermal Field

Hakkı Aydın, Serhat Akın

Middle East Technical University, Ankara Turkey

ABSTRACT

Tracer test has been used as a sophisticated characterization method for reservoir engineering applications. Specifically, it is widely used in geothermal reservoir engineering. A tracer test is not only used to understand the existence of hydraulic connection between injection and production wells but also used to gather crucial information about reservoir properties by using analytical models. There are different analytical models that could be used in matching tracer return curves: Double porosity Model, Homogenous Model, Multi-Fractures Model, Single Fracture Model, Pseudo Steady State Model. In this study, a comprehensive tracer test that is carried out using naphthalene sulfonates in Alaşehir geothermal field is analyzed with analytical models. The study showed that the multi-fractures model has the best match with actual test data. As a result of the matches, the following reservoir properties have been obtained: recovery factor, average fluid velocity in the reservoir, swept pore volume, thermal velocity, Peclet number, and dispersity which are highly important properties for better reservoir management.

Keywords: Naphthalene Sulfonate, Alaşehir, Tracer Test

1. INTRODUCTION

Reinjection is necessary for sustainable energy production from geothermal resources. Waste brine is reinjected into a geothermal reservoir for pressure maintenance and extraction of more energy. Occurrence of premature temperature decline in production wells is one of the main concerns of long term reinjection. It is a common problem for wells producing from naturally fractured reservoirs. To understand reservoir heterogeneity and mitigate early temperature decline, tracer tests have been efficiently used in many geothermal fields. Besides, tracer test provides detailed information about flow paths between injection and production wells. In addition to hydraulic connectivity several important parameters such as mean arrival time, fluid mean velocity and swept pore volume. Tracer testing is one of the strongest tool to characterize natural fracture system. There are different tracers used for geothermal application: fluorescein dyes, naphthalene sulfonates, salts, radioactive tracers etc. Fluorescein dyes are proper for low temperature reservoirs. Naphthalene sulfonates are applicable in high enthalpy reservoirs. Radioactive tracers have been used before but they are not used anymore due to environmental considerations.

The effect of reinjection was investigated by Axelsson et al. (2001) in the Laugaland geothermal field in Iceland. Several tracer tests were conducted and analyzed in Turkey during the last two decades. A long term tracer test by using Fluorescein was conducted by Yeltekin and Akin, (2005) in Kizildere geothermal field. Kaya et al. (2006) conducted a tracer test in low enthalpy Kizilcahamam field. Rhodamine B and NaCl were used as tracers to evaluate Balçova

geothermal field (Akin et al.2010). Another test was conducted by Akin and Gülgör (2018) using Naphthalene Sulfonates in Germencik field.

In this study, a tracer test was conducted in Alaşehir geothermal field by including 4 injection wells and 16 production wells. Alaşehir field is a moderate to high enthalpy reservoir. Thus, naphthalene sulfonates were found as the most proper tracers. Four different types of Naphthalene Sulfonates: NS-2, NS-2,6, NS-1,6 AND NS-1,3,6 were used. The test was implemented as slug tracer test. Tracer concentrations were measured by using HPLC (High Performance Liquid Chromatography). Tracer breakthrough curves were matched with several different mathematical models including Pseudo Steady state double porosity model, multi-fracture model, 1D uniform model, 2D uniform model, matrix-fracture model and single fracture model.

2. TEST DESIGN AND IMPLEMENTATION

There are more than 33 design methods available in the literature for tracer test design. These methods basically use the distance between injection and sampling point, time and flow rate. To illustrate, Kilpatrick (1993) calculated the amount of tracer by dividing reservoir pore volume divided by 200. We used the EHTD method published by Field, (2003). The method uses the following equation (1) and equation (2) to determine the amount of tracer and sampling frequency for slug type tracer injection.

$$R_d \frac{\partial C}{\partial t} = D_z \frac{\partial^2 C}{\partial z^2} - v \frac{\partial C}{\partial z} - uz \quad (1)$$

$$T_p = 2.78 \times 10^{-4} \frac{L}{V_p} \quad (2)$$

Where C is concentration, D_z is axial diffusion constant, v is velocity, u is dissolver viscosity and R_d is dimensionless dissolving factor. L, t_p , v_p represent the distance between wells, velocity and sampling time respectively.

Field (2003) provided equation (3) for continuous injection.

$$f(x^*) = C_p - \frac{M}{An_e \sqrt{4\pi D_z t_p}} \quad (3)$$

Where C_p is peak concentration, M is tracer mass, A is area, n_e is porosity and t_p is the peak concentration time.

To determine the amount of tracer, EHTD requires the following properties: porosity, peak concentration, injection rate, production rate, reservoir thickness and the distance between wells. Porosity and thickness were assumed as 3% and is 500 meter respectively. It was calculated that to obtain 6 ppb concentration at well located 1000-meter distance, 204 kg of fluorescein has to be injected (Figure 1). As a result, 100 kg for each type of naphthalene sulfonate was injected within 4 hours.

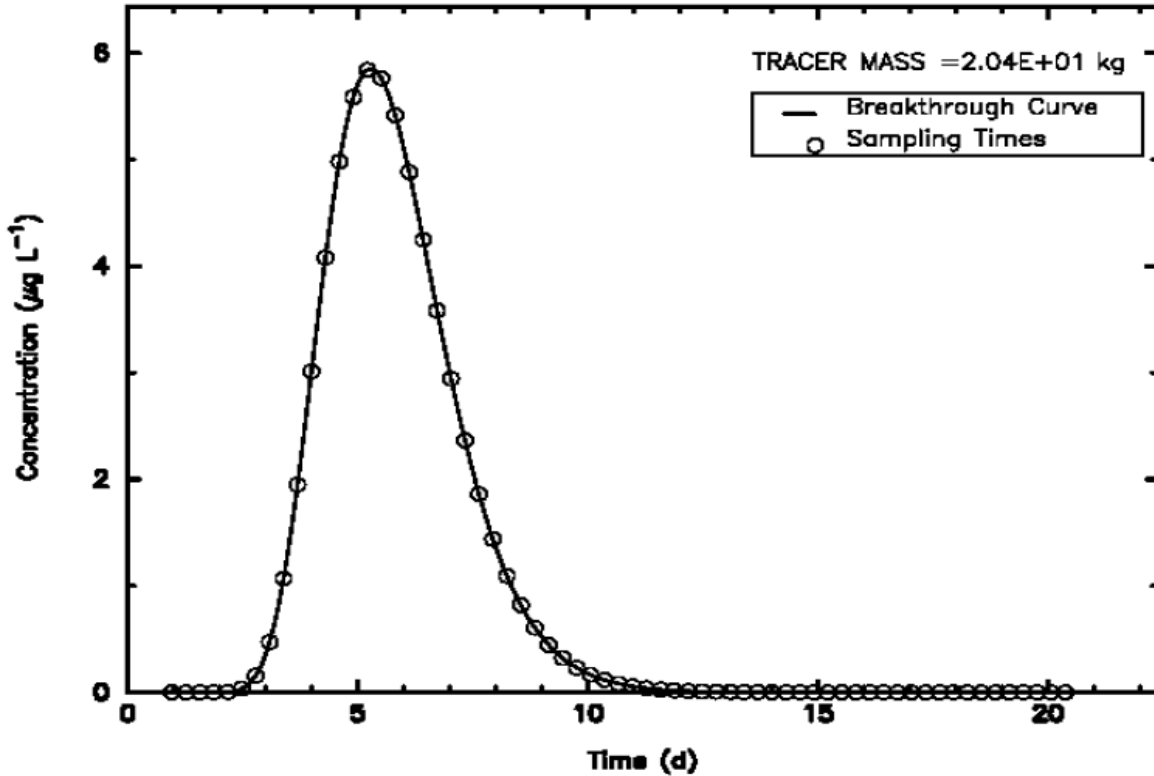


Figure 1: Expected tracer return curve

It was observed that all the tracers were detected in all of the production wells with different peak concentration values. No compartmentalization was detected in Alaşehir geothermal reservoir.

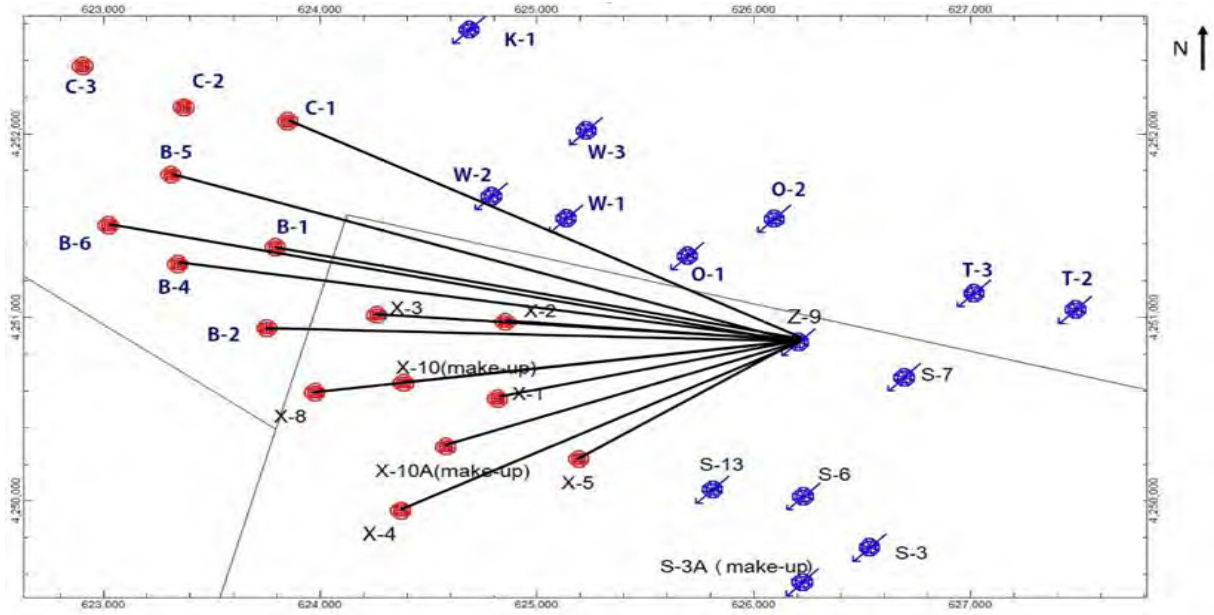


Figure 2: Well connectivity between wells

3. ANALYSIS OF TRACER RETURN CURVES

The objective of mathematical analysis of tracer is to minimize the difference between model results and measured concentrations (equation 4). We used nonlinear least square method to determine the best representative model. There are different developed models to analyze tracer return curves. Fossum and Horne (1982) studied the multi-fracture model (equation 5). Sauty (1980) developed a uniform porous model (equation 6). Bullivant and O'Sullivan (1980) proposed fracture-matrix model (equation 5). Bullivant and O'Sullivan (1989) published a double porosity pseudo-steady-state model (equation 7). Each model is described in Akın (2001) in detail. By tuning model parameters, the difference between models' results and measured tracer concentration is minimized, thus reservoir properties are determined.

$$R = \sum_{i=1}^n (C_{measured} - C_{measured})^2 \quad (4)$$

$$C_t = \sum_{i=1}^n e_i C_r \left(\frac{R_i}{u_i}, P_{ei} \right) \quad (5)$$

$$C_r = JU(t - t_b)^{-1/2} \text{Exp} \left(\frac{-t_b}{w(t - t_b)} \right)$$

(6)

$$C_r = \frac{K}{\sqrt{t_r}} \text{Exp}\left(\frac{-P_e}{4t_r}\right) (1 - t_r)^2 \quad (7)$$

$$C_r = J \text{Exp}(-a_m t) U(t - t_b)^{1/2} I_1(2(t_b a_f a_m (t - t_b))^{1/2}) \quad (8)$$

Where, P_e , n , C_r , R_i , e_i , J , U , t_b , w , K , t_r , α_m , α_f represents Peclet number, number of flow channels, the distance between injector and producer, contribution coefficient, model parameter, Heaviside step distribution, response start time, Peclet number, the rate of tracer interchange per unit fracture volume and rate of tracer interchange per unit matrix volume.

The best match was obtained with multi-fracture model, which was found to have the least sum of square differences among the models. Moment analysis (Shook et al. 2004) was conducted to obtain swept pore volume and reservoir heterogeneity with Lorentz coefficient, Dkystra Parsons coefficient and storage-flow capacity.

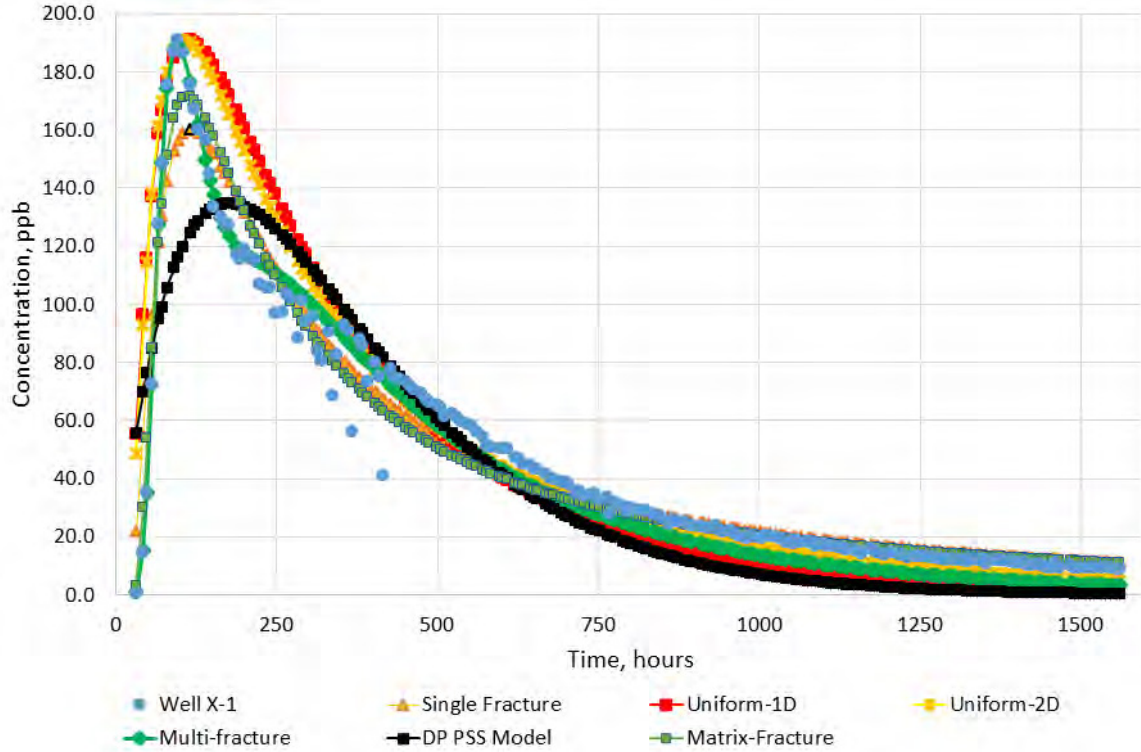
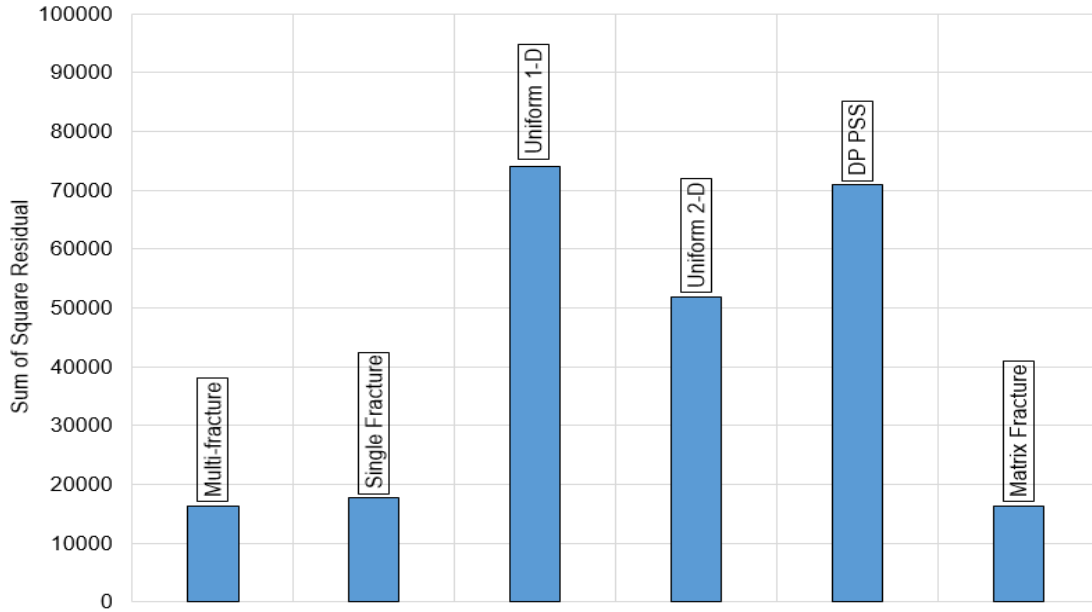


Figure 3: Tracer return curve and analytical models for well X-1*Figure 4: Sum of square residual*

4. DISCUSSIONS AND RESULTS

Multi-fracture model was found as the best representative model for Alaşehir geothermal field. As a results of good matches, reservoir properties were obtained for individual flowing stream tubes (table 1). Mean fluid velocity was ranging from 7 meter/hour to 800 meter/hour. First tracer arrivals were detected within the first week of the test. Due to fast arrival times, it is possible that there is a shortcut flow between wells but the flow capacity from these flow paths is at minimal level. Thermal breakthrough velocity was found between 9 meter/day to 74 meter/day. It was concluded that fluid velocity in the reservoir is controlled by conductivity of faults and that well X-1 produces from the most heterogeneous part of the reservoir. Peclet number shows that advection transport is dominant in the reservoir. A total of 82.1 % of the injected tracer was recovered from the production wells. There are some other production wells, which were not included in the test. If it is assumed that remaining tracer amount was produced from these wells, then it can be concluded that Alaşehir geothermal reservoir has a closed reservoir boundary. By using moment analysis, reservoir heterogeneity was quantified by means of Lorenz and Dykstra Parsons coefficients. As the Lorentz and Dykstra-Parson coefficients approach to unity, the homogeneity increases. Well X-1 has higher heterogeneity compared to rest of the wells. This means that the injected fluid reach to well X-1 sooner than other production wells. This means that early temperature decline is more likely to happen in well X-1. Storage and flow capacity showed 50% of flow was produced from 15% of the reservoir for well X-1 compared to 30% to 40% reservoir pore volume in other wells. Interstitial velocity curves

indicate that most of the wells have similar velocity inflection points while well X-1 has the highest one.

Tablo 1: Results of Multi-fracture model

	Well X-1		
	Fracture I	Fracture II	Fracture III
Mean arrival time (hour)	132.9	500	95.7
Peclet Number	35	3.2	19.7
J, Model Parameter	463.7	1861.7	2083.2
e, Contribution Coefficient	0.4	0.4	0.2
Mean Velocity (m/hour)	8.7	2.3	12.1
Dispersivity (m)	33.1	359.5	59
Dispersion coefficient (m ² /hour)	289.4	834	714.9

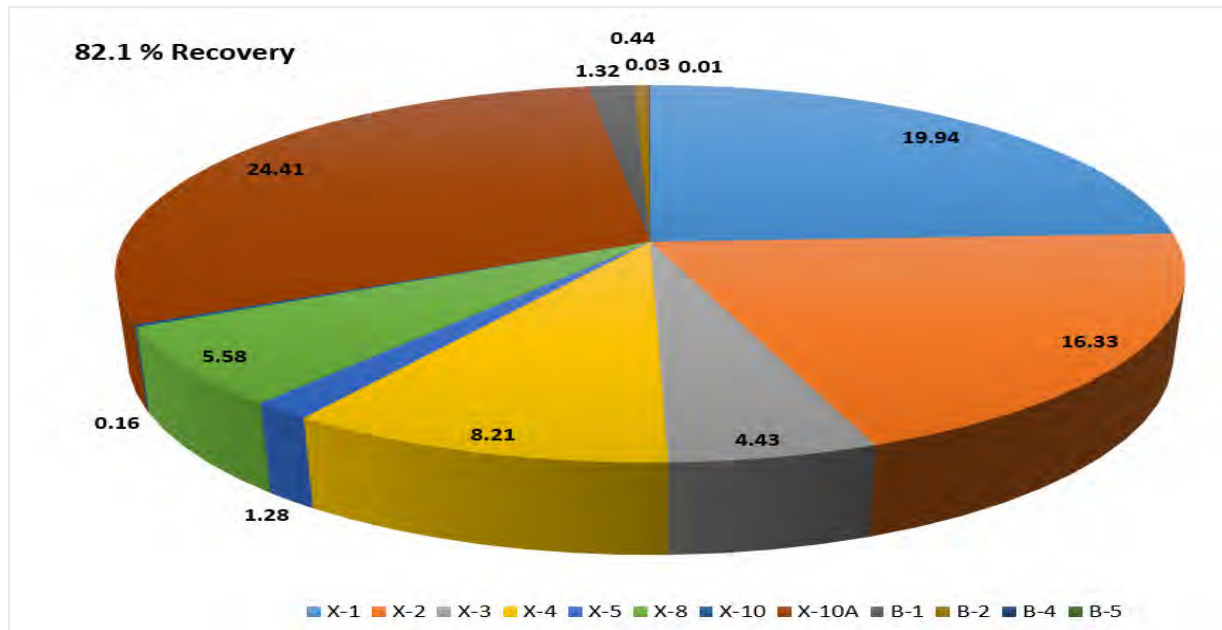


Figure 5: Recovery of ns-1,3,6 from production wells

Tablo 2: Swept pore volume and Coefficients for heterogeneity

	Well X-1	Well X-2	Well X-3	Well X-4	Well X-5	Well X-8	Dimension
Swept Pore Volume	72694	76293	22398	81434	28044	37522	M ³
Lorentz Coefficient	0.469	0.027	0.161	0.139	0.139	0.136	Dimensionless
Dkystra-Parsons Coefficient	0.532	0.22	0.20	0.174	0.181	0.158	Dimensionless

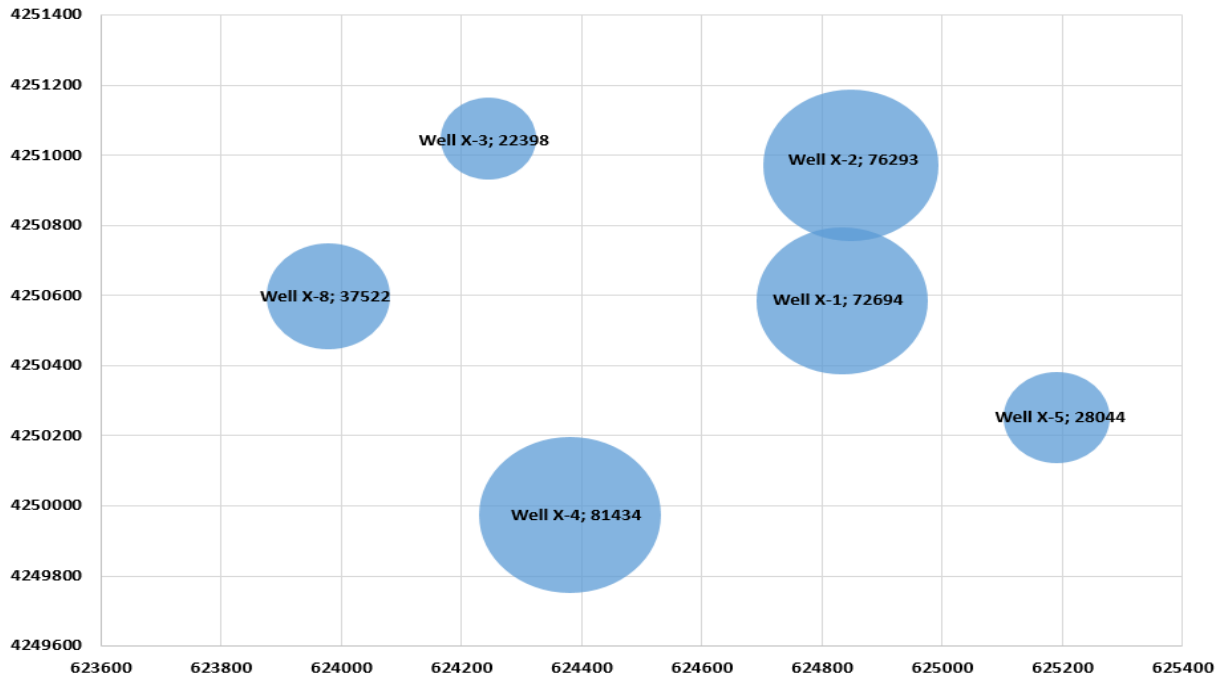


Figure 6: Bulb map of swept pore volume

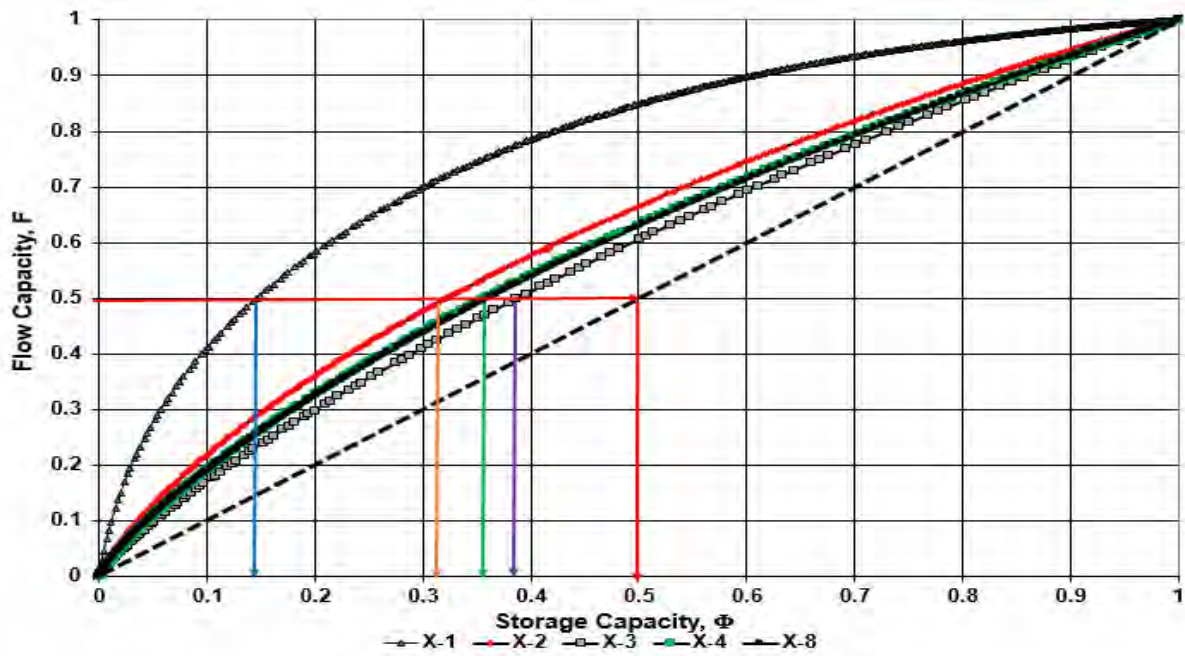


Figure 7: Flow capacity-Storage capacity

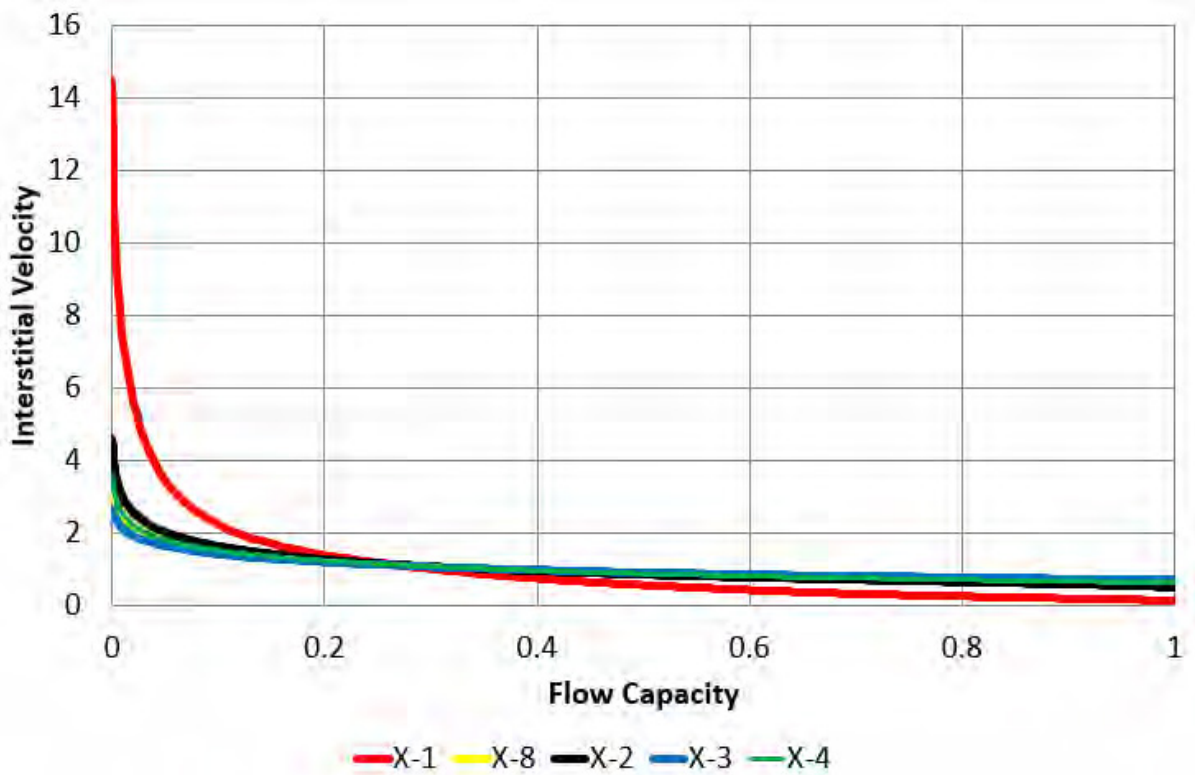


Figure 8: Interstitial Velocity profiles for wells

5. CONCLUSION

A comprehensive tracer test was conducted in Alaşehir geothermal field by using 4 different naphthalene sulfonates. Tracer concentrations were detected in all of the production wells with different peak concentration values. Multi-fracture model was found as the best representative model for fast tracer return curves. By evaluating Peclet numbers, it was found that advection transport is the dominant flow mechanism. Reservoir heterogeneity was quantified by using Dykstra-Parsons and Lorentz coefficients and flow-storage capacity plots. Interstitial velocity profile showed that there is a similar flow system in the reservoir except for the vicinity of well X-1. Production wells produce from highly heterogeneous and conductive fault zones. Swept pore volumes were obtained for each well by using moment analysis. The obtained pore volume can be used for confirmation of numerical reservoir modeling.

REFERENCES

- Akin, S., Parlaktuna, M., Sayik, Tolga., Sezer, H., Karahan, C. and Bakrac, S. (2010) "Interpretation of the Tracer Test of Balçova Geothermal Field." World Geothermal Congress 2010 Bali, Indonesia.
- Akin, S. (2001). "Analysis of Tracer Tests with Simple Spreadsheet Models". Computers & Geosciences
- Akin, S. and Gülgör A. (2018) "Comprehensive Tracer Testing in the Germencik Field", 43rd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University: Stanford, California, February 2018.
- Axelsson, G., Flovenz, O., Hauksdottir, S., Hjartarson, A., and Liu, J. (2001). "Analysis of tracer test data, and injection-induced cooling, in the Laugaland geothermal field, N-Iceland." *Geothermics* 30(6):697-725.
- Bullivant, D.P., O'Sullivan, M.J., 1989. Matching a field tracer test with some simple models. *Water Resources Research* 25(8), 1879-1891. DOI: 10.1016/S0098-3004(00)00084-4
- Field M. S. (2003). "A review of some tracer-test design equations for tracer-mass estimation and sample-collection frequency." *Environ Geol* 43 (8): 867-881.
- Fossum, M.P., Horne, R.N., 1982. Interpretation of tracer return profiles at Wairakei geothermal field using fracture analysis. *Geothermal Resources Council, Transactions* 6, 261-264.
- Kaya, T., Akin, S., Parlaktuna, M. and Kostyanov, S. (2006). "Design and Analysis of Kizilcahamam Tracer Test." Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California.

- Kilpatrick, F. A., (1993). "Simulation of Soluble Waste Transport and Buildup in Surface Waters Using Tracers." Tech.Rep.Techniques of Water- Resources Investigations, Book 3, Chapter A20, 37 p., U.S. Geological Survey.
- Kristjánsson, B.R., Axelsson, G., Gunnarsson, G., Gunnarsson, I. and Óskarsson, F. (2016). "Comprehensive Tracer Testing in the Hellisheidi Geothermal Field in SW-Iceland." Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California.
- Lake, L.W. (1989) "Enhanced Oil Recovery." Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice Hall
- Sauty, J.P., 1980. An analysis of hydrodispersive transfer in aquifers. Water Resources Research 16 (1), 145-158.
- Shook, G.M., Ansley, S.L., Wylie, A.: Tracers and Tracer Testing: Design, Implementation, and Interpretation Methods. Idaho Water Resource Research Institute, University of Idaho, (2004).
- Yeltekın, K. and Akin, S. (2005) "Analysis of Long Term Tracer Test in Kizildere Geothermal Field Turkey." Thirty-First Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California.

Jeotermal Aramada İki Yeni Yapısal Unsur: Yırtılma Fayları ve Horstlardaki Sıyrılma Kıvrımları

Yıldıray Palabıyık¹, Adil Özdemir²

¹ İTÜ Maden Fakültesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, İstanbul

² Adil Özdemir Danışmanlık, Ankara

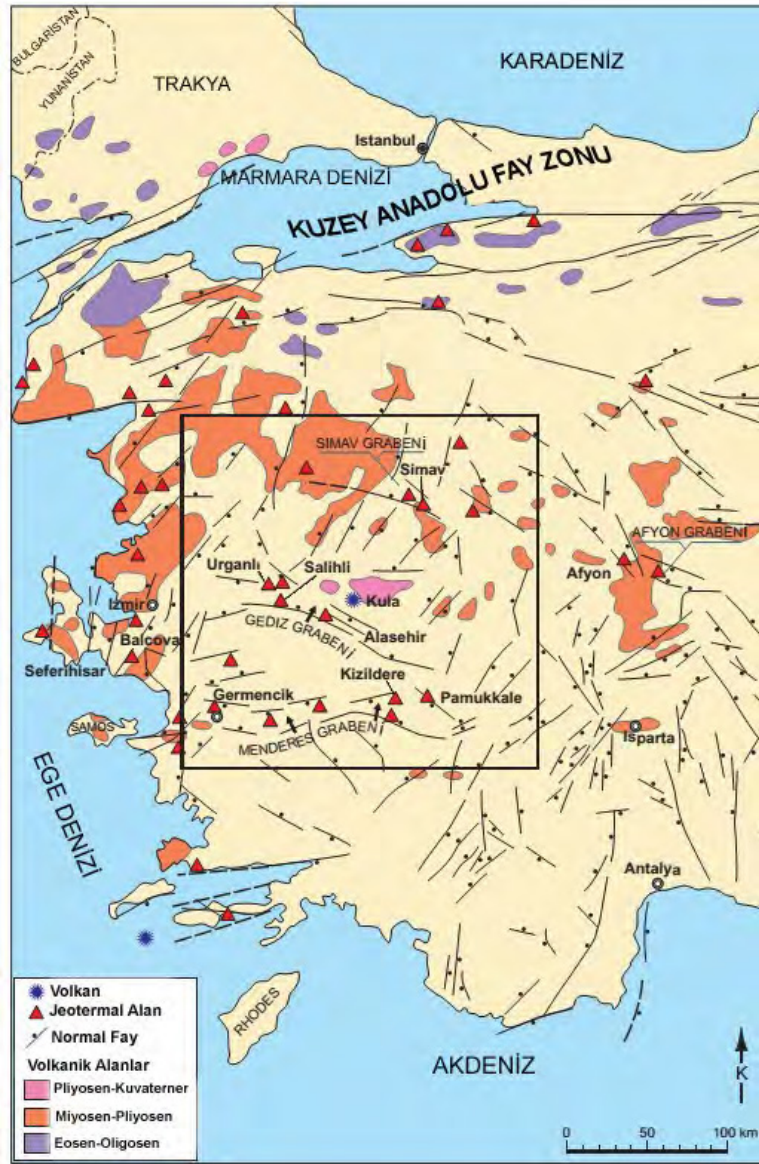
ÖZ

Büyük Menderes ve Gediz Grabenleri'ndeki (Batı Anadolu) yüksek sıcaklıklı jeotermal rezervuarlar, yaklaşık D-B yönlü normal faylar boyunca ve yaklaşık K-G yönelimli yırtılma fayları ile ilişkili yapısal karmaşıklığa sahip yoğun çatlaklı kayalarda oluşmuştur. Rezervuarlar, genel olarak Kuvaterner yaşlı yırtılma fayları ile kesişen, örtüşen ve/veya sonlanan doğrultu atımlı faylara yakın konumdadır. Ayrıca, graben havzası içerisindeki akışkanların iletken kenar ve/veya yırtılma fayları aracılığı ile horsttaki sıyrılma kıvrımlarına taşınması veya sıyrılma kıvrımlarında hapsolmuş soğuk suların çevredeki genç magmatik aktiviteler ile ısıtılması sonucunda, bu kıvrımların potansiyel ve yüksek kapasiteli bir jeotermal rezervuar olabilmesi mümkündür. Gediz Grabeni'nin Bozdağ Horstu'nda incelenen saha verilerine göre, horstta yer alan sıyrılma kıvrımı rezervuarları, bölgedeki yırtılma faylarına yakın konumdadır. Dolayısıyla, jeotermal arama faaliyetlerinde, sahadaki yırtılma faylarının özellikle belirlenerek yırtılma faylarının hem diğer fay tipleri hem de sıyrılma kıvrımları ile olan ilişkisinin incelenmesi, sahaların kaynak keşfi ve kullanım kapasitesini artıracaktır. Bu çalışmada, Batı Anadolu jeotermal sahalarındaki yırtılma fayları ve horst yapılarındaki sıyrılma kıvrımlarının rezervuarların oluşumundaki rolleri incelenmiştir. Çalışma sonucunda, yırtılma fayları ve horstlardaki sıyrılma kıvrımlarının gelecekteki jeotermal arama faaliyetlerinin çerçevesini değiştirebilecek iki yeni yapısal unsur olabileceği belirlenmiştir.

Anahtar terimler: yırtılma fayı, sıyrılma kıvrımı, jeotermal arama, jeotermal rezervuar, yapısal jeoloji

1. GİRİŞ

Bu çalışmada, yırtılma faylarının (doğrultu atımlı verrev fayların) jeotermal rezervuar oluşumundaki rolü incelenmiştir. Bu amaçla, dünyanın önemli ve Türkiye'nin en yüksek sıcaklıklı (> 150°C) jeotermal rezervuarlarının bulunduğu Batı Anadolu'daki Büyük Menderes ve Gediz Grabenleri'ndeki Alaşehir, Salihli ve Germencik Sahaları'nın yapısal özellikleri referans alınmıştır (Şekil 1). İncelenen yüksek sıcaklıklı rezervuarlar, yaklaşık D-B yönlü normal faylar boyunca ve yaklaşık K-G yönelimli yırtılma fayları ile ilişkili yapısal karmaşıklıklardaki yoğun çatlaklı kayalarda oluşmuştur. Rezervuarlar, genel olarak, Kuvaterner yaşlı yırtılma fayları ile kesişen, örtüşen ve/veya sonlanan doğrultu atımlı faylara yakın konumdadır. Ayrıca, bu çalışmada, bir horsttaki sıyrılma kıvrımlarının rezervuar olabilme potansiyeli, kurulmuş bir jeotermal elektrik santrali (JES) barındıran Gediz Grabeni'nin Bozdağ Horstu'nda (Batı Anadolu) incelenmiştir.



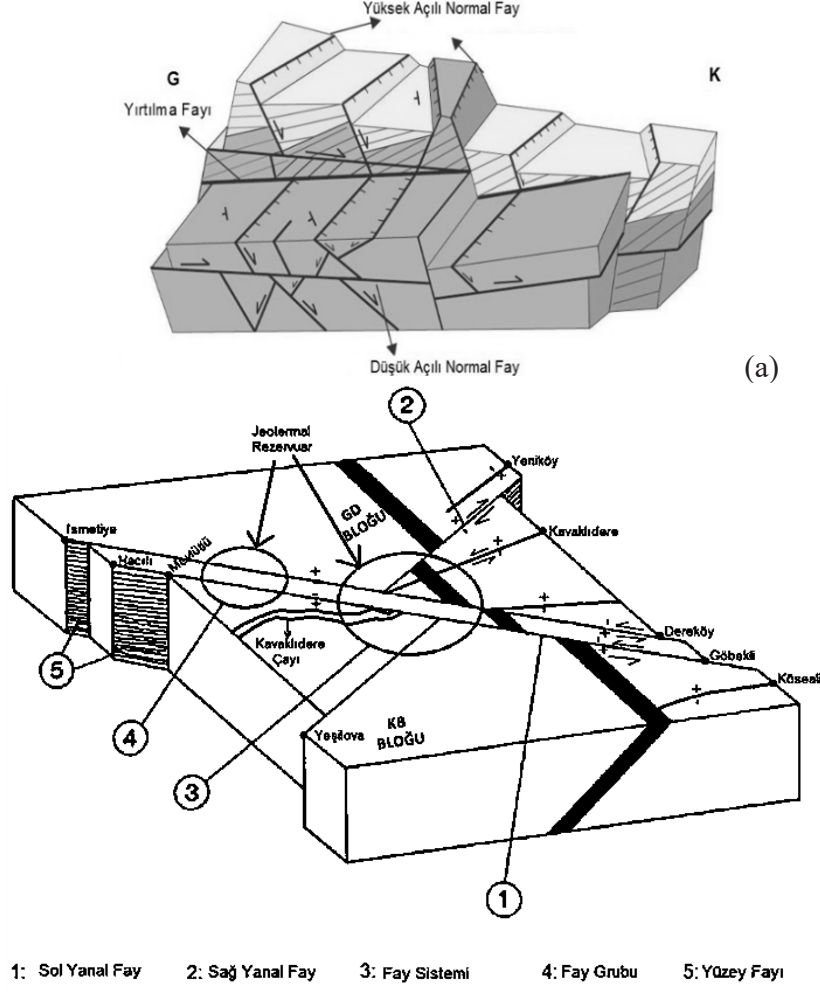
Şekil 1: Batı Anadolu'daki ana fay zonları ve jeotermal sistemler (Faulds ve diğ., 2009)

2. YIRTILMA FAYLARI VE JEOTERMAL REZERVUAR OLUŞUMUNDAKİ ROLÜ

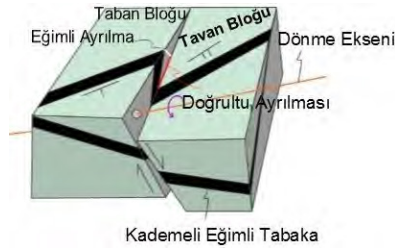
Büyük Menderes ve Gediz gibi yarı graben havzalarında, normal doğrultu atımlı faylar yerine çok sayıda yırtılma fayının (verev atımlı enine fayın) bulunduğu (Şekil 2) ve bu yırtılma faylarının yarı graben havzasını farklı yapısal bloklara ayırdığı birçok çalışmada belirtilmiştir (Singleton, 2011; Öner ve Dilek, 2013; Özdemir ve diğ., 2017). Öner ve Dilek (2013) tarafından yapılan çalışmada belirtildiği gibi, verrev atımlı bu yırtılma fayları, fay düzlemine dik ve yarı yatay ekseninde saat yönünde dönüş ve ötelenmeye yol açmaktadır (Şekil 3). Bu fayların, yatay mesafe ile atım yönü ve büyüklüğü de hızla değişebilmektedir (Öner ve Dilek, 2013).

Faulds (2013), jeotermal sahalardaki baskın fay tiplerini ve bu fay tiplerinin jeotermal rezervuar oluşturabilme potansiyellerini sayısal olarak incelemiştir. Faulds (2013), fay kesişmesi ve bir alt

küme sınıflandırması olarak yerdeğiştirme transfer zonu terimlerini, Basin and Range Province (ABD)'de bulunan yapısal denetimler olarak kullanmıştır. Normal faylar ile yırtılma fayları arasındaki kesişimler, 2011 yılı itibarıyla jeotermal sistemlerin bulunduğu bilinen Basin and Range Province yapılarının %22'sine karşılık gelir. Bu bölgelerde bulunan birçok sayıda küçük yırtılma fayı, akışkanların son derece çatlaklı ve genişlemeli düzlemlerden akmasına olanak verecek büyük yapılar arasında bağlantılar oluşturur (Faulds, 2013).



Şekil 2: Yarı graben havzalarını ayıran yırtılma faylarını gösteren blok diyagramlar (a) Öner ve Dilek (2013), (b) Özdemir ve diğ. (2017)



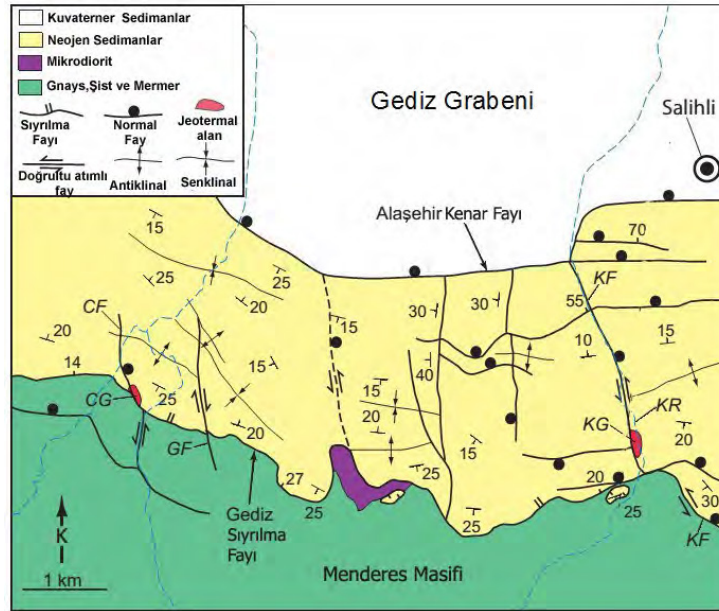
Şekil 3: Fay düzlemine dik ve yarı yatay ekseninde (turuncu renkli çizgi) saat yönünde dönüş ve ötelenmeye yol açan rotasyonel yırtılma faylanması (Öner ve Dilek, 2013'den alınmıştır)

2.1. Batı Anadolu'daki Jeotermal Rezervuarların Oluşumunda Yırtılma Faylarının Rolü

Çalışma kapsamında, yırtılma faylarının jeotermal rezervuar oluşumu üzerindeki denetimlerini incelemek üzere Batı Anadolu'daki 3 yüksek sıcaklıklı jeotermal saha incelenmiştir.

2.1.1. Salihli Jeotermal Sahası (Gediz Grabeni)

Salihli Bölgesi'nin yapısal çerçevesi, ~D yönelimli az ve dik eğimli normal faylar ile kuzey (KKB-KKD) yönelimli verev atımlı yırtılma faylarının kestiği düşük-orta derecede eğimli (5-40°) Neojen yaşlı tortul kayalar ile karakterizedir (Şekil 1 ve 4). Normal fayların baskın D-B yönelimi ve eğimi, bölgesel kuzey-güney uzanımını yansıtır. Birimler, çoklu ve süreksiz BKB ile D yönelimli kıvrımlar halinde deforme olmuştur. Bu kıvrımların esasen normal fay sistemlerinin baskın eğim yönündeki yerel tersinmelerden kaynaklanacak şekilde kaynakta genişlemeli olduğu sonucuna varılmıştır (Seyitoğlu ve diğ., 2000; Sözbilir, 2001, 2002; Faults ve diğ., 2009).



Şekil 4: Salihli Bölgesi'nin genel jeoloji haritası. Hem Kurşunlu (KG) hem de Çamurhamamı (CG) Jeotermal Sahaları, kuzey yönelimli sol yanıl-normal yırtılma fayları ile Gediz Sıyrılma Fayı yakınında veya bunların kesişme yerlerinde meydana gelmiştir. Bu kesişmelerdeki yırtılma faylarında bulunan sol basamaklar, akışkan akışını ve jeotermal etkinliği hızlandıran genişlemeli kıvrımlanmalardır (Faults ve diğ., 2009'den).

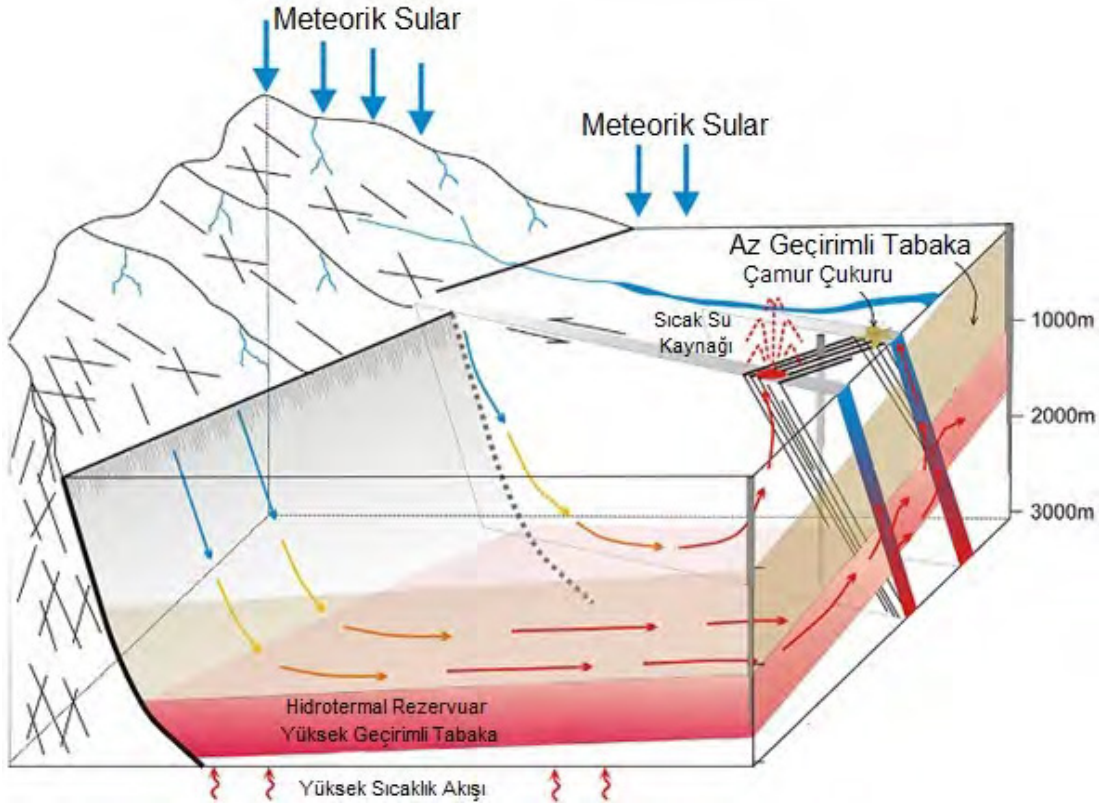
Düşük derecede kuzeye eğimli Gediz Sıyrılma Fayı'nın (Şekil 4) yakınında, fayın ~K-G yönelimli yırtılma fayları ile kesiştiği alanda iyi debili birçok sıcak su kaynağı ve sıcak su kuyusu bulunmaktadır. Sıyrılma fayı üzerinde ve civarındaki karstik mermer ve breş, ana yukarı akış zonuna kısmen ıraksak olmak üzere akış için iyi kanallar sağlamaktadır. Kurşunlu Sahası (KG) için rezervuar derinliği 10-200 m arasında değişmekte olup; bu rezervuar, sıyrılma fayı boyunca son derece çatlaklı ve genellikle karstlaşmış zonlarda bulunur. Kurşunlu Sahası'nda sıcaklık 57°C ile 120°C aralığındadır. Termal ve maden sularına uygulanan kimyasal jeotermometreler,

Kurşunlu'da rezervuar sıcaklıklarının 150°C ile 230°C arasında değiştiğini göstermektedir (Tarcan ve diğ., 2000). Termal suların 49°C sıcaklıkta bir kaynaktan çıktığı ve sınırlı sayıdaki sondajın bulunduğu Çamurhamamı Sahası hakkında hala pek fazla şey bilinmemektedir. Kurşunlu ve Çamurhamamı'ndaki jeotermal sahalar, kuzey yönlü sol yanal küçük normal yırtılma fayları ile Gediz Sıyrılma Fayı arasında bulunmaktadır. Kesişme yerlerindeki breşik mermer, jeotermal akışkanlar için iyi bir rezervuardır. Rezervuarların, sıyrılma fayının yırtılma fayları ile kesişme alanları boyunca hafif bir şekilde kuzeye yöneldiği gözlenmiştir (Faulds ve diğ., 2009).

2.1.2. Kavaklıdere (Alaşehir) Jeotermal Sahası (Gediz Grabeni)

Gediz Grabeni'nin yapısal mimarisi, havzaya paralel yüksek açılı D-B yönelimli normal fayların ve havzaya dik KKD-GGB yönelimli yırtılma faylarının bulunduğu iki büyük fay sistemi sergilemektedir (Öner ve Dilek, 2011). Saha gözlemleri, bu fay sistemlerinin ve diğer genişlemeli fay tiplerinin zamansal ve mekansal dağılımının havzada çökelme ile eşzamanlı olarak gelişmiş birbirini çapraz kesen karmaşık şekiller gösterdiği yönündedir. Ana fay tipleri; Gediz sıyrılma fayı, düşük-açılı normal faylar, yüksek-açılı normal faylar ve yırtılma faylarıdır (verev atımlı enine faylar). Saha gözlemleri, bu fay sistemlerinin ve diğer genişlemeli fay tiplerinin mekansal ve zamansal dağılımının, havzadaki birikme ile eşzamanlı olarak gelişen karmaşık çapraz kesme modelleri sergilediğini göstermektedir (Özdemir ve diğ., 2017; Özdemir ve Palabıyık, 2019). Kavaklıdere Jeotermal Sahası (Şekil 1 ve 5), Gediz Grabeni'nin aktif güney sınırı boyunca yer alır. Sahadaki sıcaklıklar, 188°C ile 287°C arasında değişmektedir. Saha, K-KKD yönlü yırtılma fayları ile Gediz Sıyrılma Fayı'nın kesişim yerleri, yoğun şekilde jeotermal rezervuarlar barındırmaktadır (Özdemir ve diğ., 2017; Özdemir ve Palabıyık, 2019).

jeotermal sistemleri meydana getiren yoğun çatlaklı kayaç zonları oluşmaktadır (Şekil 6) (Faulds ve diğ., 2009).



Şekil 6: Aktif genişlemeli bir arazide sıyrılma fayı ile yırtılma fayının (verev atımlı enine fay) kesişim bölgesinde oluşan jeotermal bir rezervuarın şematik gösterimi (Moeck, 2014'den)

3. HORSTTAKİ SIYRILMA KIVRIMLARI, OLUŞUM MEKANİZMALARI VE JEOTERMAL REZERVUAR OLABİLME POTANSİYELLERİ

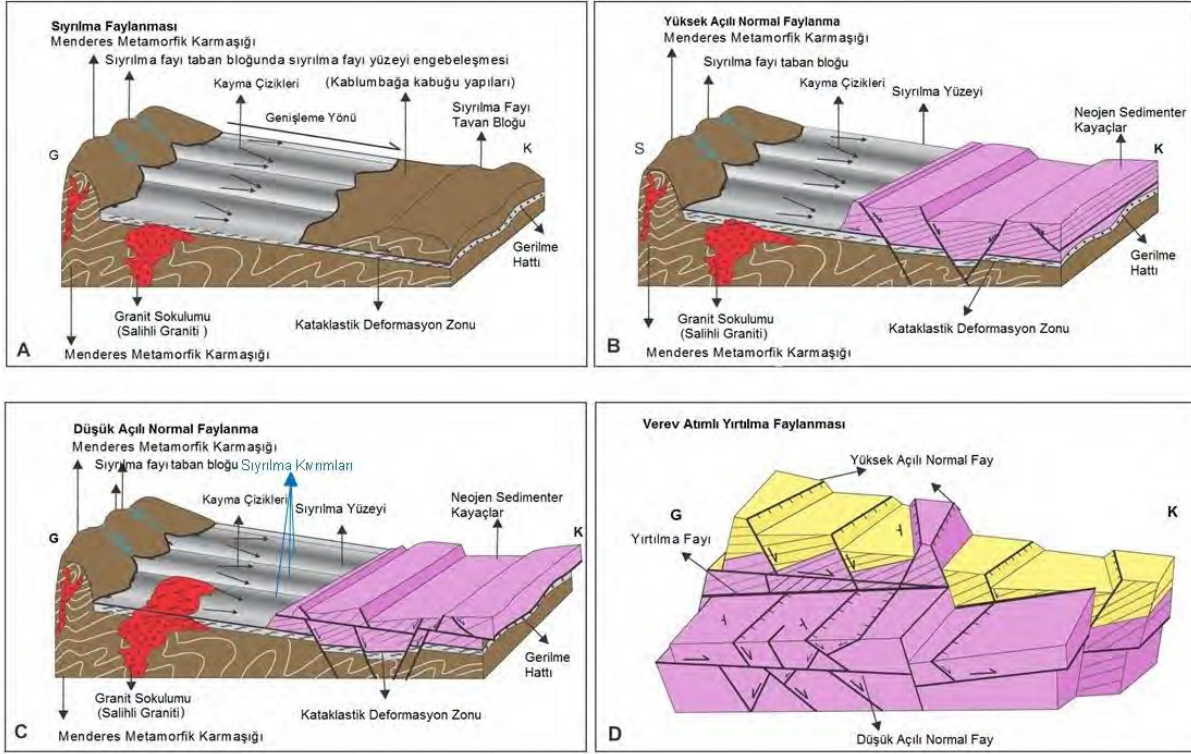
Sıyrılma faylanması sırasında, sıyrılma kıvrımlarının oluşum modelleri başlıca Öner (2012) ve Singleton (2011) tarafından incelenmiştir. Bu modellere göre, sıyrılma faylanması metamorfik karmaşığın yükselmesi ve yüzeye çıkması sonucunda meydana gelmektedir. Tavan bloğundaki metamorfik kayalar, sıyrılma fayı yüzeyinde devam eden tektonik atım ile havzaya doğru taşınmaktadır. Bu faylanma ve taşınma sırasında taban bloğundaki (horstta) kayalarda da, sıyrılma kıvrımları meydana gelir. Bu kıvrımlar, tavan bloğunda (havza içerisindeki) yer alan kayalarda oluşan sıyrılma kıvrımlarına eşdeğerdir (Şekil 7 ve 8).

Her ne kadar çoğu kıvrım, büzüşme/sıkışma rejimleri ile ilişkili olsa da, dünya genelinde genişlemeli havzalarda birçok kıvrım tipi kaydedilmiştir. Genleşme kaynaklı kıvrımlar, normal fayların hem tavan hem de taban bloğunda gelişebilir (Sözbilir, 2002). Öte yandan, son yıllardaki modeller, havzanın dolgu ve onu sınırlayan yapılarının önemini ortaya koymaktadır. Sıyrılma kıvrımı, bir sıyrılma fayının yukarı yönlü yayılmaksızın gelişen sıyrılma boyunca tabakaya paralel bindirme olarak oluşan özel bir kıvrım tipidir. Altındaki bindirme boyunca devam eden yer değiştirmeye oluşturulan gerilmenin yerleşimi, üzerleyen kayaç birimlerinin kıvrımlanması ile sonuçlanır. Bir sıyrılma kıvrımlanması, zeminde duran bir halının ayakucu ile bir uçtan diğer bir

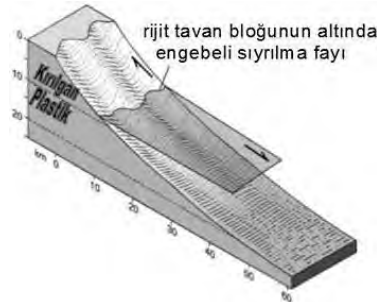
uca itildiğinde, halının zeminde kayması ve yukarı doğru kırılmasına benzetilebilir (Şekil 7). Sıyrılma kırırılmanması, mekanik olarak dayanımsız bir birim üzerine gerilim uygulanması ile veya dayanımsız ve dayanıklı birimler arasındaki sınırda çoğunlukla dayanıklı birimde görülen kırırılmanma ile sonuçlanan birimlerin direnç göstermesi ile meydana gelir (Şekil 8) (Homza ve Wallace, 1995; Mitra, 2002a, b; Hayes ve Hanks, 2008).

Temel kırırım geometrilerini (Suppe, 1983; Mitchel ve Woodward, 1988; Dalstrom, 1990; Hardy ve Poblet, 1994; Poblet ve McClay, 1996), uyumsuz kırırım terimi altında birleştirerek sıyrılma kırırımlarını uyumsuz kırırım ve kopma (lift-off) kırırımı olmak üzere iki kategoriden birinde sınıflandırmak mümkündür. Uyumsuz kırırımlar, dış kanatlarda paralel geometriler ve stratigrafik olarak ayrık ve alt birimlerde paralel olmayan kanatlar arası geometrilerle karakterize olan ve kırırılmanmanın çoğunlukla bir sıyrılma fayının sonucu olduğu, gerilme azalması veya stratigrafideki değişiklik sonucunda meydana gelen gerilme farklılığının neden olduğu sıyrılma kırırımları olarak tanımlanır (Şekil 8) (Poblet ve McClay, 1996; Mitra, 2003; Hayes ve Hanks, 2008). Kopma türü sıyrılma kırırımları, bazen dış birimlerde mevcut olan antiklinal ve paralel geometrilerde sıkı ve eşit eğimli kırırılmanmış zayıf bir birim ile birlikte tüm birimlerde eşit eğimli kırırılmanma ile karakterizedir (Mitra, 2003; Hardy ve Finch, 2005).

Sıyrılma kırırılmanmasının gelişiminde, farklı dayanımsız bir birim ile dayanımlı bir birimin olduğu düşük genlikli ve kısa sıkışmalı bir ortamın bulunduğu varsayılır. Kırırılmanma, kısalma ile başlar. Kanat uzaması, dönmesi ve eksen taşınması, ilk konum altında senklinal yapısına neden olur. Devam eden süreçte, senklinalden antiklinal merkezi altına kırılğan malzemenin akışı bu duruma eşlik eder. Bu olay, antiklinal kırırımın genliğinin artmasıyla sonuçlanır (Şekil 8) (Stewart, 1996; Mitra, 2002a, 2002b, 2003; Contreras, 2010). Eksen taşınmasının baskın olduğu sıkıştırma, kırırımların sıkışması ile sonuçlanır. Bu da, antiklinal çekirdek için alan yerleşim sorunlarına sebep olur. Bu durum, uyumsuz kırırımların oluşmasına yol açar (Mitra ve Namson, 1989; Hardy ve Poblet, 1994). Antiklinal çekirdek içinde devam eden kısalma ve fazla malzeme, genliğin artması ve uyumsuz kırırımlar oluşması ile sonuçlanmakla kalmayıp, kırırılmanan senklinal veya antiklinal bölgeler dışında bindirmelerin gelişmesine de neden olabilir. Kanat dönüşü, deformasyon ve eksen taşınması nedeniyle eşit eğimli kırırımlar, kopma geometrileri kazanır (Mitra, 2002a, b; 2003).



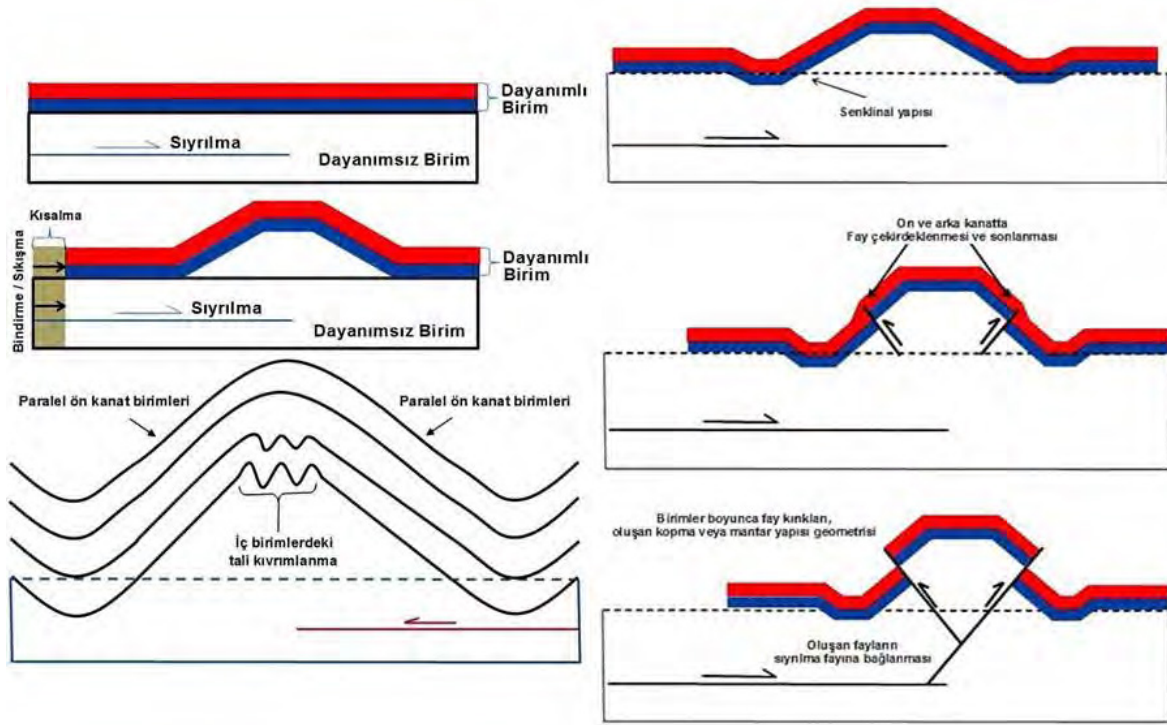
(Öner, 2012'den)



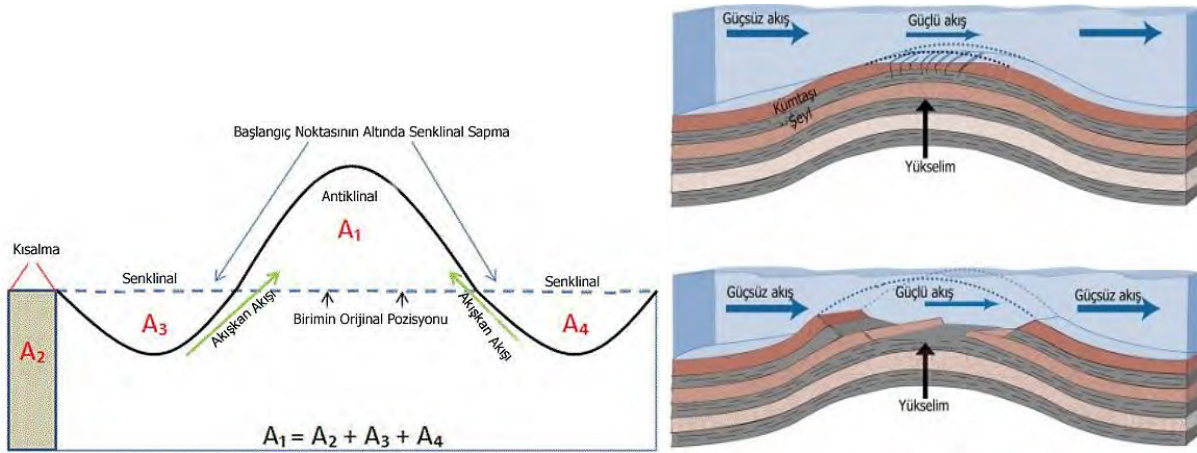
(Singleton, 2011'den)

Şekil 7: Bir yarı grabende, sıyrılma kıvrımlarının oluşumu için kavramsal yapısal modeller

Senklinal defleksiyonu, kıvrım geometrisinde bir antiklinale bitişik senklinallerin alt dayanımsız birime yayıldığı kıvrılmanın bir sonucudur. Bunlar, genel olarak yüksek dalga boyuna ve düşük genliğe sahip bölgelerde meydana gelir (Mitra, 2003). Bu alanın kullanılması, antiklinal merkezine doğru malzeme göçü şeklinde sıyrılmanın üzerinde yer değişimine sebep olur (Wiltschko ve Chapple, 1977; Mitra, 2003). Hacim değişiminin, dayanımsız birimin sünek niteliğinin yanı sıra kalınlık ile dayanımlı ve dayanımsız birimler arasındaki viskozite farklılıklarına bağlıdır. Contreras (2010) ve Mitra (2003), birimdeki akışkan akışının kanadın döndüğü ve uzadığı alana doğru olduğunu belirtmektedir. Dolayısıyla, sondajların bu sıyrılma kıvrımlarındaki antiklinalleri hedef alması durumunda, rezervuar birimlerin çevreye göre daha kalın olacak olması nedeniyle elde edilecek jeotermal akışkanın debisi diğer kuyulara göre daha yüksek olacaktır (Şekil 9).



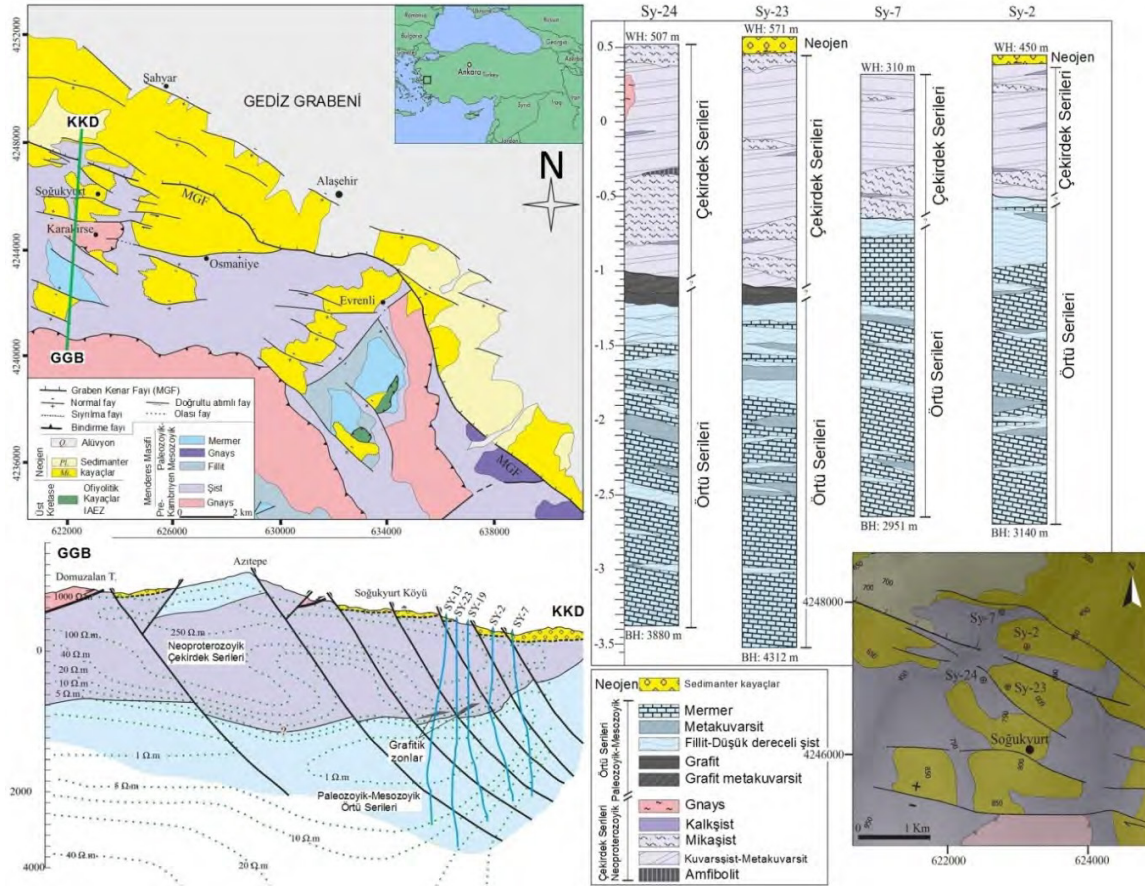
Şekil 8: Bir sıkıştırma/bindirme ortamında, tabakaya paralel sıyırılma üzerinde meydana gelen sıyırılma kıvrımının geometrisi. Sıkışma arttıkça, antiklinalin merkezinde alan sorunları baş gösterir. Bu alan sorunlarını çözmek için kıvrımlanma, uyumsuz bir kıvrım geometrisi oluşturarak iç birimlerde daha sıkı hale gelir. Devam eden kanat dönüşü ve sıkışmanın sonucu, kıvrımın ön ve arka kanadında faylar oluşur. Bu faylar, sıyırmaya yeniden bağlanarak bir mantar yapısı ortaya çıkabilir (Mitra ve Namson, 1989; Mitra, 2002a, b, 2003).



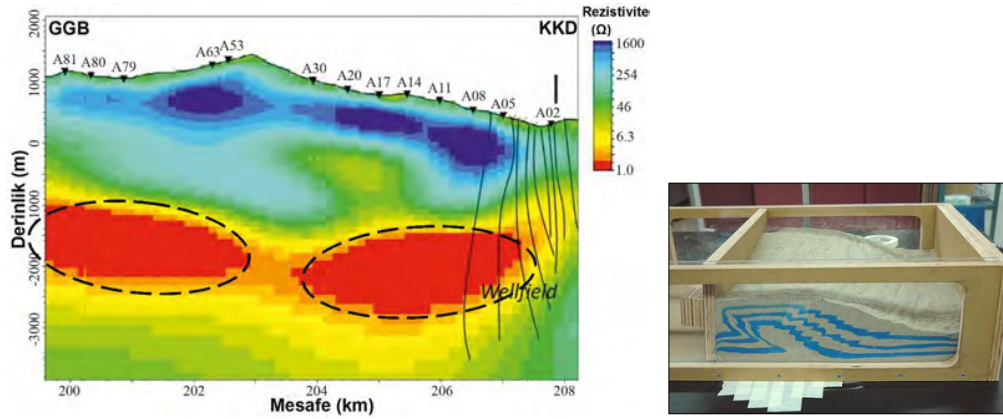
Şekil 9: Senklinal defleksiyon modeli. Antiklinal alanı (A_1) = Kısalma alanı (A_2) + Senklinal alanları ($A_3 + A_4$). Başlangıç noktasının altındaki senklinal alanı (kesikli çizgi), A_3 ve A_4 ile gösterilmiştir (Mitra, 2003'den).

3.1. Gediz Grabeni Bozdağ Horstu'ndaki Sıyırılma Kıvrımı Rezervuarının İncelenmesi

Gediz Grabeni'ndeki (Batı Anadolu) ilk jeotermal çalışmalar (Şekil 1), yüksek sıcaklıklı sıcak su kaynaklarının varlığı nedeniyle 1960'lı yıllarda başlamıştır. Son yıllarda yapılan sondajlarla, 287°C'ye kadar jeotermal akışkanlar üretilmiştir. Jeotermal kaynaklar, bölgesel ve sera ısıtması, kimyasal madde üretimi, turizm ve sağlık tesisleri ile başlıca elektrik üretiminde kullanılmaktadır (Özdemir ve diğ., 2017; Özdemir ve Palabıyık, 2019). Graben'de 200'den fazla derin jeotermal kuyu vardır. 6 adet jeotermal enerji santrali (JES) çalışmakta olup, bu santrallerden yaklaşık 160 MW'lık elektrik üretilmektedir. Gediz Grabeni'nin Bozdağ Horstu'nda yer alan Soğukyurt alanında, orta-yüksek entalpili bir jeotermal sahanın keşfi yapılmıştır. Alanda delinen 14 kuyunun tümünde, rezervuarların enerji üretimini destekleyecek debi ve entalpide jeotermal akışkan üretim kabiliyetine sahip olduğu tespit edilmiştir. Sondajlarda ulaşılan farklı rezervuar zonlarında, 120°C ile 237°C arasında sıcaklıklar belirlenmiştir. Alanda kurulan 24 MWe kapasiteli Jeotermal Enerji Santrali (JES), 2017 yılından bugüne güç üretimine devam etmektedir (Ülgen ve diğ., 2018). Gülmez ve diğ. (2019), Gediz Grabeni'nin Bozdağ Horstu'nda delinmiş olan 4 adet derin jeotermal kuyunun (> 3 km) sonuçlarını sunmuşlardır (Şekil 10). Bu çalışmanın sonuçlarına göre, Bozdağ Horstu'ndaki rezervuarlar, sıyrılma kıvrımları ile ilişkilidir. Bozdağ Horst'ndaki Soğukyurt jeotermal rezervuarı gibi (Şekil 11) diğer horst alanlarındaki sıyrılma kıvrımı rezervuarlarının da, yüzeyde tespit edilebilen yırtılma faylarına yakın konumlu alanlarda bulunacağı düşünülmektedir.



Şekil 10. Soğukyurt jeotermal sahasının jeoloji haritası ve enine kesiti, açılan kuyuların lokasyonları ve kuyu logları (Gülmez ve diğ., 2019'dan)



Şekil 11. Gediz Grabeni Bozdağ Horstu'nda düşük rezistivite ile temsil edilen yüksek sıcaklıklı sıyrılma kıvrımı rezervuarı/rezervuarları (Gülmez ve diğ., 2019'den) ve horsttaki sıyrılma kıvrımı için önerilen model. Sıyrılma kıvrımı rezervuarları, kesikli daireler ile gösterilmiştir.

4. SONUÇLAR

Batı Anadolu'da incelenen yüksek sıcaklıklı jeotermal rezervuarlar, yaklaşık D-B yönlü normal faylar boyunca ve yaklaşık K-G yönelimli yırtılma fayları ile ilişkili yapısal karmaşıklıklardaki yoğun çatlaklı kayalarda oluşmuştur. Rezervuarlar, genel olarak, Kuvaterner yaşlı yırtılma fayları ile kesişen, örtüşen ve/veya sonlanan doğrultu atımlı faylara yakın konumludur. Jeotermal rezervuarların oluşumunda, yırtılma faylarının yapısal denetimini tam olarak tanımlamak için, her ne kadar daha fazla sahanın yapısal analizi gerekse de, bu çalışmada bazı önemli konular ortaya çıkmıştır. Bu konulardan en önemlisi, jeotermal arama faaliyetlerinde yırtılma faylarının özellikle belirlenmesi ve diğer fay tipleri ile olan ilişkisinin detaylı olarak incelenmesinin gerekliliğidir.

Graben havzası içerisindeki akışkanların iletken kenar fayı ile horsttaki sıyrılma kıvrımlarına taşınması veya sıyrılma kıvrımlarında hapsolmuş soğuk suların çevredeki genç volkanik faaliyetler ile ısıtılması sonucunda, horsttaki sıyrılma kıvrımları, yüksek potansiyelli bir jeotermal rezervuar olabilir. Horsttaki sıyrılma kıvrımı rezervuarlarının, yüzeyde tespit edilebilen yırtılma faylarına yakın konumlu olarak bulunacağı düşünülmektedir. Sondajların sıyrılma kıvrımlarındaki antiklinalleri hedef alması durumunda, rezervuar birimlerin çevreye göre daha kalın olacak olması nedeniyle, elde edilecek jeotermal akışkanın debisi de diğer kuyulara göre daha yüksek olacaktır.

REFERANSLAR

- Contreras, J., 2010. A model for low amplitude detachment folding and syntectonic stratigraphy based on the conservation of mass equation. *Journal of Structural Geology*, 32, 566-579.
- Dalstrom, C. D. C., 1990. Geometric constraints derived from the law of conservation of volume and applied to evolutionary models for detachment folding. *AAPG Bulletin*, 75, 3, 336-344.
- Faulds, J., Bouchot, V., Moeck, I., Oguz, K., 2009. Structural controls of geothermal systems in western Turkey: a preliminary report. *Geotherm. Resou. Counc. Trans.*, 33, 375-383.
- Faulds, J., 2013. Tectonic & Structural Controls of Great Basin Geothermal Systems: Developing Successful Exploration Strategies (http://energy.gov/sites/prod/files/2014/02/f7/nevada_hotwater_peerreview2013.pdf, cited 2020 February).

- Gülmez, F., Damcı, E., Ülgen, U.B., Okay, A., 2019. Deep structure of Central Menderes Massif: data from deep geothermal wells. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 28, 531-543.
- Hardy, S., Poblet, J., 1994. Geometric and numerical model of progressive limb rotation in detachment folds. *Geology*, 22, 371-374.
- Hardy, S., Finch, E., 2005. Discrete-element modeling of detachment folding. *Basin Research*, 17, 507-520.
- Hayes, M., Hanks, C., 2008. Evolving mechanical stratigraphy during detachment folding. *Journal of Structural Geology*, 30: 548-564.
- Homza, T., Wallace, W., 1995. Geometric and kinematic models for detachment folds with fixed and variable detachment depths. *Journal of Structural Geology*, 17(4), 575-588.
- Mitchel, M.M., Woodward, N.B., 1988. Kink detachment fold in the southwest Montana fold and thrust belt. *Geology*, 16, 162-165.
- Mitra, S., Namson, J., 1989. Equal-area balancing. *American Journal of Science*, 289, 563-599.
- Mitra, S., 2002a. Fold-accommodation faults. *AAPG Bulletin*, 86(4), 671-693.
- Mitra, S., 2002b. Structural models of faulted detachment folds. *AAPG Bulletin*, 86(9), 1673-1694.
- Mitra, S., 2003. A unified kinematic model for the evolution of detachment folds. *Journal of Structural Geology*, 25, 1659-1673.
- Moeck, I., 2014. Catalog of geothermal play types based on geologic controls. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 37, 867-882.
- Oner, Z., Dilek, Y., 2013. Fault kinematics in supradetachment basin formation, Menderes core complex of western Turkey. *Tectonophysics*, 608, 1394-1412.
- Özdemir, A., Yasar, E., Cevik, G., 2017. An importance of the geological investigations in Kavaklıdere geothermal field (Turkey). *Geomechanics, Geophysics, Geo-Energy and Geo-Resources*, 3, 29-49.
- Özdemir, A., Palabiyik, Y., 2019. A new method for geological interpretation of 3D MT (Magnetotelluric) depth maps of high-temperature and deep geothermal fields: A case study from Western Turkey. 2. *Uluslararası Uygulamalı Bilimler Kongresi*, 28-30 Ekim 2019, Ankara, 28-42.
- Özdemir, A., 2019. Büyük Menderes grabeni (Batı Anadolu) Neojen öncesi petrol sisteminin organik hidrojeokimyasal kanıtları ve potansiyel kapanlar. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, 16, 325-354.
- Poblet, J., McClay, K., 1996. Geometry and kinematics of single-layer detachment folds, *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 80(7), 1085-1109.
- Seyitoğlu, G., Çemen, I., Tekeli, O., 2000. Extensional folding in the Alaşehir (Gediz) graben, western Turkey. *Journal of the Geological Society of London*, 157, 1097-1100.
- Singleton, J.S., 2011. Kinematic and Geometric Evolution of the Buckskin-Rawhide Metamorphic Core Complex, West-Central Arizona. The University of Texas at Austin. PhD Thesis, 235 p.
- Sözbilir, H., 2002. Geometry and origin of folding in the Neogene sediments of the Gediz Graben, western Anatolia, Turkey. *Geodin. Acta* 15, 277-288.
- Sözbilir, H., 2001. Extensional tectonics and the geometry of related macroscopic structures: Field evidence from the Gediz detachment, western Turkey. *Turkish Journal of Earth Sciences*, 10, 51-67.
- Stewart, S., 1996. Influence of detachment layer thickness on style of thin-skinned shortening. *Journal of Structural Geology*, 18(10) 1271-1274.
- Suppe, J., 1983. Geometry and kinematics of fault-bend folding. *American Journal of Science*, 283, 684-721.
- Tarcan, G., Filiz, S., Gemici, U., 2000. Geology and geochemistry of the Salihli geothermal fields, Turkey. *Proceedings of the World Geothermal Congress, Kyushu-Tohoku, Japan, May 28 - June 10*.
- Ülgen, B.U., Damcı, E., Gülmez, F., 2018. Türkiye jeotermal sistemlerine yeni bir bakış: Yüksek rakımda kurulan ilk jeotermal enerji santrali "ÖZMEN-1 JES", 71. Türkiye Jeoloji Kurultayı, 395.
- Wiltschko, D.V., Chapple, W. M., 1977. Flow of weak rocks in Appalachian Plateau folds. *AAPG Bulletin*, 61(5), 653-669.

Jeotermal Kuyularda Yüzey Ölçümlerinden Rezervuar Basıncı Tahmini

Erdoğan Şentürk

Zorlu Enerji

ÖZ

Jeotermal sahalarda rezervuar basınç takipleri; periyodik yapılan kuyu testleri ve gözlem kuyuları ile gerçekleştirilmektedir. Bu takip verileri saha modellerinin güncellenmesi ve üretim/enjeksiyon politikalarının oluşturulmasında büyük öneme sahiptir. Ancak periyodik testlerde, veri sayısı kısıtlı olduğundan sahada gelişen olaylar dahilindeki rezervuar tepkileri izlenememektedir. Benzer şekilde gözlem kuyularında da bu kuyuların lokasyonu ve bölge kuyularla etkileşimi toplanan verilerin kullanılması yönünde üretim bölgesindeki basınç davranışını yansıtamama handikabına sahiptir. Bu çalışmada üretim bölgesindeki davranışı daha iyi şekilde yansıtabilecek bir yaklaşım olarak; üretim kuyularında periyodik testlerden daha yüksek frekansta ölçülen yüzey değerleri(kuyubaşı basıncı, sıcaklığı, debi, ağırlıkça yoğunlaşmayan gaz oranı) ile rezervuar basınç değerlerine ilişkin tahminler yapılmıştır. Bunun için Kızıldere jeotermal sahasındaki ortalama üretim kuyu davranışını yansıtan kuyu içi, rezervuar parametreleri ve bu parametreler için saha özelinde değişim aralıkları oluşturularak bu aralıklar için kuyu içi akış simülasyonu gerçekleştirilmiştir. Bu simülasyonlar sonucu elde edilen kuyu başı basıncı değerleri, kuyu başı basıncını etkileyen rezervuar basıncı dışındaki diğer değişkenlerle birlikte oluşturulan yapay sinir ağında girdi olarak kullanılarak rezervuar basıncı elde edilmeye çalışılmıştır.

1. GİRİŞ

Rezervuar yönetimi uygulamalarında özellikle rezervuar basınç takipleri doğru üretim-enjeksiyon stratejilerini kurabilmek ve sürdürülebilir üretim yapabilmek için elzemdir. Bu noktada rezervuar basıncının takibi sahadan toplanabilecek en değerli bilgi olmaktadır. Bu bilginin toplanmasında sürekli ölçümler ve/veya periyodik ölçümler kullanılmaktadır. Sürekli ölçümler çoğu zaman gözlem kuyusu olarak belirlenen kuyuların kuyu dibi statik basınç takibi ile yapılmaktadır. Öte yandan periyodik ölçümlerde tüm uygun kuyularda alınabilecek statik/dinamik testlerle mümkün olmaktadır. Bu testlerden statik testlerde rezervuar basıncı ölçümle tespit edilirken, dinamik basınçtan elde edilen değer ve üretilebilirlik endeksi kullanılarak rezervuar basıncı hesaplanabilmektedir. Bu iki takip yönteminin de bazı dezavantajları bulunmaktadır. Örneğin gözlem kuyularındaki sürekli ölçümler bu kuyuların rezervuarla hidrolik bağlantısı olduğunda ve bu kuyuya yakın bölgede yapılan bir aktivitenin lokal etkisiyle rezervuar davranışının gölgelenmediğinde rezervuarı yansıtan değerler olarak anlamlı olmaktadır. Diğer yandan periyodik ölçümlerde ise kısa vade takiplerin yapılması ve dönemsel etkileşimlerin sayısallaştırılması zor olmaktadır. Ölçümlerin bu dezavantajlarını nümerik yaklaşımlarla egale etmek mümkündür. Bu çalışmada da benzer bir yaklaşım yapay sinir ağları kullanılarak ortaya konmuştur.

2. YÖNTEM

2.1. Kuyu Akış Simülasyonu

Wellbor adlı programda jeotermal üretim kuyularındaki çift faz akış modellenmektedir (Pritchett, 1985, Garg et al., 2004). Burada girdi olarak kuyunun oryantasyonu, sıcaklık profili, rezervuar basıncı, akışkan kompozisyonu, üretilebilirlik endeksi ve akış debisi ve sıcaklığı kullanılırken, kuyuda istenilen aralıklarla akışkan özellikleri, akış basıncı ve sıcaklığı gibi parametre çıktıları alınabilmektedir. Bu çalışmada yapay sinir ağlarının öğrenme süreci için kullanılan veri seti bu programda oluşturulan farklı senaryolar kullanılarak elde edilmiştir. Bunun için Kızıldere sahası ortalamasını yansıtan kuyu özellikleri belirlenmiş ve zamana bağlı olarak büyük ölçekte değişmesi beklenmeyen girdiler sabit kabul edilerek yapay sinir ağındaki girdi sayısı azaltılmıştır. Simülasyonlarda çıktı olarak kuyu başı basıncı elde edilmesi planlandığı için ilk aşamada sahada zamana bağlı kuyu başı basıncının değişimine en çok etki eden 4 parametre belirlenmiştir. Bunlar rezervuar basıncı, kompozisyon, debi ve akış sıcaklığıdır. Diğer tüm değerler ortalama olarak alınmıştır. Rezervuar basıncı, kompozisyon, debi ve sıcaklık sahada görülmesi beklenen aralıklarda ve parametrelerde arzu edilen adımlama boyutları ile kademelendirilmiştir. Bu kademleme işleminde kullanılan değerler; Tablo 1’ de alt, üst sınır ve adım boyutu olarak verilmiştir. Belirlenen 256016 farklı kombinasyon için girdiler oluşturularak Wellbor programında simülasyonlar gerçekleştirilmiştir. Bu süreç sonucu her veri seti için kuyu başı basınç değerleri elde edilmiştir. Burada kuyu dinamiklerinin artezyen akışa izin vermediği görülen 127344 senaryo filtrelenmiş ve elde 128672 örnek kalmıştır. Bu örneklerden elde edilen yeni veri setindeki değerlerden girdi olarak kuyu başı basıncı, debi, kompozisyon ve akış sıcaklığı, çıktı olarak ise akış kuyu dibi basıncı atanmış ve yapay sinir ağı öğrenimine dahil edilmiştir. Burada statik rezervuar basıncı yerine akış kuyu dibi basıncı kullanılmasının sebebi, belirsizliklerden biri olan üretilebilirlik endeksinin yapay sinir ağı öğreniminde egale etmek istenmesidir. Bu amaçla programda kullanılan ortalama üretilebilirlik endeksi ile her örnek için akış kuyu dibi basıncı hesaplanarak yapay sinir ağında elde edilen bu değerler kullanılmıştır. Buna ek olarak, bu aşamada zamana bağlı değişimi söz konusu olan 4 girdinin zamana bağlı değişimlerinin, yöntem doğrulamasında kullanılacak veri setindeki hedef kuyularda ne büyüklükte olduğu kontrol edilmiş ve değişimi en düşük boyutta olması beklenen akış sıcaklığı girdisi, örnekleme küçültmek ve belirsizlikleri azaltmak için girdilerin arasından çıkarılmıştır. Bununla birlikte sabit kabul edilen ortalama sıcaklık değeri için örnekleme 8444 ayrı senaryo kalmıştır.

Tablo 1 Senaryolar için girdi aralıkları ve adımlama boyutları

	<i>Debi (ton/sa)</i>	<i>Rezervuar Basıncı (barg)</i>	<i>Akış Sıcaklığı (°C)</i>	<i>Yoğuşamayan Gaz Kütle Oranı (%)</i>
<i>Alt Sınır</i>	50	180	215	0.008
<i>Üst Sınır</i>	350	240	245	0.038
<i>Adımlama Boyutu</i>	10	2	2	0.002

2.2. Yapay Sinir Ağları(YSA)

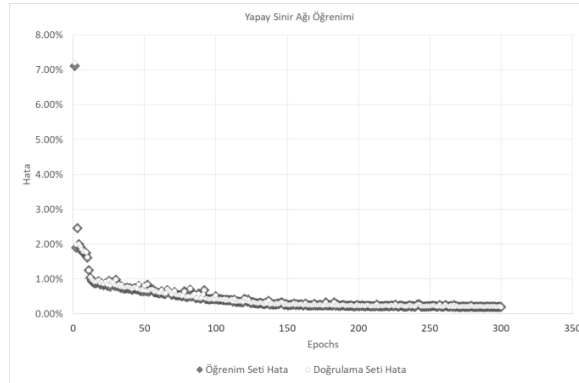
Yapay sinir ağları ile ilgili ilk çalışmalar 19. yüzyılın ortalarından itibaren başlamıştır. Sinir hücrelerinin biyolojik modelinden esinlenerek geliştirilen (Hecht-Neilsen, 1990) ve veri sınıflandırma, ilişkilendirme ve tahmininde kullanılan bir yöntem olan yapay sinir ağları, doğrusal olmayan denklemleri çözme noktasında kullanılabilecek bir araç olmuştur. Temelde yapay sinir ağları, öğrenim sürecindeki kullanılan örnekleme izlenen karar verme davranışını taklit ederek yeni örneklerde çıktı yaratma kabiliyeti edinerek çeşitli problemler için çözüm üretebilmektedir. Yapısal olarak girdi katmanı, gizli katmanlar ve çıktı katmanından oluşan ağda, her katmanda belirli sayıda sinir hücresi ve bu sinir hücrelerine gelen sinyalin iletilmesi sürecinde aktivasyon fonksiyonları kullanılmaktadır. Ardışık katmanlardaki sinir hücreleri arası etkileşim, kullanılan ağırlıklarla sağlanırken; öğrenim süreci geri yayılım olarak adlandırılan ve hedef fonksiyona uygulanan optimizasyon algoritması ile bu ağırlıkların güncellenmesini kapsayan yöntem ile mümkündür.

Bu çalışmada kuyu akış simülasyonu ile elde edilen 8444 örnek; 3 nöronlu girdi, 25' er nöronlu 2 gizli katman ve 1 nöronlu çıktı katmanında öğrenim sürecine dahil edilmiştir. Katmanlarda sigmoid aktivasyon fonksiyonu (Denklem 1) kullanılırken, öğrenimde rastgele bu örneklemden seçilen 1688 örnek, doğrulama setinde model tutarlılığını test etmek için kullanılmıştır.

$$f(I) = \frac{1}{1 + \exp(-I)} \quad (1)$$

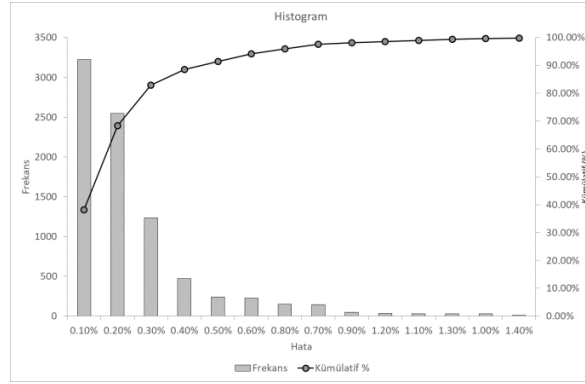
3. SONUÇLAR

Modelde oluşturulan sentetik veri setinde 300 epoch sonunda ortalama hata payının öğrenim ve doğrulama setlerinde %0.2 mertebesinde olduğu görülmüştür (Şekil 1).



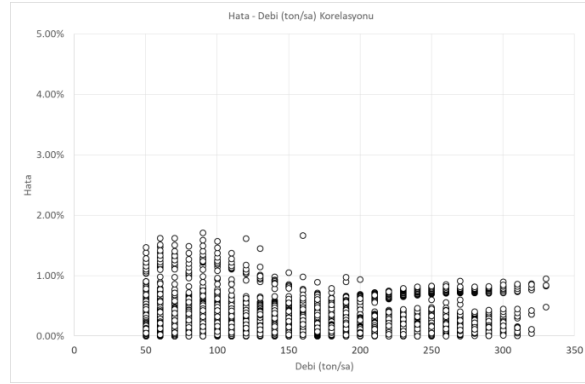
Şekil 1 YSA Öğrenimi

Ortalama hataya ek olarak, tüm örneklemede hesaplanan hataların %91.3'ünün %0.5'in altında olduğu görülmektedir (Şekil 2).

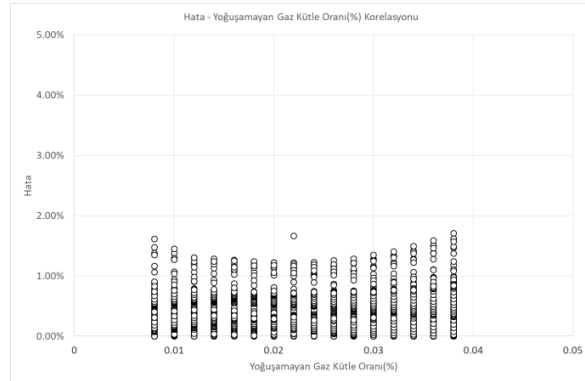


Şekil 2 Hata histogramı

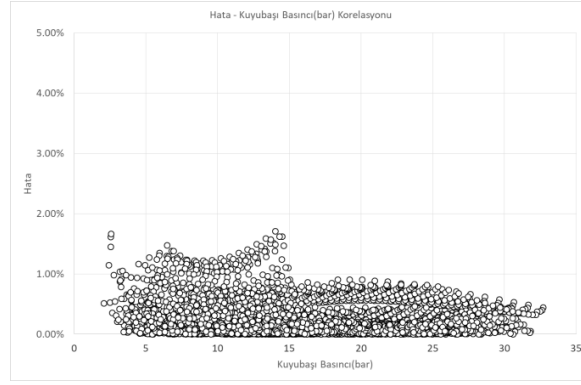
Bu haliyle oluşturulan modelin, girdilerin oluşturulan aralıklarında tutarlı sonuçlar verdiği görülmektedir. Girdi aralıklarına detaylı bakıldığında ise; bu aralıklarda 3 parametre için de; kullanılan aralıklardaki değerlerle hata ilişkisinde bölgesel bariz ayrımların olmadığı görülmekle birlikte aralıkların üst ve alt sınırlarında modeldeki hata payının artış eğiliminde olduğu görülmektedir (Şekil 3, Şekil 4, Şekil 5, Şekil 6).



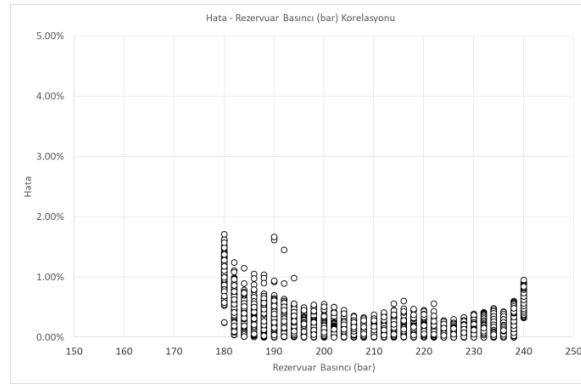
Şekil 3 Hata debi ilişkisi



Şekil 4 Hata yoğuşamayan gaz kütle oranı ilişkisi

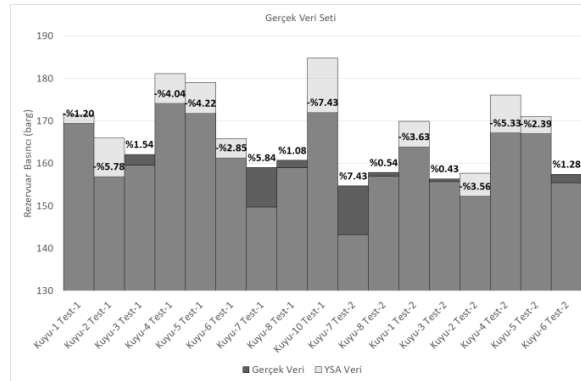


Şekil 5 Hata kuyu başı basıncı ilişkisi



Şekil 6 Hata rezervuar basıncı ilişkisi

Son olarak, yapay sinir ağında model doğruluğunu tespit etmek adına 10 kuyuya ait farklı tarihlerde olan toplam 17 test verisi modelde kullanılmıştır. Burada akış simülasyon girdilerinden biri olan beslenme noktası olarak bu kuyularda kapalı casing giriş derinliği referans olarak alınmıştır. Bu nedenle akış simülasyonunda kabul edilen ortalama değer ile her kuyudaki kapalı casing giriş derinliği arasındaki basınç farkını yansıtacak bir korelasyon katsayısı belirlenerek tüm hesaplamalar bu katsayı kullanılarak yapılmıştır. Gerçek veri setinde hata oranı ortalama %3.45, maksimum hata ise %7.43' dür. Buna ek olarak hataların %5'in altında olduğu örnek sayısı örneklemin %70'ine denk gelmektedir(Şekil 7).



Şekil 7 Gerçek Veri Seti Sonuçları

Sonuç olarak, bu çalışmada oluşturulan iř akışı ile ortalama değerler yerine her kuyu için birer kuyu akış simülasyon modeli oluşturularak, buradan elde edilecek veri setleriyle yapay sinir ağlarının kuyular özelinde tasarlanması daha düşük hata paylarıyla rezervuar basıncı hesaplamasına olanak sağlayacaktır.

REFERANSLAR

Pritchett, J.W., 1985. WELBOR: a computer program for calculating flow in a producing geothermal well. Report

No. SSS-R-85-7283, S-Cubed, La Jolla, California

S. K. Garg, J. W. Pritchett, and J. H. Alexander, A new liquid hold-up correlation for geothermal wells, Geothermics, Vol.33, pp.795-817, 2004.

Hecht-Neilsen, R. (1990), Neurocomputing, 433 pp., Addison-Wesley, Boston, Mass.

Evaluation of Geothermal Potential of Turkey as an Alternative Source of Energy Under Demand and Supply Dynamics of Other Energy Resources

Celal Hakan Canbaz¹, Cenk Temizel², Yıldırar Palabıyık³, Aysegul Balıkcıoğlu⁴, İsmail Ömer Yılmaz⁵, Sezgin Aytuna⁶, Rahul Ranjith⁷

¹Ege University

²Saudi Aramco

³Istanbul Technical University, İstanbul

⁴University of Southern California

⁵Middle East Technical University

⁶Aytuna Consulting

⁷Far Technologies, California

ABSTRACT

Turkey is an energy importing country with more than half of its energy requirements met by imported fuels. To obviate the energy security problems of the country, the Government sees geothermal energy (together with other renewable energy sources) as an attractive solution due to its cleanness and sustainability. Turkey has high geothermal energy potential owing to its geologically favorable areas in terms of geothermal energy such as Western Anatolian Graben systems. Turkey is the seventh richest country in the world in geothermal energy potential where the main uses of geothermal energy are space heating and domestic hot water supply, greenhouse heating, industrial processes, heat pumps and electricity generation. This study aims to first outline the geothermal potential of Turkey in details, evaluating the current and expandable capacities and the steps that need to be taken to achieve projected targets. Furthermore, this study investigates the strong potential of the use of geothermal resources of Turkey as opposed to significant amounts of imported petroleum and natural gas, considering the critical and dynamic political environment of the region in terms of the sustainability and security of energy for the country now and in the future as a developing country.

1. INTRODUCTION

The concept of sustainable energy essentially is supplying energy without using limited resources that bear risks of depletion and expiring. Once installed, sustainable energy plants do not harm the nature, while they come free of charge, therefore it should be supported widely. The sources of renewable energy (i.e. wind, hydropower, geothermal, solar and ocean) are all sustainable, vastly available, and stable (Akat, 2017).

Turkey, 6th and 17th largest economy in Europe and the world, respectively, is facing a rise in demand of energy. The growth of the energy market of the Turkish nation was proven to be one of the fastest, among other OECD countries (EPDK, 2017). To meet the rapidly increasing energy demand of the country, the renewable energy sources are considered as strategic factors for the country's energy security. The government plans to increase the diversity of the energy resources and the usage of native resources for the creation of added-value for the economy.

Energy demand of Turkey is expected to rise 4-6 percent until 2023, annually, and it was prioritized by the government that the percentage of renewable sources will add up to 30% by the year of 2023 (Melikoglu, 2013).

The projection made by the Ministry of Energy and Natural Resources has shown that the investment needed in order to compensate the demand of energy by the year 2023 is more than twice as much invested in last decade; which is approximately \$110 Billion. The future vision of Turkey for the year 2023 particularly emphasizes renewable energy targets of the sector. The targets for hydropower plants, wind power plants, solar power plants, geothermal energy, and biomass are 34,000MW, 20,000MW, at least 5000 MW, at least 10000MWe and 1000MWe, respectively (Melikoglu, 2017; INVEST, 2017).

This study investigates the strong potential of use of geothermal resources in Turkey in a critical and dynamic political environment within the region in terms of the sustainability of energy for the country now and in the future.

2. ENERGY RESOURCES, RESERVES AND POTENTIAL OF TURKEY

Traditional fossil resources such as oil, natural gas, lignite and hard coal constitutes the largest share of the energy consumption in Turkey (MENR, 2017). However, in the last decade, the renewable resources such as geothermal, wind and sun power has become very popular and has been growing rapidly. Following the same trend, nuclear energy expected to be one of the energy resource alternatives of Turkey in close future, as well. Unfortunately, the country is poor for oil and gas sources where 99.7% of gas and 93.6% of oil are being imported from neighboring countries.

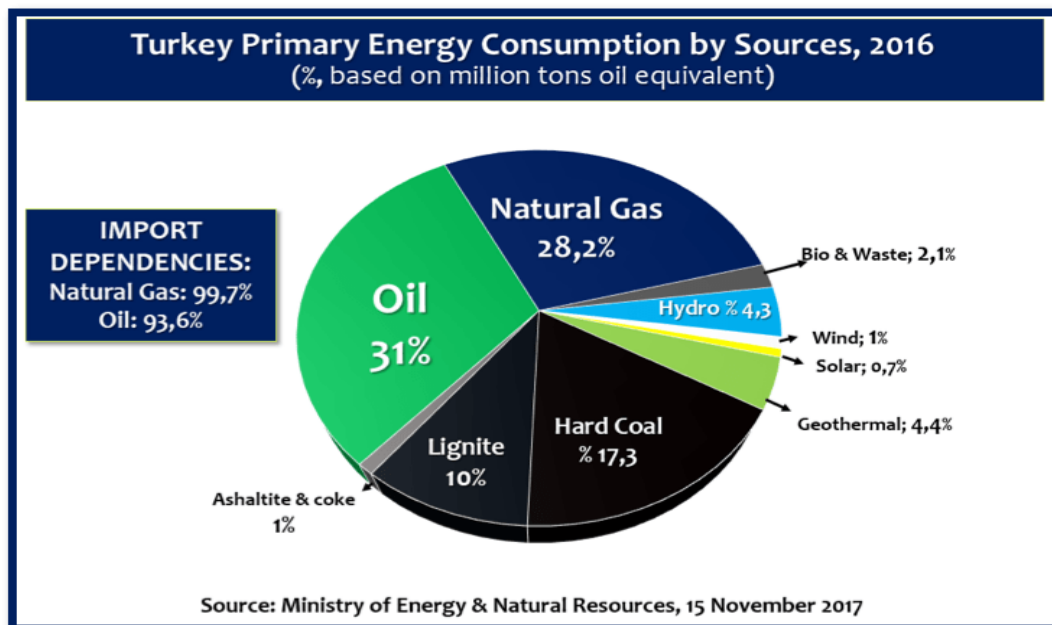


Figure 1 Sources of Turkey's primary energy consumption (MENR, 2017)

According to Ministry of Energy Natural Resources of Turkish Republic, 2017, the distribution of Turkey's installed electricity generation plants by resources are 21.5% coal, 33.6% hydraulic, 1.1% geothermal, 28.1% natural gas, 7.7% wind, and 7.4% other sources. In addition, the number of electricity energy production plants in the country reached 3098 by the end of July 2017. The number of existing power plants is 288 natural gas, 186 wind, 613 hydraulic, 40 coal, 33 geothermal, 1.773 solar and 165 other power plants (MENR, 2018).

According to a general evaluation, approximately 65-70% of the consumed energy is imported in Turkey (WEC, 2016), which increases the importance of utilization of the domestic energy sources. Among others, geothermal energy is considered as a promising renewable source of energy for that purpose.

3. POTENTIAL OF GEOTHERMAL AS AN ALTERNATIVE SOURCE OF ENERGY FOR TURKEY

Geothermal energy is a type of energy that utilizes the heat energy deep underground. The attained heat is provided by hot dry rocks, dry steam, steam and hot water that once have gathered up inside rocks and have migrated, then was accumulated by the fluid heat. Given the fact that the Turkish tectonic zone is active and comprises many faults, especially in the western region, the country withholds an abundant amount of geothermal resources (Pinar, 1948). It was estimated that the country has around 1000 geothermal springs. Theoretically, it is thought that the country's geothermal capacity is 31500 MWt. The regions that contain geothermal fields are western and Central Anatolia, Marmara Region and Eastern Anatolia with 78%, 7% and 5%, respectively. The rest of the fields are scattered around the rest of Turkey. 90% of these resources can be used directly (i.e. heating and thermal tourism) because of their low to medium enthalpy nature. Other 10% can be used for applications that are indirect such as electricity generation.

In Turkey, the utilization of geothermal energy varies greatly. Currently, production of electricity, heating both residential and for greenhouses, mineral achievement for drying and also in health tourism is possible through geothermal energy.

Explorations of geothermal resources were initiated in the year 1962 by MTA in Turkey. By the help of the Ministry of Energy and Natural Resources, seeking of new areas with potential and improvements for already known resources has started in year 2005. As a result of this mobilization, an additional of 1900 MWt utilizable capacity was granted, and the number of discovered fields went up to 234. Until today, in Turkey 383000 meters were drilled as a consequence of 613 drillings. So far, yielded heat energy of these drillings make up a total of 5000 MWt (MENR, 2017).

Along with the enactment of legislation, investments in explorations made way for new investors. Therefore, an acceleration of explorations investments and development has been recorded. As a result of the progress, the visible amount of geothermal heat capacity total became 15500 MWt. To summarize the progress made in Turkey regarding geothermal activities between years 2012 to 2017;

- Fields that are feasible for generation of electricity has risen to 25 from 16 in year 2017.

- The greenhouses utilizing geothermal heat went up to 3913000 m² from 500000 m² with an increase of 686%.
- Residences heated exploiting geothermal energy became 114.567 RE in 2017 while it was 30000 RE in year 2002 (281% risk).
- Generated electricity using geothermal energy is 860 MWe (June 2017) an increment of 281% was observed in comparison to 2002, which was 15 MWe.
- Capacity of geothermal heat got to 15500 MWt in year 2017 from 300 MWt. The increment is 416%.

3.2. The Desire of Turkey to Develop/Invest on Geothermal Resources

Being immune to weather, geothermal energy is regarded as the baseload supply among other renewable energy sources, since it is accessible 24/7, all year round. The facts such as being extractable without the need of burning fossil sources (i.e. natural gas, coal or oil) makes geothermal energy a clean energy source. The power itself is homegrown, thus decreases fossil fuel dependence (DOE, 2018).

Even though the share of geothermal energy makes up a little portion of the world's energy consumption, it is an important source of energy for countries lacking homegrown fossil sources, like the Philippines. The total capacity of installed geothermal sources went up to 13.2 GW in total with the recent installations of 315 MW capacity while Turkey is accounted for the half of these recent installations, the nation is pursued by USA, Mexico, Kenya, Japan and Germany. The share of each country's addition to the global capacity is shown in Fig. 2 (Ren21, 2016).

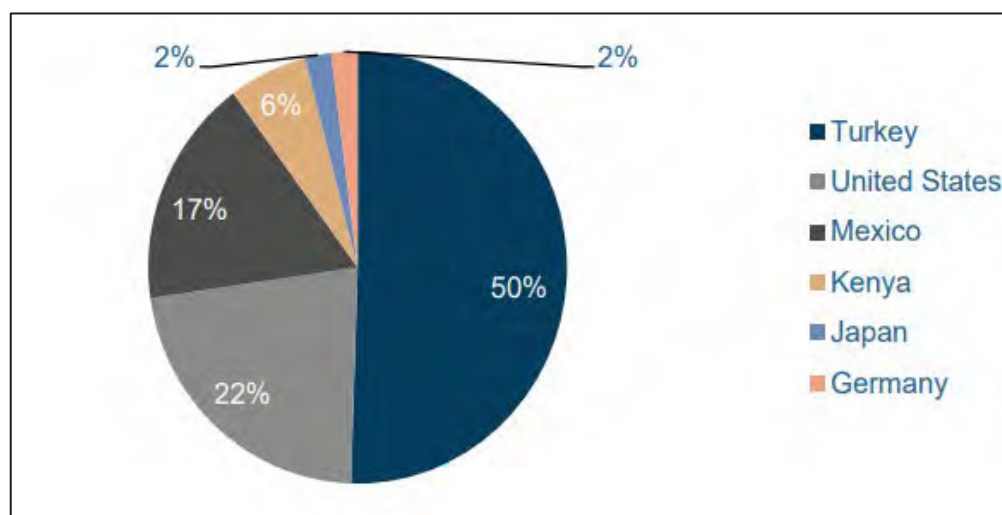


Figure 2 Geothermal global capacity additions by country in 2015 (REN21, 2016)

Top seven countries make up for 70% of the direct utilization of geothermal energy. These countries are China, Turkey, Iceland, Japan, Hungary, USA and New Zealand, respectively which is demonstrated in Fig. 15 (WEC, 2016).

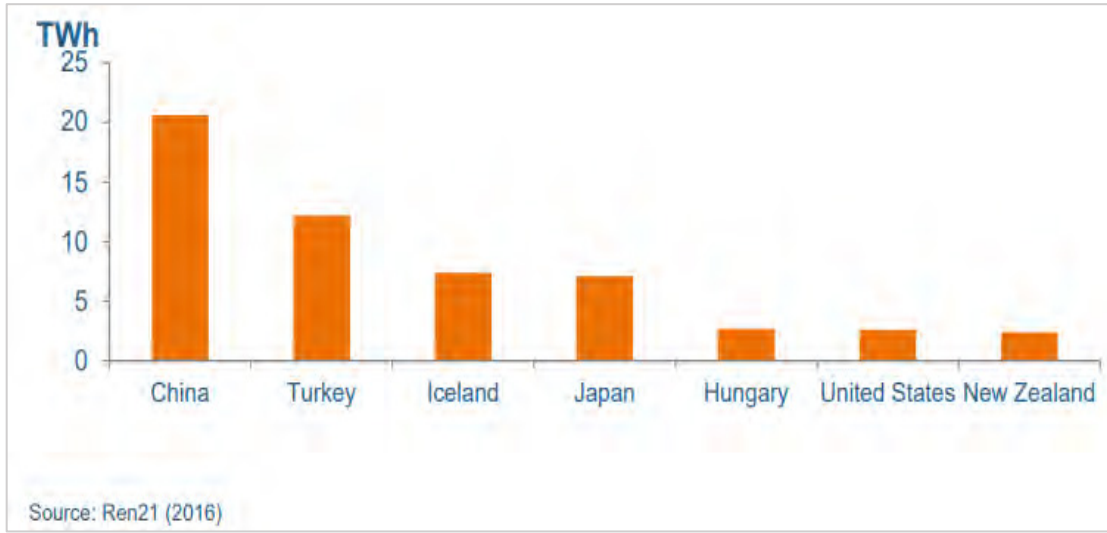


Figure 3 Top countries that utilize the most direct geothermal heat in 2015 (WEC, 2016)

Today, Turkey is at the 4th place in terms of the installed geothermal electricity capacity in the world in comparison with the values recorded in 2018.

The study Geothermal Energy Potential and Exploration in Turkey conveyed by MTA in 2017 estimates that Turkey has nearly 1000 geothermal springs all around the land with different temperatures (MTA, 2017).

In Turkey, 319 geothermal fields are discovered, and the total available heat capacity from all these wells is stated as 16098.8 MWt. Total direct use installed capacity is reported as 3272 MWt which shows that the utilization of the total available heat is around 20% (Akkus and Alan 2016). By the end of December 2017, there are 30 licensed geothermal electric power plants in operation with a total capacity of 835.558 MWe, and with a total installed capacity of 1261.853 MWe. (EPDK, 2017)

A man-made reservoir with the presence of a hot rock, though lacking permeability or fluid is named Enhanced Geothermal System (EGS) under controlled conditions, the fluid is introduced under the surface in order to re-open fractures that were present before to create permeability (Mertoglu, 2015). The study The Future of Geothermal Energy, conveyed by MIT in 2006, anticipates that singlehandedly USA can provide a cost competitive capacity of 100 GWe by EGS, which is projected for next 50 years (MIT, 2006). The Turkish economical and technical potential of electricity production (3-5 km) using EGS is expected to be 25 GWe in the next 25 years (Mertoglu et al. 2015). Unconventional geothermal areas could be facilitated by EGS and this helps to extend geothermal energy production, countrywide.

3.1. History and Current Situation of Geothermal Energy in Turkey

Geothermal Energy Potential of Turkey has taken the attention of many local and international energy companies in last decade. Substantial amount of this potential is a result of Geological

Structure of the Graben system in Western Anatolia region. Geothermal Productivity areas are respectively located in Western Anatolia with 78% of total potential, Central Anatolia with 9%, and other regions such as; Marmara (7%) and Eastern Anatolia (5%).

In a Geothermal reservoir, temperature is the most important parameter that dominates the productivity of the wells and directly affects the energy efficiency of the power plant. Therefore, conservation of reservoir fluid temperature is crucial. In Turkey, most of the geothermal resources are classified as low ($< 150^{\circ}\text{C}$) and medium temperature ($150^{\circ}\text{C} < T < 200^{\circ}\text{C}$) reservoirs and limited to be served in direct usage like extraction of minerals, tourism, and heating of commercial as well as residential buildings. When all reservoirs considered, only 10% (17 fields) of the fields are able to be used for electricity generation (MENR, 2018 and Ozturk, 2016).

Although, Anatolian geothermal resources that reached to the surface (hot springs, fumaroles etc.) were used effectively for cooking and health by many civilizations (Hittites, Romans, and Turks), the milestones related to the scientific history of Anatolian Geothermal Systems, regulations and the usage of underwater geothermal systems were started with the establishment of Republic of Turkey. Simsek gives the details and chronological order of the developments and activities related to the geothermal energy in Turkey in his book as below: (Simsek, 2017).

1926: First Law which describes the quality and standards of drinking and washing water was declared.

1935: The establishment of MTA (The Mineral Research and Exploration Institute)

1947: The First book named as "Turkey Mineral Waters" and related to Geothermal Fields of Turkey was published by Caglar (Caglar, 1947).

1948: Another milestone study which is related to the mineral & hot water springs and tectonics of Aegean Region was published by Pinar (Pinar, 1948).

In the beginning of 1960s, Geological Research and International Projects were founded and the inventories of the whole Geothermal Resources of the country were updated.

1962: First geothermal surveys were performed in Balcova Area-Izmir city.

1963: Following the survey results, the first well drilled in Balcova Area-Izmir and the reached to the reservoir fluid that has 124°C reservoir temperatures in 40m depth.

1965: Geothermal surveys continued to be performed in West part of the country.

1966: Erentoz and Ternek (Erentoz and Ternek, 1966) published the first paper related to geothermal energy and thermo mineral sources (MTA study).

1967: Concentrated on another location and "Western Anatolia & Denizli Geothermal Project" that was a cooperation project of MTA and United Nations Development Programme (UNDP) was started.

1968: The project resulted with the discovery of the first high-temperature geothermal reservoir of Turkey that has 198°C reservoir temperature and 540m depth in Kizildere Region of Denizli city.

1974: Turkey's first geothermal power plant was set up by the MTA in Kızıldere. The installed capacity of this trial plant was 0.5MW. The plant was also containing the first trial greenhouse plant.

1975: International Balneology Congress took place in Turkey. First book related to Turkey's mineral water was published by Istanbul University.

1979: MTA prepared and declared the first Geothermal Law draft.

1982: As a result of drilling operations of MTA, Tuzla and Germencik Geothermal Fields were discovered with 232°C and 174°C fluid temperatures, respectively.

1982: Governmental Regulation related to Geothermal Fields and Waters declared in new Mining Act.

1983: Geothermal heating system with downhole exchanger system started to be used in first-time in Balcova Field-Izmir city.

1984: First Geothermal Power plant that includes a single-flash mechanism (15 MW) started to be used by TEK (Turkish Electricity Authority) in Kizildere Field-Denizli city.

1986: A CO₂ plant installed and put into use in Kizildere field. It was the first plant for CO₂.

1987: First District Heating (DH) system with geothermal source was put into use in Gönen Region of the city Balıkesir.

1990: It has been realized that some stimulations such as; using chemical inhibitors are increasing the productivity of Geothermal fields. These stimulations were implemented to several wells that have high-level of scaling phenomena. It positively affected the investments to geothermal heating projects.

Starting from 1990s, District Heating applications were started to be used widely in rural areas of some cities such as; Bigadic, Sorgun, Dişadin, Edremit, Kozaklı, Kizilcahamam, Salihli, Saraykoy, Sandıklı, Simav. Additionally, it started to be used in city centers of Izmir (Narlıdere), Kirsehir and Afyon.

2002: First-time in the country, Reinjection processes started to be applied to the wells of Kizildere field.

2005: WGC 2005 (The World Geothermal Congress) was held in Antalya-Turkey.

2006: Private Sector investments were started in Geothermal Industry and the first power plant that includes a binary system was installed in Salavatlı region-Aydın.

2007: Updates on regulations. The New Law of Geothermal Resources and Natural Mineral Waters were declared. It paved the way of private sector to apply for exploration and exploitation licenses which were previously permitted to operate just by the government.

2008: Kizildere Geothermal Field privatized to Zorlu Energy.

2009: Following the new Law, the numbers of Exploration and Exploitation licenses were reached to 3000 in two years period.

2009: A Geothermal power plant (47.4 MW) that includes a double flash system installed in Germencik Field - Aydin. It was the first-time in the geothermal history of country.

2013: Another power plant with 80MW was installed and started to be used in Kizildere Field by Zorlu Energy.

2014: Installed Capacity of Electricity generation by using geothermal sources has reached to 410 MW. The Turkey ranked 10th in the list of top 10 countries in the geothermal energy sector at the end of 2014 (ThinkGeo Website).

2015: Installed Capacity increased to 650 MW with the additional installation of power plant with 162.3 MW installed capacity in Germencik Field-Aydin.

2016: The installed Capacity has reached up to 775 MW and the country ranked as 7th in the list of top 10 countries in geothermal power generation capacity in the end of 2016 (ThinkGeo Website).

2017: In the end of 2017, the installed Capacity has reached up to 1053 MW and the country ranked as 4th in the list of top 10 countries in geothermal power generation capacity (ThinkGeo Website).

2018: In 2018, around 1 Billion \$ investment done in Geothermal Energy sector of Turkey and the total installed capacity increased up to 1200MW (Figure X) (ThinkGeo Website).

The milestone of the Geothermal Energy history of Turkey can be considered as the beginning of Geological Surveys in Southwest part of the country in 1965. These surveys came up with successful results and Kizildere Geothermal Field was discovered. The First Power plant of Turkey was installed with the capacity of 500 kW in 1974. Following the investments on the field, the installed capacity was increased to 17.4 MW in 1984. However, this installed capacity was extremely exceeding the reservoir potential of actual power generation which was around 10 MW. The production strategy continued in the same way until 2008, the time that the operational rights of the field were purchased by a private company, Zorlu Energy. A whole range of stimulations with an effective FDP were performed and 20 new wells that reach up to 2900 m TVD and highest temperature reach up to 245 °C were successfully drilled (Aksoy, 2014).

These new wells were also increased the power generation potential and paved the way of installing an additional power plant. The second power plant which increased the total installed power up to 95 MW with its capacity around 80 MW was built in 2013.

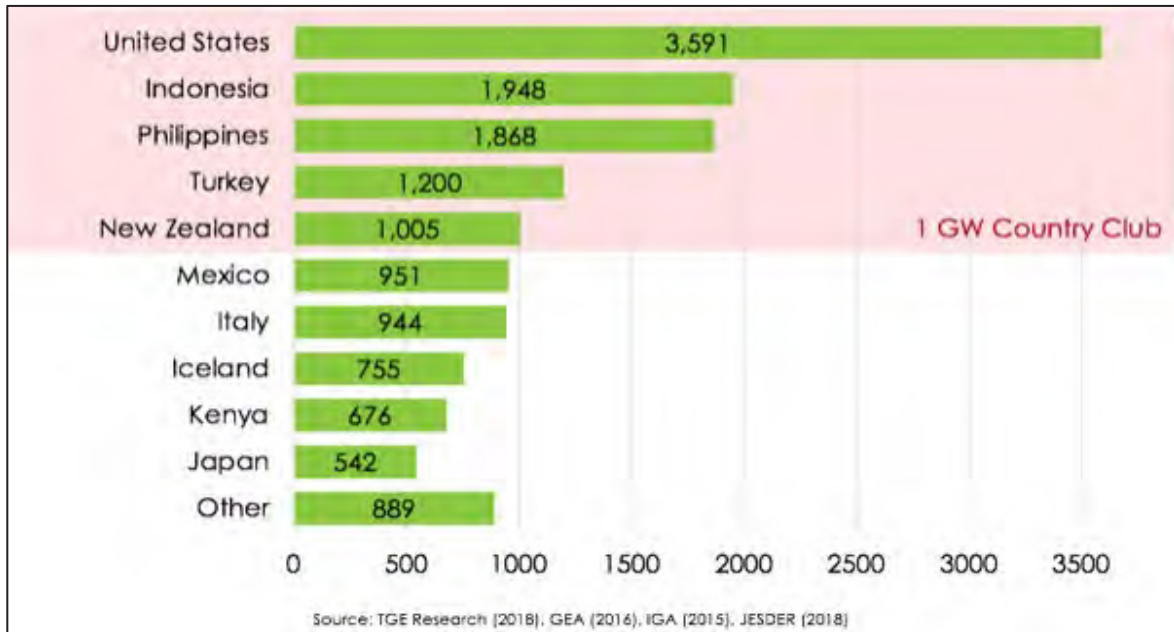


Figure 4 Geothermal power capacity of countries in the end of 2018

Additional to that, the installation of the third geothermal power plant with two different phases finished with 320 Million \$ investments in 2018. The installed power of the third power plant is around 165 MW (99.5 MW+65 MW) and increased the total installed power of Kizildere Geothermal Field up to 260 MW (Zorlu Energy).

5. PROSPECTS, PLANS AND PREDICTION FOR GEOTHERMAL ENERGY IN TURKEY

Following the enhancement on the Renewable Energy Utilization Law (2007), Turkey has showed a significant progress sourced by the attention of domestic and international investors in geothermal energy area. Currently, the country ranked as 4th with 1200 MW geothermal power capacity (Figure X). Based on the historical data of Turkey Geothermal Power Capacity, 3 different prediction scenarios with Linear Trend of Growth, Exponential Growth, and Exponential Decrease on Growth performed for next decade (Figure 5).

5.1 Future Prediction with a Linear Trend of Growth

A linear trend line behavior plotted by the assumption of yearly geothermal power capacity historical data will continue with the same increment rates as were in last 7 years. Herein, the linear part of the historical data (Last 7 years) took into consideration to create the linear prediction line till 2030. In other words, the scenario assumes that yearly growth of investments and installations will continue with the same linear increment rate as it was between 2012 and 2018. According to the prediction results, the Power capacity is expected to be around 1570 MW in 2020, 2515 MW in 2025, and 3456 MW in the year of 2030.

5.2 Future Prediction for Exponential Growth

The second scenario describes a case that the attention of domestic and international investors on Turkey geothermal resources will show an increase and it will be resulted with an exponential increase in yearly growth rate of Installed Power Capacity. It could also be named as a realistic "Best Case" Scenario and it considers the period of 2007-2018, the starting time of the first private sector exploration and exploitation license applications till today. Results showed that the geothermal power capacity of Turkey will be around 1560 MW in 2020, 2995 MW in 2025, and 5760 MW in 2030.

5.3 Future Prediction for Exponential Decrease on Growth

Third scenario describes a situation that the investor confidence affected negatively sourced by various parameters such as; technical problems resulted by temperature decrease in the geothermal reservoirs that produces existingly. In this scenario, the attention of investors as well as yearly increase rate of Geothermal Power capacity will decrease and stop by time. The scenario assumes that the current Installed power capacity will remain and continue to production, so it can be called as "Relatively Worst Case" scenario. Third scenario shows that the geothermal power capacity of Turkey will be around 1445 MW in 2020, 1880 MW in 2025 and 1912 MW in 2030. By using the trend lines of these three scenarios, a "Prediction Area" plotted. Herein, it is expected that the future behavior of Turkey Geothermal Power capacity will be inside the boundaries of this area.

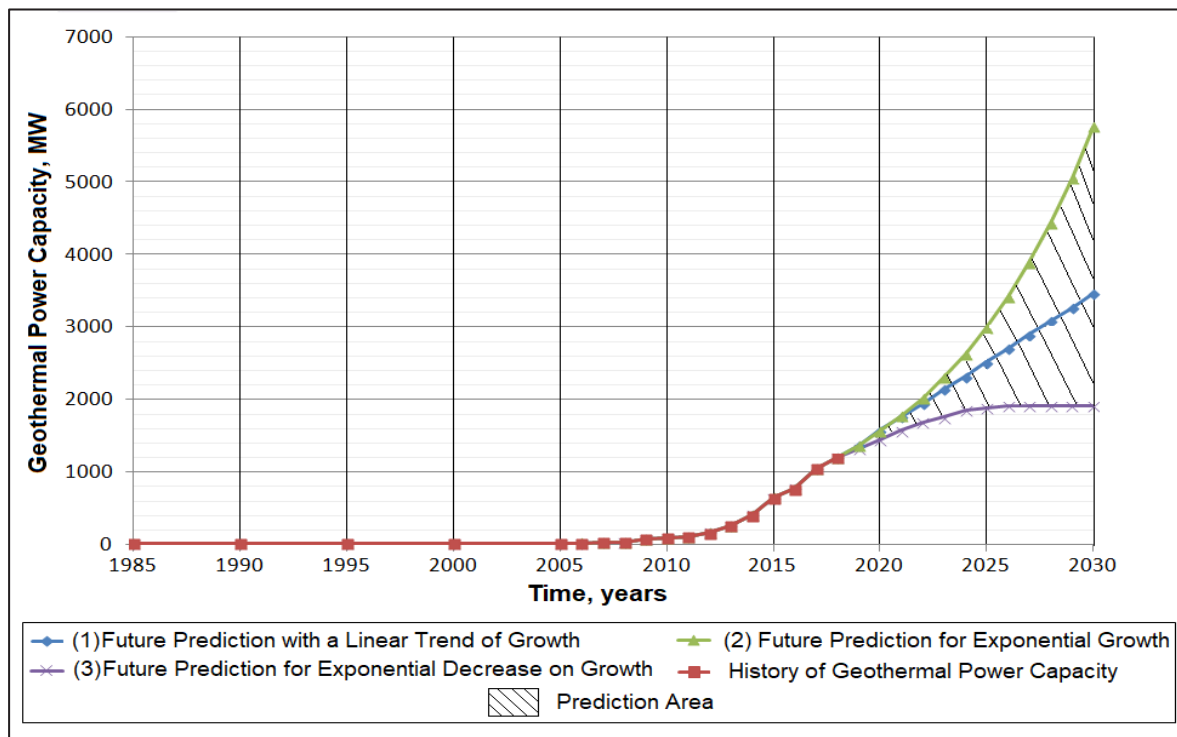


Figure 5 Based on different scenarios, the future predictions on geothermal power capacity of Turkey (2019-2030)

6. REQUIREMENTS FOR THE SUSTAINABILITY OF GEOTHERMAL ENERGY DEVELOPMENTS

Mainly five characteristics can be counted to provide the required conditions depending on the impacts regarding the sustainable geothermal energy development as follows (Melikoglu, 2013):

- The sustainability of a geothermal project should be accomplished with positive social impacts. These impacts should realize and meet the educational and health-related basic needs along with the safety necessities.
- The project and related services should be environmentally-friendly by taking remediation and protection of nature simultaneously into consideration and preventing air pollution and adverse effects that may deteriorate ecological conditions.
- The project and related employments should be economically viable and technically feasible to meet the sustainability conditions.
- It should be renewable as well as the sustainability to be able to efficient exploitation and utilization of the resources.
- This project should have objectivity, cost-effectiveness, accessibility, and availability.

REFERENCES

- Aksoy, N. (2014). Power generation from geothermal resources in Turkey. *Renewable Energy*, 68, 595-601.
- Akat, S.B., (2017), Department of Renewable Energy in Turkey, *Energy and Natural Resources of Turkey*.
- Akkus, İ. and Alan, H., (2016). Türkiye'nin Jeotermal Kaynakları, Prospeksiyonlar, Sorunlar ve Öneriler Raporu (Rapor No. 123), *Ankara: TMMOB Jeoloji Mühendisleri Odası Raporu* (in Turkish).
- Cağlar, K.O. (1947). Mineral Water and Hot Water Spring in Turkey (Mineral Research and exploration of Turkey (MTA) Publications, Ankara (in Turkish).
- DOE (2018). Office of Energy Efficiency & Renewable energy. Geothermal FAQs. https://energy.gov/eere/geothermal/geothermal-faqs#why_geothermal_energy_renewable [Accessed August 28, 2018].
- EPDK (2017) Republic of Turkey Energy Market Regulatory. Electricity Generation Licenses. <http://lisans.epdk.org.tr/epvysweb/faces/pages/lisans/elektrikUretim/elektrikUretimOzetSorgula.xhtml> [Accessed December 31, 2017].
- Erentoz, C. and Ternek, Z. (1966). Thermo Resources and Geothermic Energy Studies in Turkey (Mineral Research and Exploration of Turkey (MTA) Publications, Ankara) (in Turkish).
- INVEST (2017). Invest in Turkey. Investment Support and Promotion Agency of Turkey. Energy and Renewables. <http://www.invest.gov.tr/en-US/sectors/Pages/Energy.aspx> [Accessed September 17, 2018].
- Melikoglu M., (2013). Hydropower in Turkey: Analysis in the view of Vision 2023, *Renewable and Sustainable Energy Review*, 25, 503-510

- Melikoglu, M. (2017). Geothermal energy in Turkey and around the World: A review of the literature and an analysis based on Turkey's Vision 2023 energy targets, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 485-492.
- Mertoglu, O., Basarir, N., Saracoglu, B., (2015). Turkey's Geothermal Potential on EGS. *Proceeding World Geothermal Congress*, Melbourne, Australia, April 19-25.
- MIT (2006). The future of geothermal energy – Impact of enhanced geothermal systems (EGS) on the United States in the 21st Century, Massachusetts Institute of Technology.
- Ministry of Energy and Natural Resource of Republic of Turkey, 2017, Retrieved from <https://www.enerji.gov.tr/en-US/Pages/Electricity>
- Ministry of Energy and Natural Resource of Republic of Turkey, 2018, Retrieved from <https://www.enerji.gov.tr/en-US/Pages/Electricity>
- Ozturk, M., & Yuksel, Y. E. (2016). Energy structure of Turkey for sustainable development, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 1259-1272.
- Simsek, S. (2017). The Turkish Geothermal Experience. *In Perspectives for Geothermal Energy in Europe* (pp. 157-186).
- Pinar, N. (1948). Tectonics and Hot and Mineral Water Springs of Aegean Area (Istanbul University Science Faculty Press, Istanbul) (in Turkish).
- REN21, 2016, Renewables 2016 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). Retrieved from https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/REN21_GSR2016_FullReport_en_11.pdf
- ThinkGeoEnergy Website, (2014). Newest list of the top 10 countries in geothermal power, available from: <http://www.thinkgeoenergy.com/newest-list-of-the-top-10-countries-in-geothermal-power/> (accessed date 29.01.2019).
- ThinkGeoEnergy Website, (2016). Latest Top 10 list of Geothermal Countries-Power Generation Capacity, available from: <http://www.thinkgeoenergy.com/latest-top-10-list-of-geothermal-countries-november-2016-power-generation-capacity> (accessed date 29.01.2019).
- ThinkGeoEnergy Website, (2017). Installed geothermal power generation capacity reaches 14,013 MW, available from: <http://www.thinkgeoenergy.com/installed-geothermal-power-generation-capacity-reaches-14013-mw/> (accessed date 29.01.2019).
- ThinkGeoEnergy Website, (2018). Global Geothermal Capacity reaches 14,369 MW-Top 10 Geothermal Countries, Oct, available from: <http://www.thinkgeoenergy.com/global-geothermal-capacity-reaches-14369-mw-top-10-geothermal-countries-oct-2018/> (accessed date 29.01.2019).
- WEC (2016) World Energy Resources Geothermal. https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/03/WEResources_Geothermal_2016.pdf [Accessed January 27, 2017].
- Zorlu Energy, (2018). Our Geothermal Power Plants, available from: <http://www.zorluenerji.com.tr/tr/kurumsal/2440/santrallerimiz> (accessed date 26.12.2018).

Evaluation of CO₂ injection into Kızıldere geothermal field with reactive transport modeling: Demo simulations

Selçuk Erol¹, Serhat Küçük¹, Ali Başer¹, Taylan Akın², Önder Saraçoğlu¹, Serhat Akın¹

¹ Petroleum and Natural Gas Engineering Department Middle East Technical University (METU)

² Geothermal Application & Research Center, Pamukkale University

ABSTRACT

Geothermal energy is commonly recognized as an environmentally friendly source of energy. However, the co-produced non-condensable CO₂ gases are considerably high in the geothermal fields of Turkey which adversely affect the general opinion about geothermal energy. An efficient method to mitigate the CO₂ emission of geothermal power plants is to re-inject the captured CO₂ into the deep geological formations. One of the major concerns in such applications is to predict the geochemical interaction between the injected fluid-CO₂ and rock, and the corresponding changes in the reservoir parameters. In this study, reactive transport modeling (coupling between subsurface fluid flow and chemical reactions) was conducted with TOUGHREACT program for a potential operation of fluid-CO₂ injection into deep metamorphic formation rocks of Kızıldere geothermal field and to assess parametric uncertainties for reactive transport simulations. The boundary conditions of reactive transport model were set based on a well which was formerly used for production. Permeability was determined by analyzing mud-loss data and the build-up test data of the well. Batch reactions between chemical species of geothermal fluid and CO₂ gas was carried out. The results demonstrate that the amount of CO₂ injection must be regulated with respect to the ionic strength of geothermal fluid, temperature and the reservoir pressure which are important for the solubility limit of CO₂ for a reliable re-injection. Moreover, the chosen grain size and specific surface area of minerals are also crucial for the reactive transport.

1. INTRODUCTION

Geothermal energy plays an important role to provide reliable heat and electricity production as one of the renewable energy sources. The common view about the geothermal energy is that the geothermal plants fulfill the energy demand and contribute to the reduction of the green-gas emission. However, the emission of co-produced CO₂ gases is considerably high in the geothermal fields in Turkey, and the emission has also adversely impact on the partial pressure in reservoirs which decreases the efficiency of the conventional power plants.

One of the proposed methods to mitigate the emission is the CO₂ plume geothermal technology (CPG) capturing the CO₂ gas from waste emissions and injecting back into the reservoir (Randolph and Saar, 2011). The CPG method has also the potential to increase the reservoir pressure. However, the solubility of CO₂ in geothermal fluid affects the reactivity and the interaction between fluid-CO₂ and the reservoir rock (Spycher and Pruess 2010). In this study, we have analyzed the geochemical interaction between the injected fluid-CO₂-rock in terms of reactive transport mineral alteration and porosity-permeability relationship with demo simulation.

Furthermore, we assessed the impact of several parameters such as grain size and specific surface area of minerals (SSA) and volume fractions of minerals.

Reactive transport modeling was constructed with TOUGHREACT program for a potential operation of fluid-CO₂ injection into deep metamorphic formation rocks of Kızıldere geothermal field in Denizli, Turkey. The chemical species of geothermal fluid were determined from the samples taken from the well R-6A and from the separator. Permeability was estimated by analyzing mud-loss data and the build-up test of the well. Batch reactions between chemical species of geothermal fluid and CO₂ was carried out to find the hydrothermal equilibria between minerals.

2. NUMERICAL MODEL SETUP

The aim of the reactive transport numerical model was to investigate the kinetics of fluid-CO₂-rock interaction between injection and production wells in terms of reactive transport mineral alteration and porosity-permeability relationship. Three-dimensional (3-D) demo model was constructed regarding to the R-6A well data in Kızıldere geothermal field corresponding to Menderes metamorphics exist between 1.1 km to 1.5 km in depth (Figure 1).

The reactive transport processes in the porous media are controlled by a combination of transport and reaction kinetics. In these systems there may be significant coupling between transport processes and geochemical equilibrium, and incomplete mixing may occur due to higher fluid flow velocity and the heterogeneity in the vicinity of wells at smaller than grid block scale. An analytical solution can be used to calculate an equilibrium length scale for a given fracture length, where the equilibrium length scale is defined to be the distance a chemical species should be transported before geochemical equilibrium occurs (Binning et al. 2008). To capture the extent of spatial variations in concentration that arises from the fast to slow mass transport of reactive species from fracture to fracture, an appropriate grid size for the numerical model was estimated as dispersion ω (m)

$$\omega = \frac{\Delta P}{L} \frac{b^4}{8\mu D_0} \quad (1)$$

in which $\Delta P/L$ is the pressure gradient over a fracture length (Pa m⁻¹), b is the fracture aperture (m), μ is the dynamic viscosity (Pa s) and D_0 is the molecular diffusion coefficient of an ion (m² s⁻¹).

Voronoi grid type was used to generate the 3-D mesh. According to Eq. 1, it was estimated that the smallest cell size is 0.1 m², and the largest cell size is 300 m² for an injection rate of 25 (kg s⁻¹). Firstly, the model was run for natural-state of geochemical equilibrium over 100 years, afterwards the wells were activated over 30 years of operation. The injection fluid flow rate was set to 25 (kg s⁻¹) at 40 °C temperature. The initial reservoir temperature and pressure are around 187 °C and 11 MPa, respectively. The initial partial pressure P_{CO_2} is set to 2 MPa, which leads to a solubility of 0.2 mol kg⁻¹ of CO₂ in fluid with an ionic strength of 0.123 M (mol/kg).

Menderes metamorphics consist of mica-schist, chlorite-schist and quartzite rocks. It was assumed that the reservoir has dual porosity system for the flow. Therefore, MINC approach was used with the fracture spacing set to 0.5 m of each direction x, y and z. The number of interacting continua was set to five with the volume fraction of 0.01 for each block.

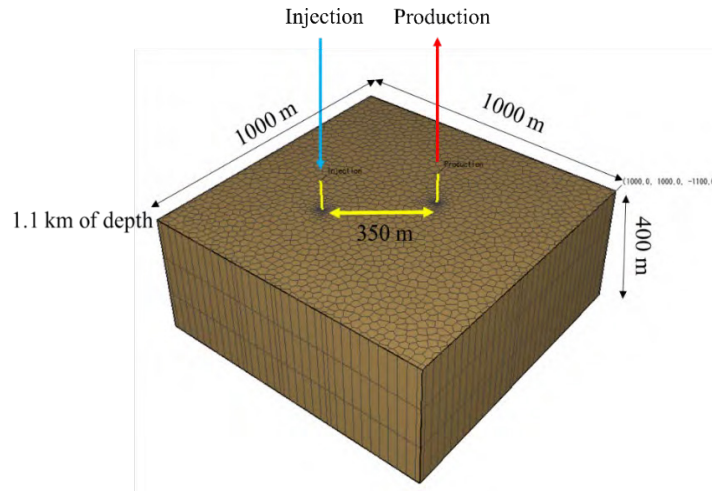


Figure 1: Doublet-well model for reactive transport demo simulation.

The reservoir parameters set in the numerical model can be seen in Table 1.

Table 1: Reservoir flow and heat properties.

Parameter	Value
Matrix permeability	$1 \times 10^{-18} \text{ (m}^2\text{)}$
Matrix porosity	0.01 (-)
Fracture permeability	$2 \times 10^{-12} \text{ (m}^2\text{)}$
Fracture porosity	0.02 (-)
Bulk thermal conductivity of rock	$2.4 \text{ (W m}^{-1} \text{ K}^{-1}\text{)}$
Bulk volumetric heat capacity	$3 \text{ (MJ m}^{-3} \text{ K}^{-1}\text{)}$

2.1 Permeability estimation

The permeability of the reservoir estimated with the mud-loss data from R-6A well and from pressure build-up test.

2.1.1 Estimation with Mud-loss data

The drilling mud flow from a wellbore into the surrounding formation is an indicator to determine the fracture aperture and the permeability of the nearby formation. Huang et al. (2011) developed a straightforward method for estimating fracture aperture size by the solution of a quadratic equation with the input parameters of wellbore radius, overpressure ratio and the maximum mud-loss volume.

The aim of this study is to determine fracture aperture sizes of the formation along the depth with the mud-loss data via direct method of Huang et al. (2011), and to estimate the formation

permeability based on the predicted fracture apertures. The estimation of permeability was carried out with a fractal approach developed by Miao et al. (2015).

The quadratic equation to estimate the fracture aperture was given by Huang et al. (2011). According to their approach, it is assumed that the mud-flow will stop in time due to the overpressure reaching to the yield stress of the drilling fluid. The ultimate invasion radius of the mud flow given in Eq. 2 depends on the wellbore radius r_w (m), hydraulic fracture aperture h (m), the yield stress of the mud flow τ_y (Pa) and the pressure difference from the well to the formation ΔP (Pa).

$$(r_s)_{\max} = 1 + \frac{h\Delta P}{3r_w\tau_y} \quad (2)$$

The maximum mud-flow volume (m^3) is given as

$$(V_m)_{\max} = \pi h \left((r_s)_{\max}^2 - r_w^2 \right) \quad (3)$$

Combination of Eq. 2 and Eq. 3 gives the quadratic equation as (Huang et al. 2011)

$$\left(\frac{\Delta P}{\tau_y} \right)^2 h^3 + 6r_w \left(\frac{\Delta P}{\tau_y} \right) h^2 - \frac{9}{\pi} (V_m)_{\max} = 0 \quad (4)$$

where $\Delta P / \tau_y$ is the overpressure ratio. The maximum mud-loss volume can be determined with the total mud-loss volume over the number of events of the mud-losses in time.

The permeability can be estimated via the fractal approach accounting for the minimum and maximum fracture apertures and the fracture porosity ϕ_F given by Miao et al. (2015)

$$\kappa = \frac{\beta^3 D}{128} \frac{1 - D_f}{4 - D_f} \frac{l_{\max}^3 (1 - \cos^2 \alpha \sin^2 \theta)}{\left(1 - (\phi_F)^{\frac{1-D_f}{2-D_f}} \right)} \quad (5)$$

in which D is the real dimension (e.g., 3-D), l_{\max} is the maximum length of fracture (m), α and θ are the fracture plane dip angle and the azimuth, respectively. D_f is the fractal dimension that means the ratio of complexity over fractal patterns. Simply, the slope of a logarithmic plot between the number of fractures and the length of the fractures provides the fractal dimension.

One of the techniques to determine fractal dimension and to estimate the fracture intensity is the image analysis technique on the outcrop pictures. ImageJ, an image processing program, helps to determine minimum and maximum length of fractures and fractal dimension of fractured rocks which are used to estimate permeability. An example of a segmented image of a marble outcrop picture taken from Karacasu marble quarry near Aydın province in Turkey can be seen in Figure 2. This quarry is the extension of the same reservoir formation outcropped approximately 50 km away from the geothermal field of Kızıldere and may provide crucial information for the fracture characteristics of the geothermal reservoir.

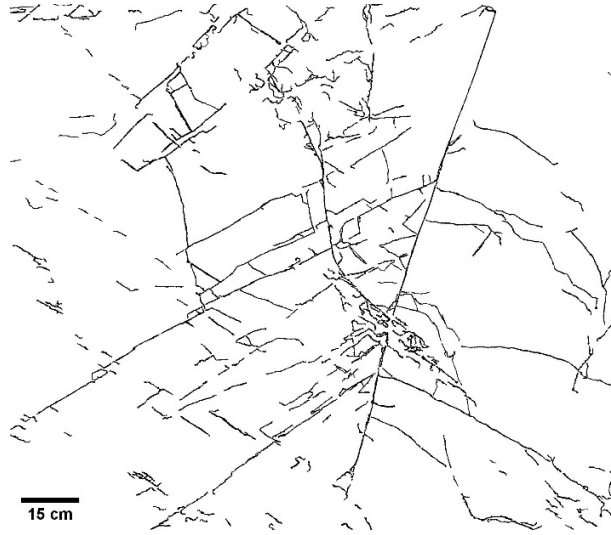


Figure 2: Fracture traces of processed image obtained from a marble outcrop.

2.1.2 Estimation with transient pressure analysis

The pressure build-up curve was analyzed to estimate the reservoir permeability. The objective was to compare the results of permeability obtained with mud-loss data and fractal approach. Kappa Saphir - Pressure Transient Analysis software program was used to analyze the build-up data.

2.2 Water chemical components

The values for water chemical components were taken from Akın (2019) for R-6A well. The secondary aqueous chemical species were determined via PHREEQC. Calculated ionic strength of fluid is 0.123 M (mol/kg). The dissolved amount of CO₂ is 0.2 (mol/kg) at 187 °C at 1.74 MPa of partial pressure of CO₂.

Table 1: Water chemical species of Kızıldere reservoir (Akın 2019).

Primary Species	Amount, mol kg ⁻¹	
	Reservoir (187 °C, pH 5.96)	Seperator (147 °C, pH 8.22)
AlO ₂ ⁻	8.45x10 ⁻⁴	4.81x10 ⁻⁵
Br ⁻	5.65x10 ⁻⁶	6.25x10 ⁻⁶
Ca ⁺²	1.96 x10 ⁻⁴	1.98x10 ⁻⁴
Cl ⁻	0.002253	0.0028
F ⁻	9.80 x10 ⁻⁴	1.10x10 ⁻³
Fe ⁺²	6.64x10 ⁻⁷	7.16x10 ⁻⁷
H ⁺	1.10x10 ⁻⁶	6.03x10 ⁻⁹

HCO ₃ ⁻	0.1981	0.03493
K ⁺	3.04x10 ⁻⁸	3.00x10 ⁻³
Li ⁺	4.41x10 ⁻⁴	4.50x10 ⁻⁴
Mg ⁺²	2.58x10 ⁻⁵	2.88x10 ⁻⁷
Na ⁺	0.0434	0.0483
NO ₃ ⁻	9.67x10 ⁻⁷	9.67x10 ⁻⁷
SiO _{2(aq)}	0.003629	0.0043
SO ₄ ⁻²	0.0055	0.006
Mn ⁺²	7.13x10 ⁻⁷	7.28x10 ⁻⁷

2.3 Kinetic rate laws

The kinetic rate equation that governs grain size of minerals for dissolution / precipitation was given by Lasaga (1984) as follows

$$R_i = s_{i_{geo}} k_{i25} \exp\left(\frac{-E_{iae}}{R_{gas}} \left[\frac{1}{T} - \frac{1}{298.15}\right]\right) \left| 1 - \left(\frac{\Omega}{K}\right)^p \right|^q \quad (6)$$

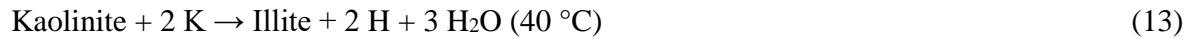
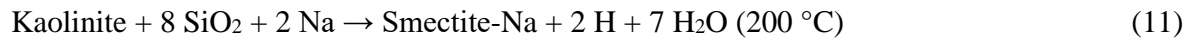
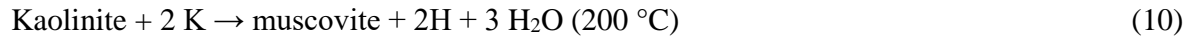
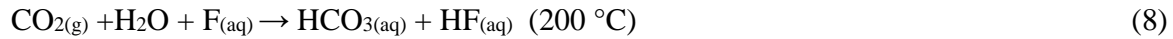
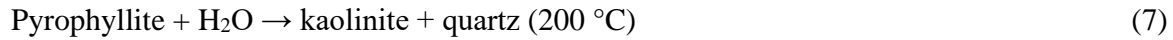
in which R is mineral dissolution / precipitation rate (mol m⁻³ s⁻¹), $s_{i_{geo}}$ is the geometric surface areas (GSA) of the i^{th} mineral (m⁻¹), E_{iae} is the activation energy (kJ mol⁻¹), R_{gas} is the universal gas constant (J mol⁻¹ K⁻¹), T is temperature (K), k_{i25} is the kinetic rate constant of each mineral at 25 °C. The kinetic rate constant and activation energy parameters of minerals were taken from a USGS Report by Palandri and Kharaka (2004). IAP is the ion activity product, and K is the equilibrium constant. $IAP = K$ implies equilibrium of a mineral phase, $IAP < K$ implies dissolution, and $IAP > K$ indicates precipitation. The ratio of IAP to K is the saturation index of a mineral. The parameters p and q are empirical and dimensionless constants related to dissolution / precipitation.

2.4 Batch reactions

The aim of batch reactions was to determine the equilibrium conditions in the natural state of schist rock and to estimate primary and secondary mineral species from fluid-CO₂-rock interactions. Since the assembling minerals of the rock have not been examined yet, several mineral combinations were tested at 40 °C and 200 °C temperature at 11 MPa with pH 5.96. The batch reactions were performed via TOUGHREACT.

As starting minerals, a natural mixture of primary rock-forming minerals was considered as muscovite, chlorite, quartz, calcite, pyrophyllite and smectite. As the secondary minerals, albite, ankerite, calcedony, dolomite, illite, magnesite, siderite and hematite were set.

Batch reactions are indicated that if there is not any calcite mineral at 200 °C, the natural system does not reach to equilibrium and the porosity decreases. At lower temperatures calcite and albite precipitations were observed (e.g., at 40 °C). If pyrophyllite is set as primary mineral at 200 °C, the pyrophyllite dissolves completely in five years and the porosity significantly decreases in the natural state and precipitates as kaolinite and quartz. Most likely weak acids such as hydrogen-fluoride HF forms and dissociates the silicon-dioxide SiO₂ from the pyrophyllite. In contrast, at 40 °C pyrophyllite precipitation was observed as the secondary mineral. These reactions demonstrate that pyrophyllite should be a secondary mineral in the natural system at 200 °C. It was also evaluated that kaolinite mineral transforms to muscovite and then to Smectite-Na at 200 °C, but kaolinite mineral forms to illite at 40 °C. The predicted reactions can be sorted as;



2.5 Grain size distribution and specific surface area

The estimation of mineral specific/reactive surface area used in reactive transport models for porous media is mostly based on average grain size of minerals and typically a makeshift solution.

BET-based surface area measurements were first developed by Brunauer, Emmett and Teller (BET) (1938) and a typically accepted method to estimate reactive surface areas of minerals. The BET surface areas for primary and secondary minerals of our system collected from existing literature studies were shown in Table 3. There is a wide range of existing BET measurements with differences by as much as two orders of magnitude between minimum and maximum values.

Variation in BET surface areas results from differences in natural alteration and grain size distribution. Therefore, the SSA of minerals (m² g⁻¹) based on Monte Carlo methods and fractal approach were calculated via using cumulative distribution function (CDF) regarding to the measured minimum and maximum grain size values of minerals. Moreover, to determine the impact of grain size of minerals and the SSA on the fluid-CO₂-rock interaction, four scenarios were considered in TOUGHREACT simulations in a range of minimum and maximum values of SSA and grain radius of minerals. Consequently, reactive transport calculations were sensitive to the grain size and SSA of minerals. Particularly, the range between porosity, grain size and SSA of mineral are crucial and must be consistent. Therefore, in this study we used average and consistent values of each parameter. The volumetric fractions of primary species were estimated from the literature.

Table 3. Specific surface areas of several minerals with BET data for the minimum and maximum range, BET new imaging method, and grain size distribution (Beckingham et al. 2016).

Primary minerals	Volume fraction	BET - Grain size min (μm)	BET - Grain size max (μm)	BET – minimum specific surface area ($\text{m}^2 \text{g}^{-1}$)	BET – maximum specific surface area ($\text{m}^2 \text{g}^{-1}$)
Calcite	0.03	44	81	0.03	0.5586
Chlorite	0.2	10	250	2.8	7.6
Kaolinite	0.1	5	100	3.17	13.2
Muscovite	0.35	10	420	0.51	4.74
Quartz	0.05	75	850	0.0225	0.111
Smectite-Ca	0.05	0.1	150	34	97
Smectite-Na	0.05	0.1	150	34	97
Secondary minerals					
Albite-low	0	75	150	0.04	0.164
Ankerite-2	0	75	100	0.088	0.645
Chalcedony	0	75	850	0.0225	0.111
Dolomite-2	0	44	81	2.8	7.6
Illite	0	0.1	150	34	97
Magnesite	0	44	81	0.03	0.5586
Siderite-2	0	10	250	0.03	1.1
Pyrophyllite	0	10	420	0.51	4.74
Hematite	0	10	250	0.03	1.1

3. RESULTS

3.1 Permeability

In order to calculate the permeability via fractal approach (Eq. 5), outcrop images were analyzed via ImageJ program and fracture traces were determined with *Ridge Detection* plugging. Fractal dimensions were calculated for fifteen marble and four schist outcrop images. Some of the sample results were summarized in Table 4. Higher fractal dimensions were obtained with the outcrops of marble veins in which schist formations observed (Sample 3, 4 and 5). Schist outcrop samples relatively higher fractal dimensions compared to marble outcrops.

Table 4: Estimated fractures properties of marble and schist outcrop samples.

Marble outcrop samples	Fractal dimension D_f	Minimum fracture length (m)	Maximum fracture length (m)	Fracture intensity P_{22} (m ⁻¹)	Fracture spacing (m)
1	1.273	0.02	0.63	16.48	0.058
2	1.253	0.018	0.66	10.82	0.089
3	1.478	0.04	0.68	18.9	0.053
4	1.497	0.12	3.22	5.44	0.18
5	1.507	0.12	6.45	7.41	0.13
Schist outcrop samples					
1	1.513	0.05	0.54	12.51	0.052
2	1.467	0.04	0.67	10.42	0.095
3	1.435	0.04	0.65	11.34	0.074

P_{22} denotes the total fracture trace length divided by trace plane area.

The quadratic equation Eq. 4 was used to estimate the fracture aperture with the mud-loss data of R-6A well of Kızıldere geothermal field Figure 3a. The Eq. 4 was solved for the fracture aperture h via MATLAB. The mud-loss data was monitored every 2 m to 5 m of depth along the wellbore. It was assumed that the number of events was occurred every second and the volumetric rate of mud-loss as a function of depth was multiplied with the event (the volumetric flow rate of mud-loss (m³ s⁻¹) \times event (s) = maximum mud-loss volume (m³), Eq. 3). The well R-6A has a wellbore radius r_w of 0.16 m between 390 m to 1160 m of depth and $r_w = 0.11$ m between 1172 m to 1551 m of depth. The pressure difference ΔP between the injection and the formation was 0.9 MPa and constant along the depth of wellbore. The yield stress τ_y of mud fluid was set to 25 Pa. The estimation of fracture aperture may vary depending on the pressure differences and the yield stress.

The permeability predictions can be seen in Figure 3b. The permeability estimations with the mud-loss data and fractal approach in Eq. 5 vary respect to fracture aperture and fracture length. In particular, the fractal dimension has a significant impact on the results. If the fractal dimension is ~ 1.5 , the permeability varies between 3×10^{-13} and 5×10^{-13} (m²). If the fractal dimension is lower to 1.2, the permeability decreases one order of magnitude respect to fractal dimension of 1.5. Whereas estimated permeability with the build-up test data is approximately 2×10^{-12} (m²) which is similar to the results obtained with the fractal dimension of 1.2.

a)

b)

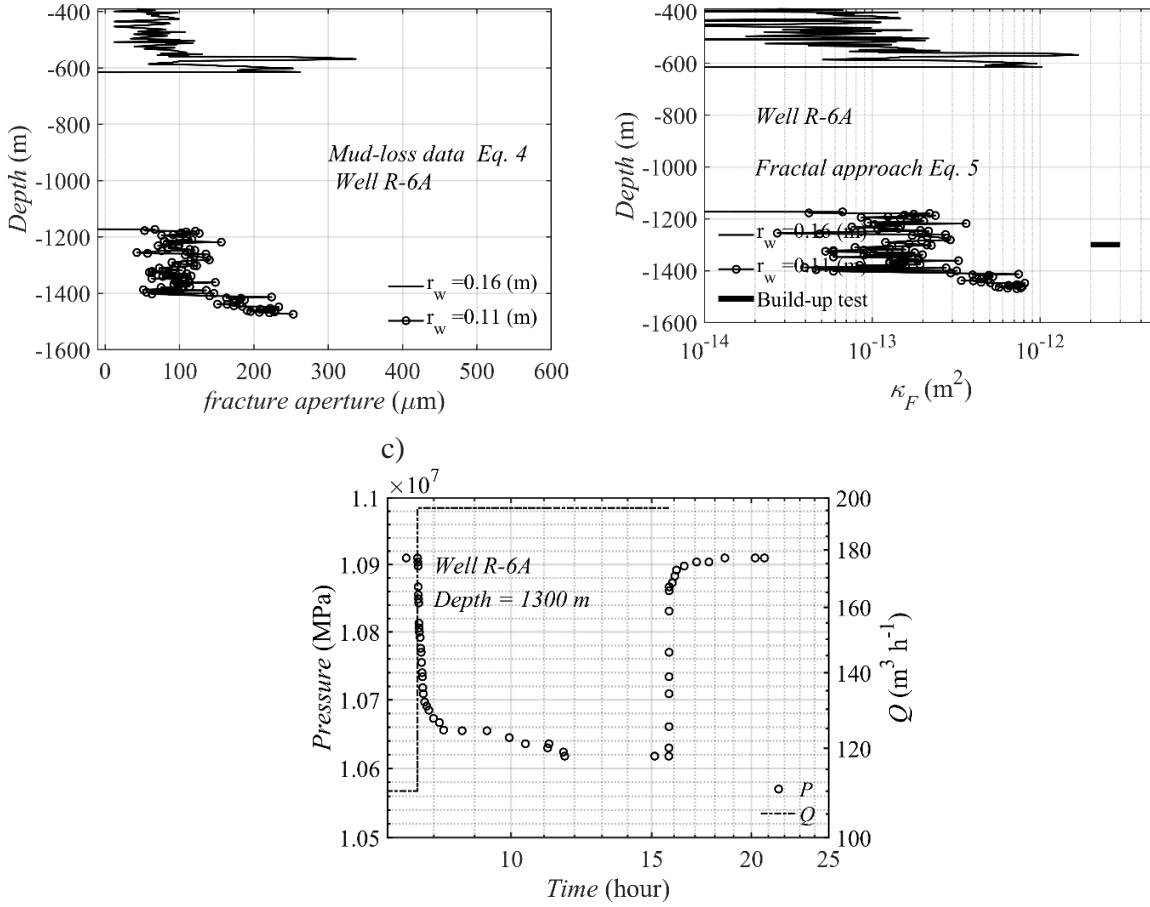


Figure 3: a) Fracture aperture estimation with mud-loss data (Eq. 4); b) Calculated permeability with fractal approach (Eq. 5), D_f 1.5; c) Drawdown and build-up test results for well R-6A.

3.2 Reactive transport

Figures demonstrate the results between injection and production wells at 1300 m of depth. The results of 50 days indicate the operation time after a 100 years of natural state period.

Partial pressure of CO_2 increases from 2 MPa to 5 MPa in 30 years of CO_2 injection, because the injected amount of CO_2 is nearly double of the initial amount (i.e., injected $\text{CO}_2 = 0.4 \text{ mol kg}^{-1}$, initial $\text{CO}_2 = 0.2 \text{ mol kg}^{-1}$). Thereby, the decrease in reservoir pressure recovers approximately 1 MPa between 16th and 30th operation years (Figure 4a). However, it was also observed that gas saturation increases from 0 to 0.02 between wells after 20 years of operation. This demonstrate that the injection amount of CO_2 must be consistent with the ionic strength of geothermal fluid, temperature and the reservoir pressure for the solubility limit of CO_2 .

In Figure 5b, the amount of bicarbonate at the beginning of the operation differ from the initial value which was set, due to reactions in natural state over a period of 100 years. The amount decreases in the vicinity of injection well where the higher pH values observed (Figure 4c). This outcome is in-line with calcite precipitated in the vicinity of injection well at lower temperatures and at higher pH (Figure 5c). Quartz slightly dissolves toward production well where the

temperature is higher (Figure 5d). Normalized fracture porosity results demonstrate that near the injection well the porosity decreases likely due to precipitation of minerals at lower temperature (40 °C) such as calcite. Toward injection well the porosity increases due to dissolution of quartz.

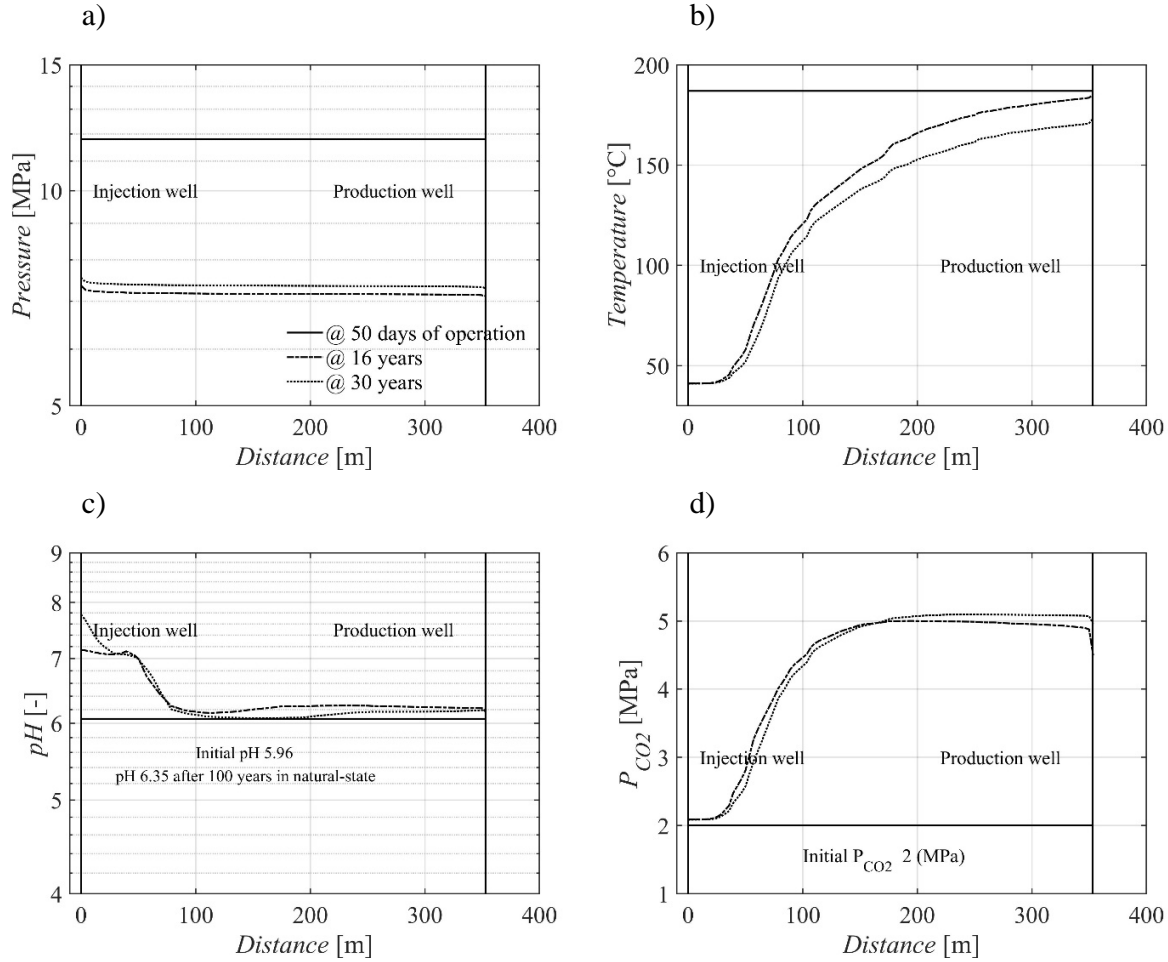


Figure 4: Temperature and pressure results between injection and production wells obtained with the average SSA and grain size; a) Reservoir pressure; b) Temperature; c) pH; d) Partial pressure of CO₂.

During the sensitivity analyzes regarding to different combinations of maximum and minimum values of grain size and SSA given in Table 3, it was observed that the results with maximum SSA and maximum grain size values differ from other variations having minimum and maximum combination of SSA and grain size. The reason can be accounted for both of the maximum values of SSA and grain sizes which affect the amount of dissolved or precipitated minerals and reaction equilibria. TOUGHREACT applies uniform cubic packing approach in a given volume and estimates a porosity via packing and converges respect to the initial porosity. This iteration likely overestimates the reactive surface area of fracture-matrix interface and induces larger dissolution. For instance, calcite was dissolved completely with a fracture porosity of 5 % in natural-state, whereas the amount of calcite does slightly change with a fracture porosity of 2 % respect to its initial fraction. The methods in TOUGHREACT to re-estimate reactive surface areas of minerals

in a matrix rock via uniform cubic packing approach of grains converging respect to the initial porosity can be accounted for the inconsistency in results between these variations (e.g., with min, max values Table 3). When the initial porosity was set to lower than 0.05, this discrepancy vanished.

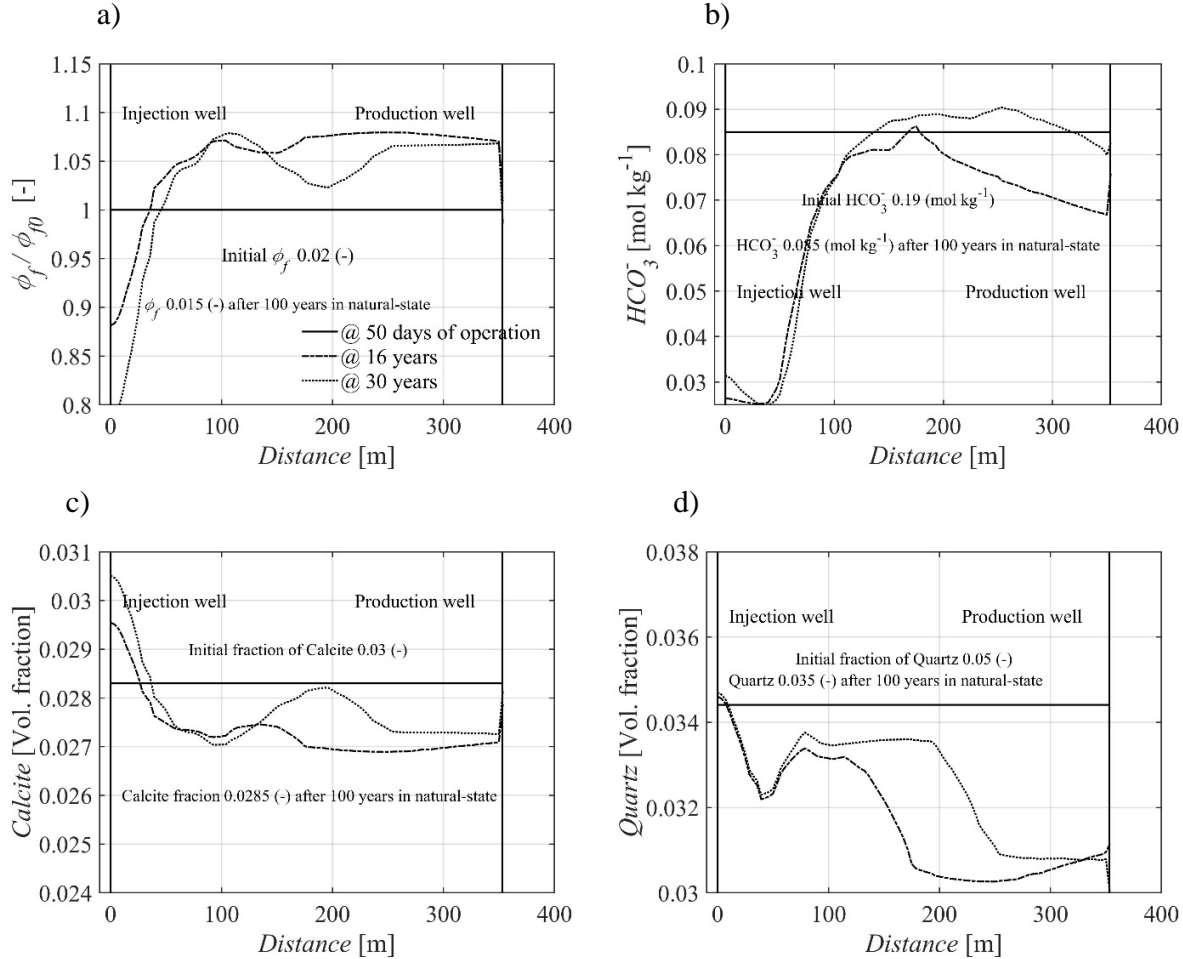


Figure 5: Reactive transport results between injection and production wells obtained with the average SSA and grain size; a) Normalized fracture porosity; b) Bicarbonate; c) Calcite; d) Quartz.

4. CONCLUSIONS

CO₂ injection scenario into Kızıldere geothermal field was tested with a demo simulation. Permeability was estimated both with mud-loss data and pressure build-up test for R-6A well. Moreover, several models have been used to evaluate the impact of SSA of minerals which are used in reactive transport modeling.

Batch reactions between chemical species of geothermal fluid, rock minerals and CO₂ demonstrate that the order of mineral phases (primary / secondary) and the volume fractions must be determined meticulously due to its impact on the chemical equilibrium in the natural-state. X-Ray Diffraction analyses of considered rocks may help to determine the constituent minerals.

The ionic strength of geothermal fluid, temperature and the reservoir pressure are important for the solubility limit of CO₂, and the amount of CO₂ injection must be regulated for a reliable re-injection.

Reactive transport calculations are sensitive to the grain size and specific surface area of minerals. Particularly, the range between porosity, grain size and specific surface area of mineral is crucial and must be consistent. Currently, there is not any universally accepted method for estimating average mineral SSA and most of the measurements and theoretical methods are typically ad hoc and often based on average grain size. Consequently, a range of approximations can be developed based on the geometric shape of grain or used based on measurable data. Furthermore, some other parameters such as kinetic rate constants of minerals, and permeability models (e.g., Cubic law, Kozeny-Carman) used to evaluate the permeability in TOUGHREACT must be carefully assessed.

The demo simulation and sensitivity analyses provide crucial information to construct a reactive transport model regarding to the real data of proposed injection well KD-50A and nearby production wells in Kızıldere geothermal field.

REFERENCES

- Akın, T., 2019, Kızıldere Jeothermal Sahasındaki Termal Akışkanın Üretiminden Enjeksiyona Geçirdiği Jeokimyasal Evrimin Modellenmesi, PhD thesis, Pamukkale University, Denizli, Turkey.
- Binning, P. J., and Celia, M. A., 2008, Pseudokinetics arising from the upscaling of geochemical equilibrium, *Water Resources Research*, Vol. 44, W07410.
- Beckingham, L., E., Mitnick, E. H., Steefel, C. I., Zhang, S., Voltolini, M., Swift, A. M., Yang, L., Cole, D. R., Sheets, J. M., Ajo-Franklin, J. B., DePaolo, D. J., Mito, S., Xue, Z., 2016, Evaluation of mineral reactive surface area estimates for prediction of reactivity of a multi-mineral sediment, *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol. 188, pp. 310-329.
- Brunauer, S.; Emmett, P. H.; Teller, E., 1938, Adsorption of Gases in Multimolecular Layers, *Journal of the American Chemical Society*, 60 (2), pp. 309–319.
- Randolph, J., and Saar, M., 2011, Coupling carbon dioxide sequestration with geothermal energy capture in naturally permeable, porous geologic formations: Implications for CO₂ sequestration. *Energy Procedia*, Vol. 4, pp. 2206-2213.
- Huang, J., Griffiths D.V., Wong, S.W., 2011, Characterizing Natural-Fracture Permeability from Mud-Loss Data, *SPE Journal*, March, pp. 111-114.
- Lin, H., Fujii, T., Takisawa, R., Takahashi, T., Hashida, T., 2008, Experimental evaluation of interactions in supercritical CO₂/water/rock/mineral system under geologic CO₂ sequestration conditions, *J. Mater. Sci.*, Vol. 43, 2307–2315.
- Miao, T., Yu, B., Duan, Y., Fang, Q., 2015, A fractal analysis of permeability for fractured rocks, *Int. J. of Heat and Mass Trans.*, Vol. 81, pp. 75-80.
- Palandri, J.L., Kharaka, Y.K., 2004, A compilation of rate parameters of water-mineral interaction kinetics for application to geochemical modeling: USGS report 2004-1068. U.S. Geological Survey. Menlo Park, CA, US.

- Spycher N, Pruess K., 2010, A phase-partitioning model for CO₂-brine mixtures at elevated temperatures and pressures: application to CO₂-enhanced geothermal systems, *Transport in Porous Media*, Vol. 82 (1), pp. 173-196.
- Zhang, L., Li, X., Zhang, Y., Cui, G., Tan, C. and Ren, S., 2017, CO₂ injection for geothermal development associated with EGR and geological storage in depleted high-temperature gas reservoirs, *Energy*, Vol. 123, pp. 139–148.

DESIGNING AND MODELING A PROPER STRATEGY FOR COOPERATIVE GEOTHERMAL FIELD DEVELOPMENT UNDER CONSTANT HEAT PRODUCTION

Ö. Faruk Arslan, Serap Karakaya, Mazlum Ağın, E. Didem Korkmaz Başel, Ö. İnanç Türeyen,
Abdurrahman Satman

İTÜ Maden Fakültesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

ABSTRACT

In geothermal reservoirs where there are multiple licence holders producing from the same reservoir, various problems arise such as drilling of offset wells or excess production and unsustainable management of reservoirs. In order to solve these problems, unitization provides a cooperative development strategy that should be adapted. A cooperative development strategy could lead to the sustainable management of the geothermal system.

In this study, a theoretical field is assumed with the purpose of investigating a proper cooperative development methodology. The setting is such that two leases exist that operate in the same reservoir. Each lease targets a constant production of 100 MW_t, which totals to 200 MW_t production from the same reservoir. However, one of the leases is closer to the recharge source while the other is further away from the recharge source. The lease that is further away from the recharge source, has an initial temperature that is lower than the other lease. The initial pressures are assumed to be uniform throughout the entire reservoir. All other petrophysical properties are considered to be homogenous and uniform. Parameters considered for obtaining a proper strategy include temperatures, pressures and cumulative mass produced obtained from the final stage of the project.

Various cases for the cooperative strategy are considered. These cases vary based on the locations of the production and reinjection wells. In Case One, all production operations are carried out away from the recharge source and the reinjection is performed closer to the recharge source. In Case Two, an exactly opposite procedure is used where all production is obtained from locations closer to the recharge source and reinjection is performed further away from the recharge source. In Case Three, production and reinjection are performed in separate leases. It is determined that the case where production is obtained from regions closer to the recharge source provide a more sustainable development.

1. INTRODUCTION

Due to the increase in population and industrialization, energy demand increases day by day in Turkey. Geothermal energy, which is domestic and renewable, is an important resource to reduce energy imports. Sustainability of this resource can only be achieved by wise reservoir management.

Increasing activities of geothermal development especially in the last years result in a geothermal boom in Turkey. Turkey's current installed power capacity is 1526 MW_e with around 50 power

plants. In the past ten years the licences of around 100 geothermal fields, have been tendered by the Mineral Research and Explorariion General Directorate. These tender areas have different reservoir characteristics, some could be used for direct use and some could be used for electricity generation. Yet more importantly some geothermal resource or field shared by more than one lease, which sets up risk of offset production and detrimental interference between adjacent developments that trap the same resource (Türeyen and Satman, 2013). In order to solve these problems, unitization provides a cooperative development strategy that should be adapted. A cooperative development strategy could lead to the sustainable management of the geothermal system.

In this study, various cooperative approaches toward producing constant heat from a geothermal field are considered. These cases vary based on the locations of the production and reinjection wells, and also the proximity to the recharge source. This demonstrated through synthetic examples where mathematical models based on the conservation of mass and energy are used. The performance is evaluated through the maintenance of pressure and temperature and maximum heat recovery.

2. GEOTHERMAL UNITIZATION

In geothermal reservoirs where there are multiple licence holders producing from the same reservoir, various problems arise such as drilling of offset wells or excess production and unsustainable management of reservoirs. In order to solve these problems, unitization provides a cooperative development strategy that should be adapted. A cooperative development strategy could lead to the sustainable management of the geothermal system.

A generally acceptable rule is that a geothermal lease is indivisible by its nature. Thus, production from any part of a unit effects all leases within a unit (Türeyen et al., 2015). Geothermal unitization can be briefly described as the multiple licence holders in the same field acting as single unit.

In the case of multiple licence holders in the same field, generally two approaches (cooperative and competitive) are applied for the field development. In cooperative approach, leaseholders agree to develop the field jointly as a single operator. Advantages of cooperative approach are sustainable development of a geothermal field and lower costs. Unlike cooperative approach, in competitive approach, each leaseholder acts independently. Disadvantages of competitive approach are not only increasing costs, excess decline of pressure and temperature, but also the production / reinjection conducted in one lease affects the other lease (Türeyen and Satman, 2015).

In Figure 1, schematic view of cooperative field (a) and competitive field (b), are represented.

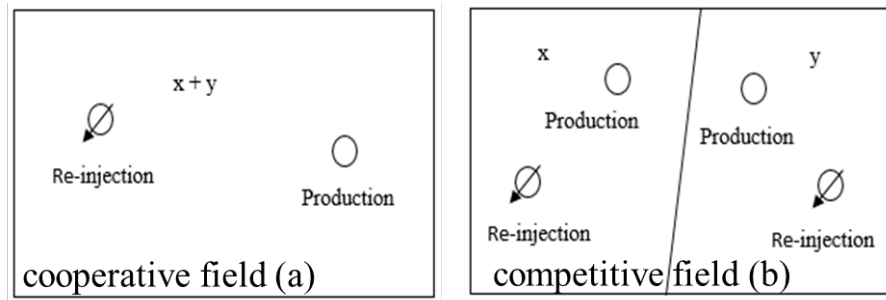


Figure 1: Schematic view of cooperative (a) and competitive (b) field.

3. MODELING APPROACH

The aim of geothermal reservoir modeling is to determine the change in pressure, temperature and heat in the geothermal reservoir with time and cumulative production. There are three different methods of geothermal reservoir modeling, which are decline curve analysis, numerical modeling, and lumped parameter models.

In this section, modeling will be provided through lumped parameter models given by Sarak et al. (2005) and Türeya and Akyapı (2011).

Lumped parameter models use mass and energy balance equations for modeling pressure and temperature behavior of the reservoir. In lumped parameter modeling the mass balance and the energy balance equations are solved on reservoirs (or control volumes) that represent various components of a geothermal system such as the aquifer, the reservoir, and etc. Many combinations of reservoirs may be used for modeling various geothermal systems. The schematic diagram of a typical geothermal reservoir system and the components are given in Figure 2.

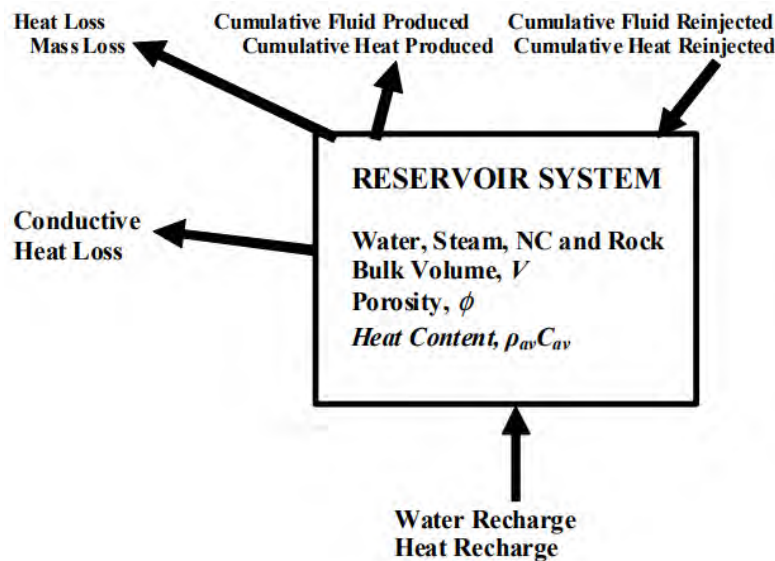


Figure 2: Schematic diagram of reservoir model (Satman, 2010).

4. DESIGNING AND MODELING A PROPER STRATEGY FOR COOPERATIVE GEOTHERMAL FIELD DEVELOPMENT UNDER CONSTANT HEAT PRODUCTION

In this study various cooperative approaches toward producing constant heat from a geothermal field are considered. Two leases are assumed to be present and producing from the same reservoir. Each lease targets a constant heat production of 100 MW_t power. In order to investigate the cooperative approach (unitization), various scenarios are studied. All cases assume that total power obtained from operations is 200 MW_t and is kept constant through project life. For determining the mass production flow rate for each interval, Eq. (1) is used. With this determined flow rate, the model is run for duration of the interval and reservoir temperature at the end of interval is computed. Mass production flow rate for the following interval is then determined based on the temperature calculated. Reinjection rate is taken as 70% of the production rate. This is repeated for all intervals until the end of the project life. Properties of reservoir are given in Table 1. Reservoir pressure and temperature performance investigated using the model of Türeyen and Akyapı (2011).

$$w_p = \frac{HP_{pi}}{c_p(T_i - T_{ref})} \quad (1)$$

where, w_p is mass flow rate (kg/s) and HP_{pi} is heat production rate (MW_t). T_i and T_{ref} terms are initial temperature (°C) and reference temperature (°C) respectively. Besides, c_p is specific heat capacity of water (kJ/kg - °C).

Table 1. Fluid and reservoir properties used in modeling study.

Parameters	Lease 1	Lease 2
Bulk Volume, m ³	5×10 ⁸	5×10 ⁸
Specific Heat Capacity, J/kg-°C	1000	1000
Rock Compressibility, 1/bar	1×10 ⁻⁴	1×10 ⁻⁴
Initial Pressure, bar	150	150
Initial Temperature, °C	150	250
Porosity, %	15	15
Density of Rock, kg/m ³	2600	2600
Recharge Constant, kg/bar-s	10	10
Recharge Temperature, °C	-	250
Reference Temperature, °C	60	60
Re-injection Temperature, °C	55	55
Energy Production, MW _t	100	100

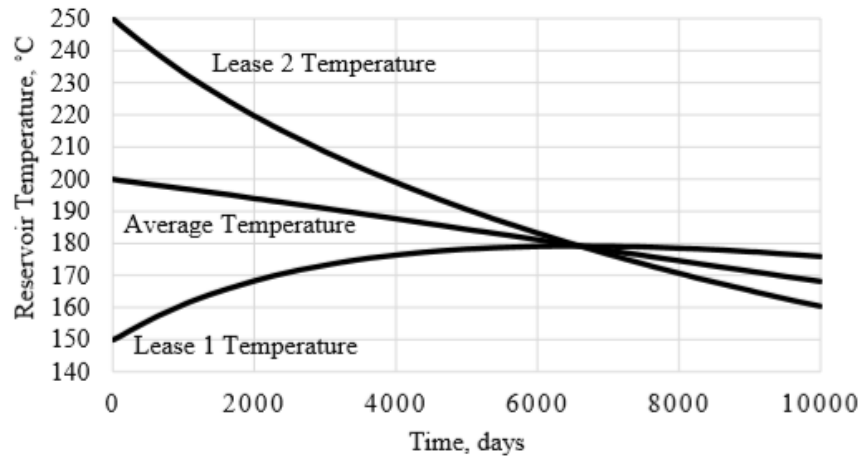


Figure 5: Temperature behavior for Case One.

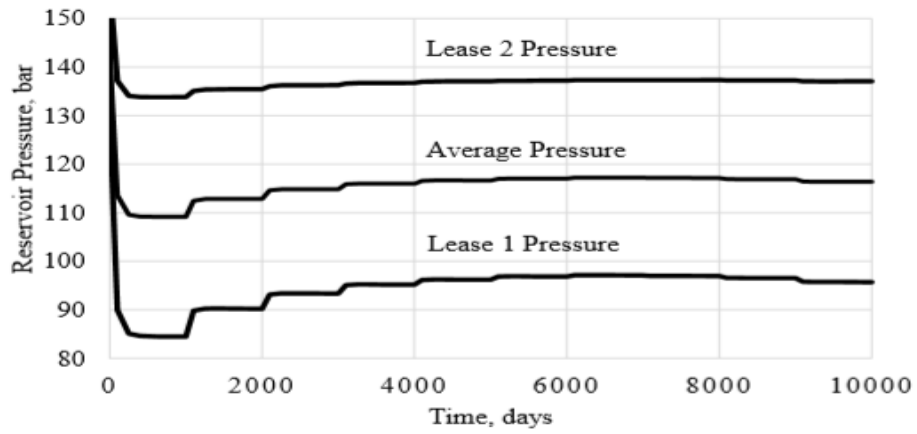


Figure 6: Pressure behavior for Case One.

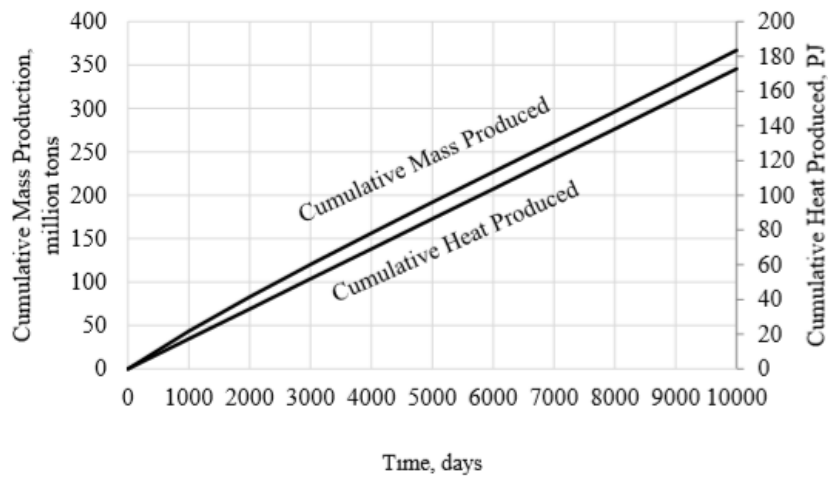


Figure 7: Cumulative mass and heat produced for Case One.

4.2. Results of Modeling: Case Two

In Case Two which is illustrated in Figure 8, high temperature fluid ($T_{r2} = 250^\circ\text{C}$) is produced from Lease 2 and low temperature fluid ($T_{inj} = 55^\circ\text{C}$) injected in to Lease 1. Heat production is 200 MW_t from Lease 2.

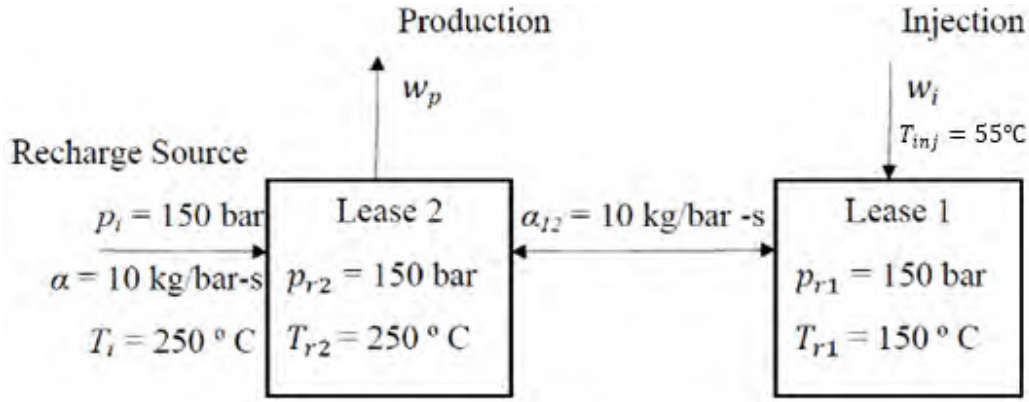


Figure 8: Schematic of model of Case Two (production from Lease 2 and injection in to Lease 1).

Figure 9 illustrates the mass production flow rate behavior of Case Two. It is clear that mass production flow rate increases because Lease 2's temperature decreases with time. Figures 10 and 11 illustrate behaviors of reservoir temperature and reservoir pressure of Case Two, respectively. Average temperature, temperature of Lease 1 and 2 decrease because of low injected fluid temperature ($T_{inj} = 55^\circ\text{C}$). As it is expected, pressure of Lease 1 increases due to injection. Besides, pressure of Lease 2 decreases because of production. Figure 12 illustrates both cumulative mass produced and cumulative heat produced behavior for Case Two.

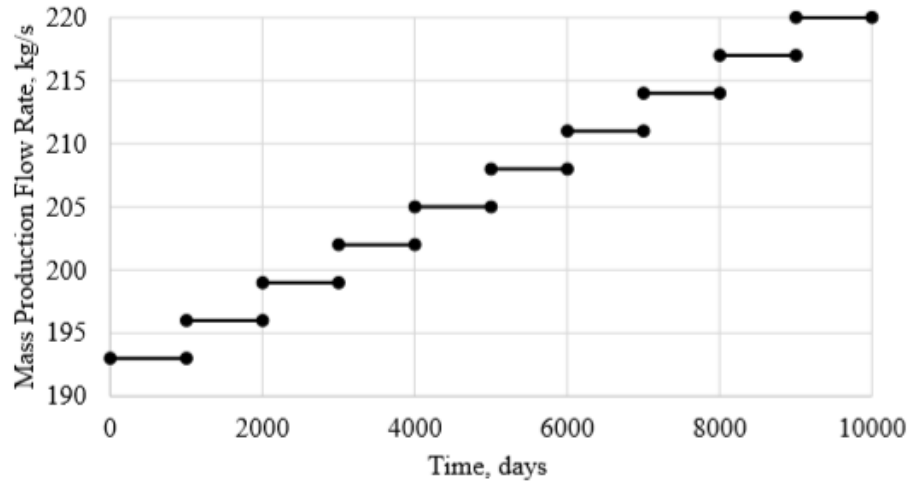


Figure 9: Mass production flow rate for Case Two.

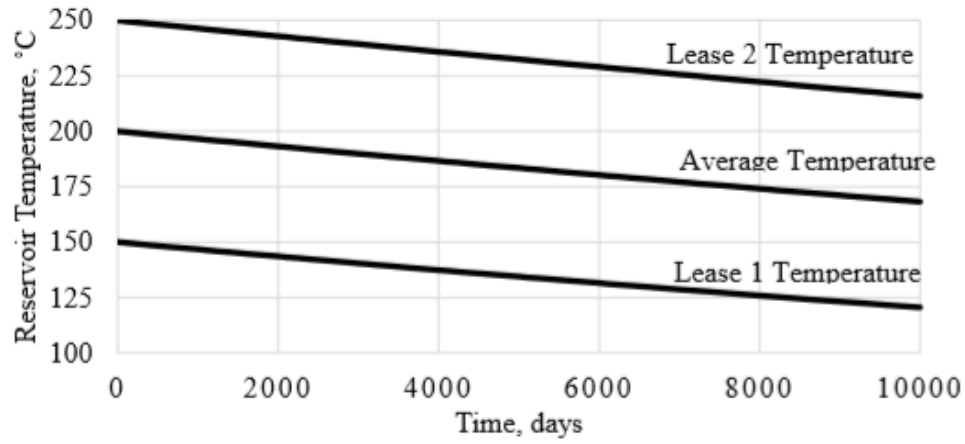


Figure 10: Temperature behavior for Case Two.

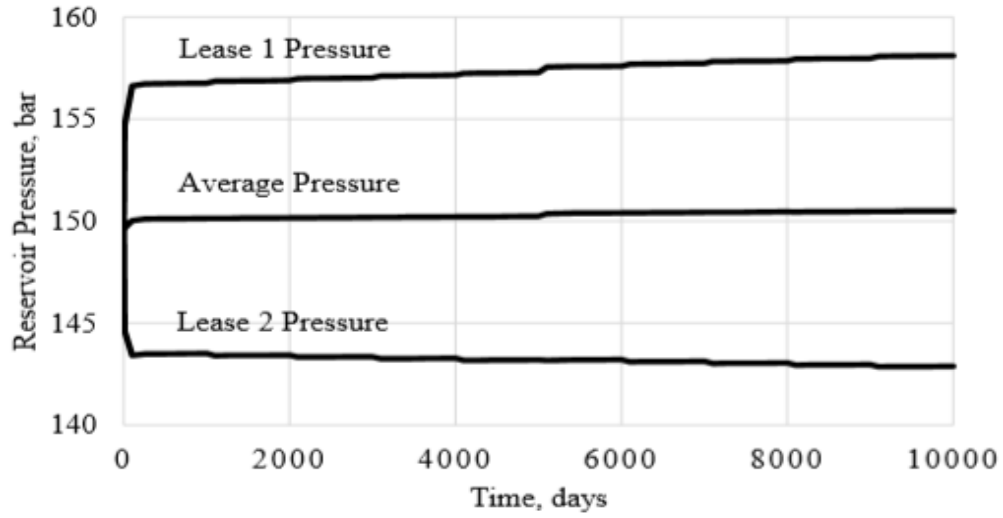


Figure 11: Pressure behavior for Case Two.

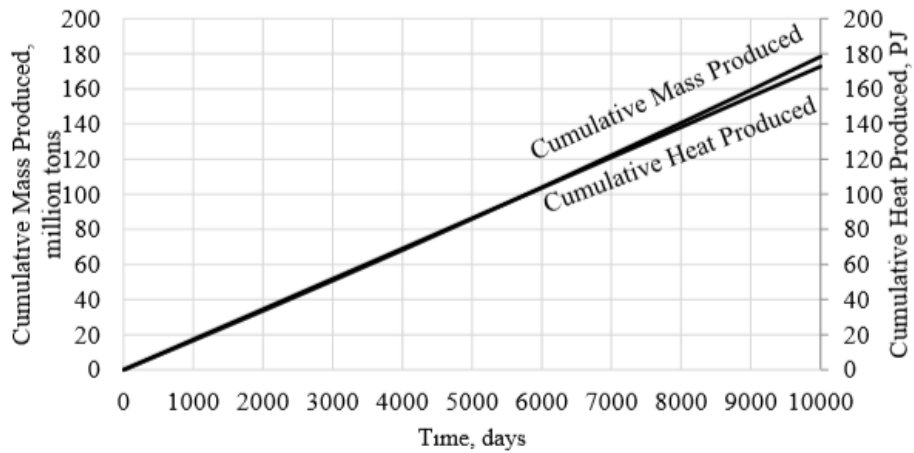


Figure 12: Cumulative mass produced and heat produced for Case Two.

4.3. Results of Modeling: Case Three

A schematic view of Case Three is illustrated in Figure 13. In this case, both injection and production are operated for each lease. Heat production rate is 100 MW_t for each lease. The behavior of the mass production flow rate for Case Three is given in Figure 14. It is clear that mass production flow rate of Lease 1 is higher than mass production flow rate of Lease 2 under constant heat production rate scenario. This is due to the fact that Lease 1 has lower temperature than Lease 2. Figures 15 and 16 illustrate behavior of temperature and pressure, respectively. Average reservoir temperature, temperature of Lease 1 and 2 decrease because of lower injection temperature ($T_{inj} = 55^\circ\text{C}$). Pressure of Lease 1 and 2 decrease because reinjection rate is taken as 70% of the mass production rate. Figure 17 illustrates cumulative mass produced and cumulative heat produced behavior for Case Three.

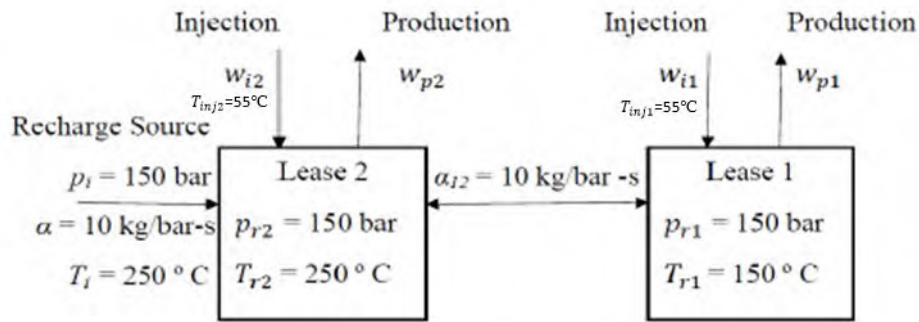


Figure 13: Schematic of model of Case Three under constant heat production.

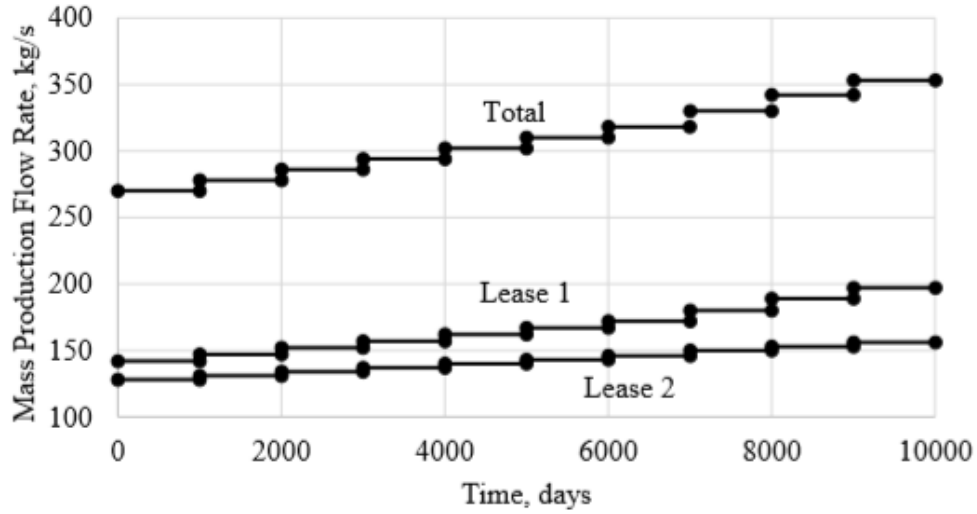


Figure 14: Mass production flow rate for Case Three.

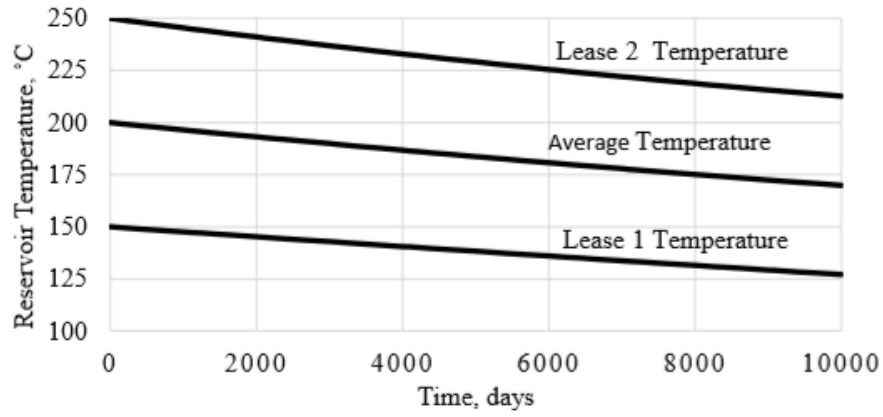


Figure 15: Temperature behavior for Case Three.

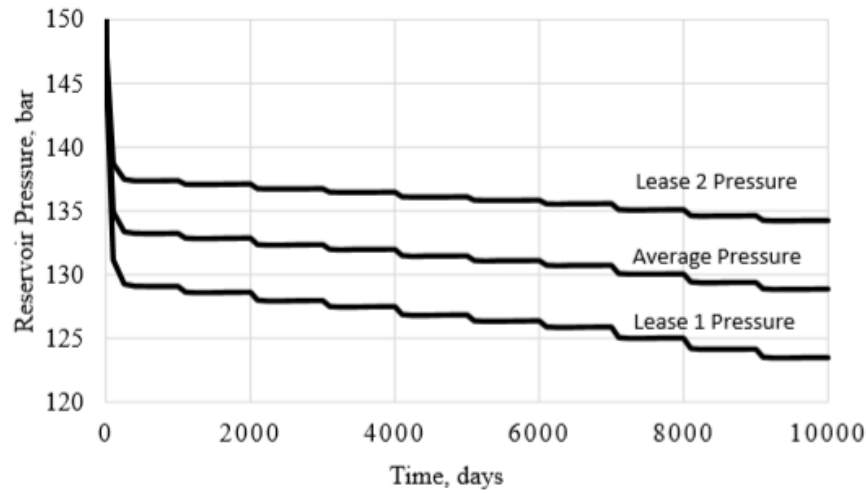


Figure 16: Pressure behavior for Case Three.

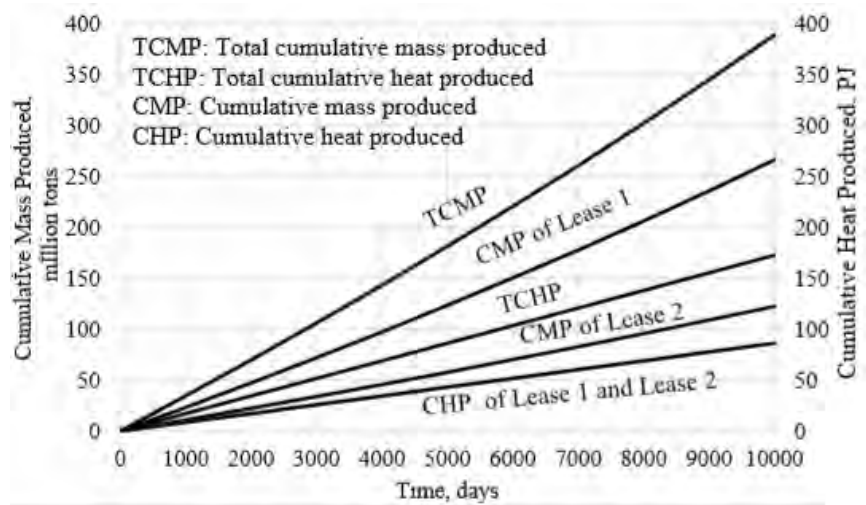


Figure 17: Cumulative mass and heat produced for Case Three.

5. CONCLUSIONS

Table 2 gives results of temperature, cumulative heat produced, cumulative mass produced and pressure for all cases.

Table 2. Final reservoir pressure and temperature, cumulative mass produced and cumulative heat produced for cases studied.

Cases	Leases	Schematic Illustration	P_f , bar P_f :Final Pressure	T_f , °C T_f :Final Temperature	Cumulative Mass Produced, million tons	Cumulative Heat Produced, PJ
Case One	Lease 1	Figure 3	95.7	175.9	367	172.8
	Lease2		137	160.4	-	-
	Total		116.3*	168.1**	367	172.8
Case Two	Lease 1	Figure 8	158.1	120.6	-	-
	Lease2		142.9	215.8	178.4	172.8
	Total		150.5*	168.2**	178.4	172.8
Case Three	Lease 1	Figure 13	123.5	127.1	266.3	86.4
	Lease2		134.2	212.6	122.5	86.4
	Total		128.8*	169.8**	388.8	172.8

*The pressure values represent the average volumetric reservoir (Lease 1 and Lease 2) pressure.

** The temperature values represent the average volumetric reservoir (Lease 1 and Lease 2) temperature.

According to final outcomes of Case One, Lease 2 is more advantageous in terms of pressure because final pressure of Lease 2 is more than final pressure of Lease 1. However, final temperature of Lease 1 is more than final temperature of Lease 2 so Lease 1 is more advantageous than Lease 2 in terms of temperature. Besides, it is clear that energy was produced from only Lease 1. According to final outcomes of Case Two, pressure of Lease 1 increased due to injection so Lease 1 is more advantageous in terms of pressure. On the other hand, Lease 2 is more advantageous in terms of temperature because water, which is 55 °C, is reinjected from Lease 1. Furthermore, energy was produced from only Lease 2. According to final reservoir properties of Case Three, Lease 2 has more advantageous than Lease 1 in terms of pressure because pressure drop of Lease 1 is more than pressure drop of Lease 2. Furthermore, final temperature of Lease 2 is more than final temperature of Lease 1. Cumulative mass produced by Lease 1 is more than cumulative mass produced by Lease 2 because of temperature under constant heat production.

Case Two is more preferable case from a perspective of reservoir's average pressure and temperature in comparison with other cases. In Case Two, reservoir average pressure and temperature at the end of the project life remain the highest with less overall mass produced when compared with the other cases. In Case Two, energy was produced from Lease 2, which is hotter than Lease 1, and water is reinjected in Lease 1 which is colder than Lease 2.

REFERENCES

- Sarak, H., Onur, M., and Satman, A., 2005. Lumped Parameter Models for Low Temperature Geothermal Fields and Their Applications, *Geothermics*, Vol.34, 728-755.
- Satman, A., 2010. Sustainability of a Geothermal Reservoir, *Proceedings, World Geothermal Congress*, Bali, Indonesia, 25-29 April.
- Türeyen, Ö.İ., and Akyapı, E., 2011. A generalized non-isothermal tank model for liquid dominated geothermal reservoirs, *Geothermics*, Vol.40, 50-57.
- Türeyen, Ö.İ., Sarak, H., Altun, G., and 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.
- Türeyen, Ö.İ. and Satman, A., 2013. Multiple Licence Holders In The Same Area: An Expected Risk to Geothermal Development in Turkey, *Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, California, 11-13 February.
- Türeyen, Ö.İ. and Satman, A., 2015. Jeotermal Sahalarda Birimleştirmenin Rezervuar Performansına Olan Etkileri, XII. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi, İzmir.



18-20 Kasım / November 2020

ÜRETİM MÜHENDİSLİĞİ

Ultra Derin Açık Deniz Gaz Sahaları ve Geliştirme Seçenekleri

Murat Çınar, Sarp Kılıçkap, İsmail Hakkı Sarıçam, Muharrem Hilmi Çevik

İTÜ Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

ÖZET

Dünya doğal gaz tüketimi hızla artmaktadır. Bu ihtiyaca cevap vermek için gerçekleştirilen arama çalışmaları, yıllar içinde daha derin sulara kaymaktadır. Son yirmi yılda gerçekleştirilen büyük petrol ve doğal gaz keşiflerinin yarısından fazlası derin sularda gerçekleştirilmiştir. Ülkemizde de 2020 yılında Türkiye Petrolleri'nin Karadeniz'de gerçekleştirdiği keşif tarihimizin en büyük gaz keşfidir. Ultra derin sularda bulunan Sakarya Havzası ilgimizi ultra derin açık deniz gaz sahalarına yönlendirmiştir. Bu çalışmada dünyadaki ultra derin gaz sahalarının bir özeti ve üretim teknolojileri verilmiştir. Mevcut örnekler ve sınırlı veriler kapsamında Sakarya Sahası için olası geliştirme yöntemleri irdelenmiştir.

1. GİRİŞ

Dünya gaz tüketimi son elli yıldır artmaktadır. Yapılan projeksiyonlar doğal gazın dünya enerji tüketimindeki payının artacağını göstermektedir. Dünya doğal gaz rezervleri, geçtiğimiz yirmi yılda 66 trilyon m³ artarak; 132,8 trilyon m³'ten 198,8 trilyon m³'e yükselmiştir (BP, 2020). Dünya'daki toplam doğal gaz rezervlerinin %45'i açık denizlerde bulunmaktadır (IEA, 2018). Genel olarak 0-300 metre su derinliğinde bulunan sahalar sığ; 300-1500 metre su derinliğinde bulunan sahalar derin ve 1500 metre üzerinde su derinliğinde bulunan sahalar ultra derin su sahaları olarak sınıflandırılmaktadır (Zhang vd., 2019).

Son yirmi yılda gerçekleştirilen büyük petrol ve doğal gaz keşiflerinin yarısından fazlası derin sularda gerçekleştirilmiştir (Zhang vd., 2019). Açık deniz teknolojileri geliştikçe sahaların su derinlikleri de beraberinde artmıştır. Doksanların sonlarına kadar 200 m derin olarak sınıflandırılırken, halen 300 m üstü, derin olarak adlandırılmaktadır. Halen üretimde olan çok az sayıda ultra derin gaz sahası mevcuttur ancak planlanan ve çeşitli aşamada olan birçok proje mevcuttur. Türkiye Petrolleri'nin Karadeniz'de gerçekleştirdiği keşif, ilgimizi ultra derin gaz sahalarına yönlendirmiştir. Bu kapsamda mevcut ultra deniz gaz sahalarında kullanılan üretim teknolojileri incelenmiş ve bir özeti sunulmuştur.

Çalışma kapsamında, ultra derin gaz sahaları ve bu sahaların mevcut veya planlanan üretim şekilleri verilmiştir. Değerlendirilen sahalar Tablo 1 ile verilmektedir. Tablo, sahaların su derinliklerini ve uzaklıklarını, işleten firmaları, işletmeye alınma tarihlerini ve konumlarını içermektedir. Ayrıca ne tip bir yöntemle gazın aktarıldığı da sunulmuştur. Değerlendirilen sahalarda gazın iletilmesi farklı yöntemlerle gerçekleştirilmekte veya gerçekleştirilmesi planlanmaktadır. Bu yöntemler şunlardır: Uzun denizaltı bağlantısı (UDB, Long subsea tieback), Yüzer Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (FLNG, FLNG), deniz tabanından kıyıya (DTK, subsea to beach), yüzer veya sabit istasyon (Y/Sİ). Şekil 1'de şematik olarak seçenekler gösterilmiştir. Tablo 1' deki uzaklıklar uzun denizaltı bağlantılarında, bağlantı noktasına uzaklığı, diğerlerinde

kıyıya veya kıyıdaki tesise olan mesafeleri göstermektedir. Sahaların konumları Şekil 2 'de gösterilmektedir.

Açık deniz doğal gaz üretimi kuyular aracılığı ile gazın toplanması, işlenmesi ve karaya aktarılması süreçlerini kapsamaktadır. Doğal gaz önce karaya aktarılıp karada bir tesiste işlenebileceği gibi, açık denizde işlenip karaya iletilebilir. Birçok örnekte gaz, deniz tabanından uzun boru hatları ile bir platforma bağlanmaktadır.

Tablo 1: Ultra Derin Açık Deniz Gaz Sahaları.

Yıl	İşletmeci	Saha	Konum	Su derinliği (m)	Uzaklık (km)	Üretim Şekli
2018	Noble Energy	Leviathan	Akdeniz	1,500	130	UDB
2015	Noble Energy	Tamar South West	Akdeniz	1,700	150	UDB
2013	Noble Energy	Tamar	Akdeniz	1,700	150	UDB
2002	Total	Canyon Express	Meksika Körfezi	2,195	90	UDB
2014	Husky Oil	Liwan	Güney Çin Denizi	1,500	78	UDB
1997	Shell	Mensa	Meksika Körfezi	1,615	110	UDB
DSB	Equinor	Block 2	Tanzanya	2,500	100	DTK
DSB	Shell	Block 1 ve 4	Tanzanya	2,500	100	DTK
2024	ENI	Mamba-Prosperidade	Mozambik	1,600	100	DTK
2025	Total	Golfinho-Atum	Mozambik	1,500	100	DTK
2017	ENI	Zohr	Akdeniz	1,600	215	DTK
DSB	Lukoil	Block EG-27	Ekvator Ginesi	1,900	140	FLNG
2022	MRV	Coral South	Mozambik	2,260	65	FLNG
DSB	Noble Energy	Dalit	Akdeniz	1,700	51	FLNG
DSB	Noble Energy	Aphrodite	Akdeniz	1,700	160	Y/Sİ
2020	Chevron	Gendalo Gehem	Endonezya	1,829	80	Y/Sİ
2007	Anadarko	Independence Hub	Meksika Körfezi	2,440	217	Y/Sİ
2015	Anadarko	Lucius	Meksika Körfezi	2,164	350	Y/Sİ
2014	BP	Nakika	Meksika Körfezi	1,933	96	Y/Sİ
2004	W&T	Magnolia	Meksika Körfezi	1,432	237	Y/Sİ
2000	ExxonMobil	Diana-Hoover	Meksika Körfezi	1,463	220	Y/Sİ

DSB: Daha Sonra Belirlenecek

Doğal gazın işlenmesi sırasında sıvılar (su ve yoğuşuk) ayrıştırılır, gaz kurutulur ve varsa H₂S ve CO₂ uzaklaştırılarak gaz saflaştırılır. Bu işlemlerin temel sebepleri korozyonun ve hidrat oluşumunun engellenmesi ve darbeli akışı (slug flow) koşullarının ortadan kaldırılması olarak özetlenebilir. Su varlığında doğal gaz, özellikle H₂S ve/veya CO₂ olması durumunda, korozyona neden olmaktadır. Boru hattında akan gazın hidrojen sülfür içeriğinin 4 ppmv seviyesinde, karbondioksit mol kesrinin ise en çok yüzde 2,5 olması istenir (Sukumar Laik, 2018). Bununla birlikte iki fazlı akış sırasında sıvı oranının yüksek olması darbeli akış koşulları doğurabilmekte, bu da akış güvencesi (flow assurance) ile ilgili sıkıntılara yok açabilmektedir. Dolayısıyla

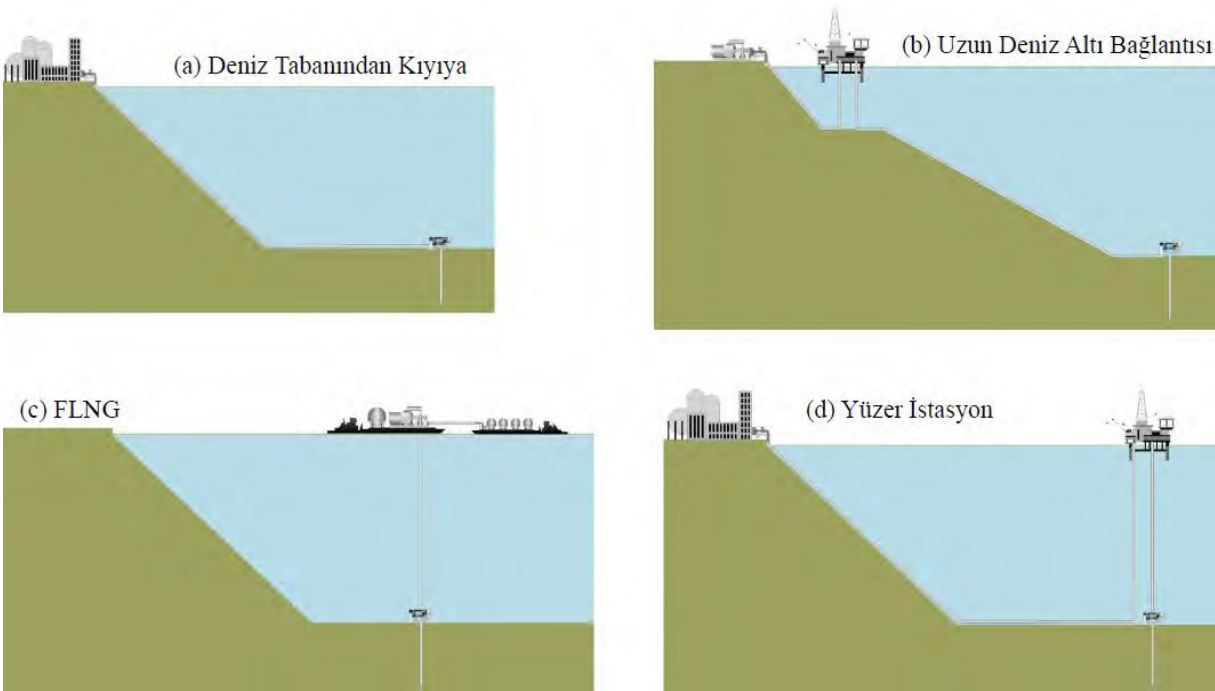
bahsedilen sorunların en aza indirilerek kaynakların üretilip taşınması için bir dizi donanım ihtiyacı vardır. Bu donanımlar sahanın özelliklerine göre farklı şekillerde birleştirilebilirler. Mevcut uygulamalar değerlendirildiğinde açık denizde üretilen gazın karaya aktarılması için şu donanım birleştirme seçeneklerinin olabileceği anlaşılmaktadır.

1- Gazın kıyıya deniz tabanından boru hatları ile taşınması.

- Gazın, deniz tabanından kıyıdaki işleme tesisine boru hatları ile iletilmesi (Deniz tabanından kıyıya).
- Platformda işlenen gazın kıyıya boru hatları ile iletilmesi.

2- Gazın tankerler aracılığıyla taşınması

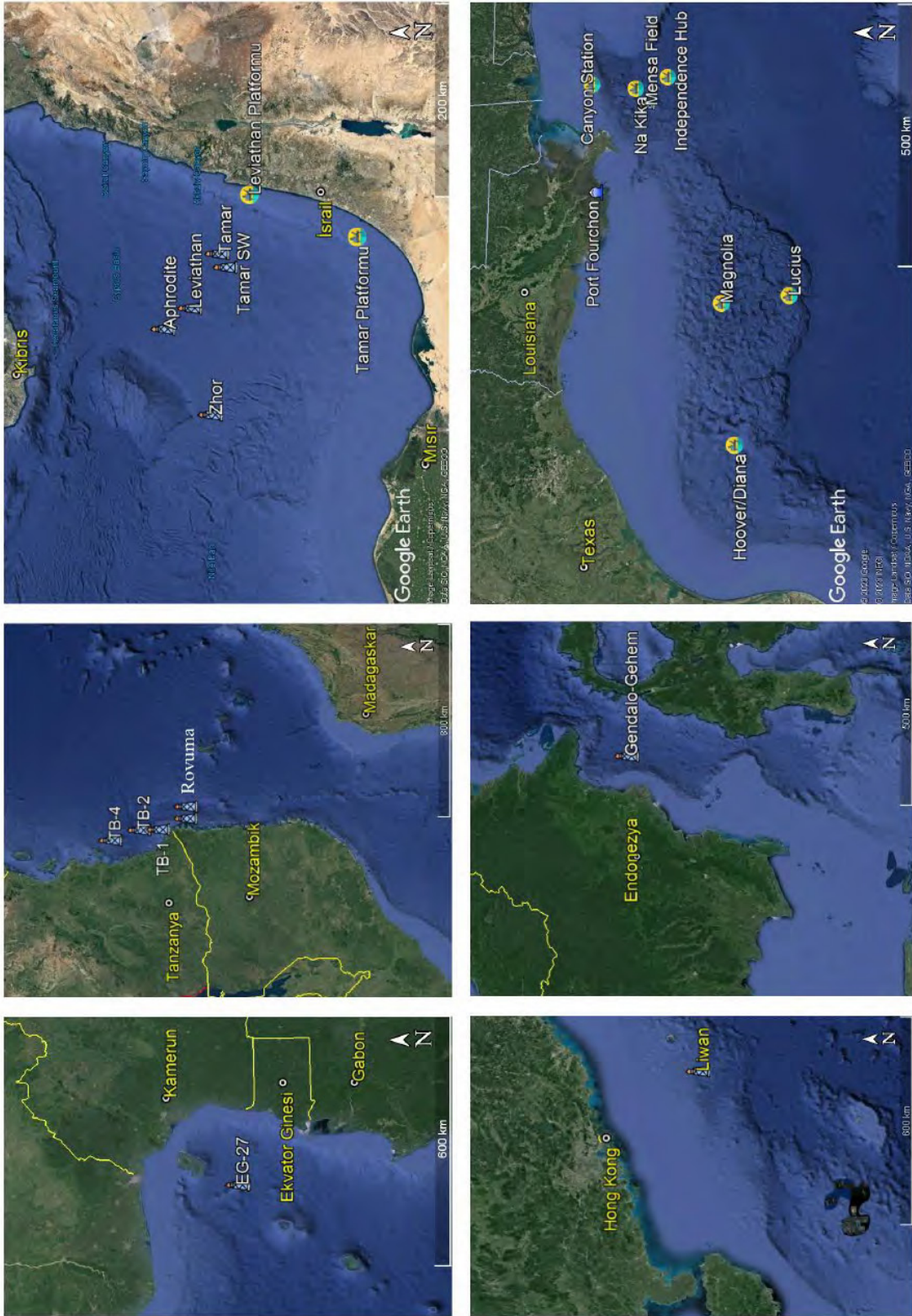
- FLNG (Yüzer Sıvılaştırılmış Doğal Gaz) ile işlenen ve sıvılaştırılan gazın, LNG tankerleri ile taşınması.
- Platformda işlenen ve sıvılaştırılan gazın, LNG tankerleri ile taşınması.



Şekil 1: Farklı geliştirme seçeneklerinin şematik gösterimi.

2. GAZIN KIIYIYA DENİZ TABANINDAN BORU HATLARI İLE TAŞINMASI

Deniz tabanında kıyıya gazın aktarılması ile ilgili seçenekler, şematik olarak Şekil 1a'da gösterilmektedir. Sahanın özelliklerine bağlı olarak, gaz doğrudan ve işlenmeden boru hatları aracılığı ile kıyıya aktarılabilir gibi, açık denizdeki bir platformda işlenip daha sonra yine boru hatları ile kıyıya aktarılabilir. Aradaki temel fark işlenmiş gaz kuru olarak kıyıya taşınırken, işlenmeden gönderilecek gazın, çok fazlı akış koşullarında iletilecek olmasıdır. Ayrıca gaz kuyuları Tamar sahası örneğinde olduğu gibi kuyuya uzak bir konumdaki platforma da bağlanabilir. Tamar sahasının platforma uzaklığı yaklaşık 140 km'dir (Delek Drilling, y.y.-c).



Şekil 2: Çalışmada değerlendirilen sahaların konumları.

Mevcut derin ve ultra derin uygulamalar değerlendirildiğinde, deniz tabanından kıyıya seçeneğinin yaklaşık 200 km mesafeye kadar uygulanmış olduğu anlaşılmaktadır. Deniz tabanından kıyıya seçeneğinin özellikleri, Barrero ve Beltrami (Barrero & Beltrami, 2016) tarafından ayrıntılı olarak sıralanmıştır. Deniz tabanındaki kuyular doğrudan kıyıdaki bir tesise boru hatları ile bağlandığında, açık denizde bir platforma veya diğer yüzen sistemlere ihtiyaç kalmamaktadır. Boru hattında gaz çok fazlı olarak, doğal akış ile taşınabilir. Erken aşamada olmasa da ilerleyen aşamalarda kompresöre ihtiyaç olabilir. Henüz kullanımı çok yeni (5 yıl) bir teknoloji olsa da deniz tabanına yerleştirilen kompresörler mevcuttur. Deniz tabanındaki sıcaklıklar oldukça düşüktür. Boru hatlarını yalıtım, kullanılan bir uygulama olmamakla birlikte, hidrat oluşmasını engellemek için sürekli olarak mono-etilen-glikol (MEG) (veya başka bir kimyasal) basılır. Gaz kuyu başlarının direk kıyıya bağlanması yoluyla büyük miktarlarda gaz aktarılabilir. Gerekli işleme tesisleri kıyıya kurulur. Kıyıda açık denize gerekli gücün ve diğer ihtiyaçların (MEG hattı, hidrolik vs.) kordon (umbilical) aracılığıyla aktarılması gereklidir. Mevcut deniz tabanından kıyıya projeleri içinde Zohr sahası ultra derin olmakla birlikte, 215 km'lik bir boru hattı ile kıyıdaki tesise bağlanmıştır (Elsayed vd., 2020). Tanzanya ve Mozambik'te ultra derin sahalar için planlanan projeler mevcuttur.

Diğer bir seçenek de son yıllarda geliştirilen deniz tabanında ayırıştırma ve kompresör teknolojilerdir. 2007 yılından bu yana bu tip ayırıştırma teknolojiler kullanılmaktadır (Gruehagen & Lim, 2009). Norveç açıklarındaki Asgard ve Gullfaks sahalarında deniz tabanına yerleştirilen kompresörler 2015 yılında işletmeye alınmıştır (Dahle vd., 2016), (Hjelmeland & Torkildsen, 2016). Bu teknolojiler yaygınlaştığında ayırıştırma ve basınçlandırma işlemlerinin tamamı deniz tabanında gerçekleştirilip, gaz kıyıya boru hatları aracılığı ile, herhangi bir yüzen üniteye gerek kalmadan, iletilir.

3.GAZIN TANKERLER ARACILIĞIYLA TAŞINMASI

Gazın sıvılaştırılıp taşınması şematik olarak Şekil 1' de verilmiştir. Gaz açık denizde FLNG (Yüzer Sıvılaştırılmış Doğal Gaz, FLNG) ile sıvılaştırılıp tankerler aracılığıyla taşınır (Şekil 1c). FLNG'ler gazın üretilmesi, ayırıştırılması, sıvılaştırılması ve depolanıp aktarılması için gerekli ekipmanlarla donatılmış gemilerdir. Özellikle gazın satılacağı pazarlara uzak bölgelerde veya görece olarak daha az üretime sahip sahalarda iyi bir seçenek olarak değerlendirilmektedir. Ayrıca karadan uzak sahalarda yine FLNG, deniz tabanından kıyıya seçeneğine göre daha uygun olabilir.

PSDG (Platformda Sıvılaştırılmış Doğal Gaz, PLNG), gazın bir platformda sıvılaştırılıp gemiler aracılığı ile taşınması ayrı bir fikir olarak durmaktadır. Henüz bir uygulaması olmasa da bazı özel durumlarda orta ölçekli LNG ihtiyaçları için karadaki LNG tesislerine veya sığ sularda YDSG'ye alternatif olabileceği düşünülmektedir.

4. ULTRA DERİN GAZ SAHALARI

Leviathan: Doğu Akdeniz'de İsrail Münhasır Ekonomik Bölgesi'nde bulunan Leviathan sahası, 2010 yılında keşfedilmiştir. Yaklaşık rezervi 649 milyar m³ doğal gaz olan sahanın operatörlüğünü Noble Energy yapmaktadır. Leviathan sahasının kıyıya olan uzaklığı 130 km, su derinliği 1634 m ve rezervuar derinliği 5226 m'dir. Sahada üretilen günlük yaklaşık 33,9 milyon m³'lük doğal gaz 120 km'lik boru hatlarıyla kıyıya 10 km mesafede bulunan üretim platformuna taşınmaktadır (Delek Drilling, y.y.-b).

Tamar: İsrail'in Levant Havzası'nda bulunan diğer bir sahası olan Tamar, 2009 yılında keşfedilmiştir ve operatörlüğünü Noble Energy yapmaktadır. Haifa şehrinin 90 km açıklarında bulunan Tamar sahası, yaklaşık 1700 m su derinliğine ve deniz seviyesinin yaklaşık 5000 m altında rezervuar derinliğine sahiptir. Sahada üretilen gazın %98'e yakın kısmı biyojenik metan gazıdır. Yaklaşık 289 milyar m³ rezerve sahip sahada, her biri 7.1 – 8.5 milyon m³/gün gaz üreten 5 kuyu ile üretim sağlanmaktadır. Bu beş kuyudan üretilen gazlar toplam 140 km uzunluğunda iki boru hattı ile Ashdod şehrinin 25 km açıklarında, su derinliğinin 236 m olduğu Tamar Platformu'na aktarılmaktadır. Üretilen gazdan suyun ve yoğuşturmanın ayrıştırılması işlemleri bu platformda yapılmaktadır. Daha sonra üretilen yoğuşuk, Ashdod şehrindeki rafineriye, gaz ise İsrail Doğal Gaz Boru Hattı'na (INGL) aktarılmaktadır (Delek Drilling, y.y.-c).

Tamar Southwest: Tamar Sahası'nın 8 km güneydoğusunda 2013 yılında keşfedilmiştir. Yaklaşık 19,8 milyar m³ gaz rezervi bulunan sahada, su derinliği 1647 m ve rezervuar derinliği 5309 m'dir. Sahanın operatörlüğünü yapan Noble Energy sahadaki her kuyunun günlük yaklaşık 7 milyon m³ gaz üretme potansiyelinin olduğunu belirtmiştir (Offshore Magazine, 2013).

Dalit: İsrail'in Münhasır Ekonomik Bölgesi'nin Michal bloğunda, kıyıya 51 km uzaklıkta bulunan Dalit sahası 2009 yılında keşfedilmiştir. Sahada su derinliği 1581 m ve rezervuar derinliği ise 3660 m'dir. Noble Energy'nin operatörlüğünü yaptığı sahanın yaklaşık 14,2 milyar m³ gaz rezervi vardır. Keşif kuyusunda yapılan testler sonucunda günlük 5,6 milyon m³ gaz üretme kapasitesi vardır (HebrewEnergy, 2009).

Gendalo – Gehem: Endonezya'nın Kutei Havzası'nın Ganai gölgesinde bulunan ve Santan Terminali'nin yaklaşık 80 km güneydoğusunda bulunan Gendalo sahası 2000 yılında keşfedilmiştir. Su derinliğinin 1425 m ve rezervuar derinliğinin 4572 m olduğu sahada, 25 milyar m³ doğal gaz rezervi vardır. Gendalo-3 geliştirme kuyusunda yapılan DST (drill-stem testing) sonucunda kuyu, günlük 0,85 milyon m³ gaz ve 2200 bbl yoğuşuk üretmiştir.

Gehem sahası Endonezya'nın Kutei Havzası'nın Repek bölgesinde, Santan Terminali'nin 150 km güneydoğusunda 2003 yılında keşfedilmiştir. 1823 m su ve 4645 m rezervuar derinliğinin bulunduğu sahanın yaklaşık 19,76 milyar m³ gaz rezervi bulunmaktadır. Gehem-2 geliştirme kuyusunda yapılan DST sonucunda günlük 0,89 milyon m³ gaz ve 1917 bbl yoğuşuk üretilmiştir (Offshore Technology, y.y.-b).

Gendalo-Gehem projesinin kavramsal geliştirme planı, her biri FPU (Yüzen üretim ünitesi), deniz altı sondaj merkezleri, gaz ve sıvı boru hatları ile donatılmış iki ayrı merkez ve her iki alan için ayrı tesislere sahip kıyı tesisi önermektedir (Offshore Technology, y.y.-b).

Afrodite: Güney Kıbrıs Rum Yönetimi'nin (GKRY) ilan ettiği münhasır ekonomik bölgede 2011 yılında keşfedilen Afrodit Sahası yaklaşık 120 km² alanı kapsamaktadır. Sahanın konumu Limasol şehrinin 160 km güneyinde ve Leviathan Sahası'nın 30 km batısında bulunmaktadır (Delek Drilling, y.y.-a). Yaklaşık 1700 m su ve 5860 m rezervuar derinliği olan saha, 129 milyar m³ rezerve sahiptir. İlk fazı için 5 adet üretim kuyusu delinmesi planlanan sahada, yine ilk fazda günlük 22,6 milyon m³ gaz üretilmesi planlanmaktadır. Üretilen gazın kuyubaşlarından FPSO'ya aktarılması düşünülmektedir (Offshore Technology, y.y.-a). Deniz hattı boru hatları hariç başlangıç maliyetinin 3,5 milyar \$ olması beklenmektedir. Üretilen gazın, FPSO da işlendikten

sonra boru hattı ile Mısır'da bulunan Idku LNG tesisine gönderilmesi planlanmaktadır (NS Energy, y.y.-a).

Zohr: Mısır Münhasır Ekonomik Bölgesi'nin Shoruk bloğunda bulunan ve Port Said şehrine yaklaşık 190 km uzaklıkta konumlanan Zohr Sahası, 2015 yılında keşfedilmiştir. Sahada su derinliği 1400 – 1600 m aralığında değişmekte ve rezervuar derinliği ise yaklaşık 4131 m'dir. Saha biyojenik kökenli yaklaşık % 98 metan içeriğine sahip doğal gaz bulunmaktadır. Toplam 20 adet kuyu delinmesi planlanmaktadır. Saha 160 km kordon hattı ile sığ sudaki Merkezi Kontrol Platformuna bağlı olmakta birlikte, kuyular 215 km'lik boru hatları ile kıyıdaki ayrıştırma tesisine bağlanmıştır (Elsayed vd., 2020). Sahanın rezervi 849,5 milyar m³'tür (Offshore Technology, y.y.-d). Sahada üretim 2019 yılında günlük 76.46 milyon m³'e ulaşmıştır (ENI, y.y.-b).

Liwan: Proje iki sahayı içermektedir ve bunlar Liwan 3-1 ve Liuhua 34-2 sahalarıdır. Güney Çin Denizi'nin Pearl River Mouth Havzası'nda 2006 yılında keşfedilen Liwan Sahası, su derinliğinin 1350 – 1500 m aralığında değiştiği, Hong Kong'un 350 km güneydoğusunda konumlanmaktadır. İlk gaz üretiminin 2014 yılında olduğu sahada, üretim 9 kuyu vasıtasıyla sağlanmaktadır. Üretilen gaz boru hattı ile yaklaşık 78 km uzaklıktaki merkez üretim platformuna aktarılmaktadır. Bu platform kıyıda yaklaşık 275 km açıkta, su derinliğinin 200 m olduğu konumda bulunmaktadır. Platformda ayrıştırılan gaz, kompresörler vasıtasıyla basınçlandırıldıktan sonra 30 in boru hattı ile karaya taşınmaktadır (Fu vd., 2016) . Sahanın rezervi 169,9 milyar m³ ve ortalama günlük üretimi 8,47 milyon m³'den fazladır (NS Energy, y.y.-b).

Tanzanya Blok 2:Tanzanya Havzası'ndaki 566 milyar m³ yerinde gaz barındıran Blok 2'nin lisansına, Norveçli operatör şirketi Equinor ve ortağı ExxonMobil sahiptir (Lewis, 2020). 2007 yılında Tanzania Petroleum Development Corporation (TPDC) ile üretim paylaşma anlaşması bulunan Equinor tarafından 2011 yılında başlatılan sondaj faaliyetleri ile 15 arama kuyusu açılmıştır ve bu faaliyetler neticesinde 9 keşif yapılmıştır (Equinor, y.y.). Başarılı keşiflerin ardından, Lindi Sahiline 100 km uzaklıkta ve 2500 metre su derinliğine sahip kaynaklar, herhangi bir yüzer tesis kurulmadan deniz altı boru hatları ile karaya ulaştırılıp sıvılaştırılacaktır (Equinor, 2018). Yıllık 7,5 milyon ton LNG üretim kapasitesine sahip olması beklenen tesiste elde edilen LNG, daha sonra özel LNG tankerleri ile uluslararası pazarlara ihraç edilecektir (Equinor, 2018).

Tanzanya Blok 1 ve 4: Tanzanya Havzası'ndaki tahmini 453 milyar m³ rezervi bulunan Blok 1 ve Blok 4'ün işletim hakkı Shell, Ophir ve Singapur merkezli Pavilion Enerji'ye aittir (Lewis, 2020). Shell ve ortakları, 2016 yılında Tanzanya'nın güneyinde bulunan 2 açık deniz bloğunda faaliyetlerini genişletmiştir. Keşif faaliyetleri kapsamında şimdiye kadar, 22 kuyu açılmıştır. Blok 2'ye benzer şekilde keşif alanlarının kıyıya olan uzaklığı yaklaşık 100 km, su derinliği ise 2500 metreye kadar ulaşmaktadır (Shell, 2019). Blok 2'deki gibi denizaltı manifold ile toplanan kuyular boru hattı ile kıyıda bulunan LNG tesisine gönderilerek LNG üretimi sağlanacaktır.

Coral South: Rovuma Havzası'nın açık denizdeki ilk projesidir. Coral-1 keşfi ile ortaya çıkan bu saha, Cape Delgado Kıyısı'na 65 km uzaklıkta bulunmaktadır ve 2261 metresi su derinliği olmakla birlikte toplamda 4869 metre derinliğe sahiptir (Galp Energia, 2012) . Bu proje kapsamında, Mart 2018 yılında yapımına başlanan 3,4 MTPA LNG üretim kapasiteli FLNG tankeri Şubat 2020 yılı itibariyle %60 oranında tamamlanmıştır (Camba, 2020). 8 milyar \$

yatırımın yapılması öngörülen bu projede, üretimin 2022 yılının ortalarında başlaması beklenmektedir (Camba, 2020).

Golfinho-Atum: Mozambik Sahili'nin 40 km açıklarında ve yaklaşık 1600 m su derinliğinde bulunmaktadır ve yaklaşık 991 milyar m³ yerinde gaz barındırmaktadır (F.Balderrama vd., 2019). Üretilen gaz, deniz altı üretim sisteminden geçerek manifolda bağlanacak ve deniz altı boru hatları ile LNG tesisine taşınacaktır (Anadarko, 2019). Ayrıca, üretimi olumsuz etkileyebilecek hidrat oluşumundan kaynaklanan problemleri ortadan kaldırmak için mono-etilen glikol enjeksiyonu yapılacak ve geri kazanım sistemi kurulacaktır (Anadarko, 2019). Şubat 2018 yılında onaylanan projede, Golfinho-Atum sahasında üretilen doğal gaz, toplamda 12,9 MTPA kapasiteli, başlangıç olarak 2 adet LNG terminali ile LNG'ye dönüştürmesi planlanmaktadır (Camba, 2020). Nihai yatırım kararı Haziran 2019 yılında alınmıştır ve ilk üretimin 2025 yılında yapılması beklenmektedir. Toplam maliyetin 23 milyar \$ olması beklenmektedir (Camba, 2020).

Mamba-Prosperidade: Rovuma LNG projesi için kullanılacak doğal gaz kaynakları kıyıda 100 km uzaklıkta bulunmakta ve 1600 m su derinliğine sahiptir (Standard Bank, 2019). Mayıs 2019'da, Mozambik, Mamba kompleksinde bulunan 3 rezervuardan elde edilen doğal gazın üretilmesi, sıvılaştırılması pazarlanmasına yönelik projeyi onaylamıştır (ENI, y.y.-a). Rovuma LNG Projesi'nin ilk aşamasında Mamba rezervuarları geliştirilecektir (ENI, y.y.-a). Bu proje kapsamında, Mozambik LNG projesine benzer şekilde, karada 2 adet, 24 kuyu ile beslenen 15,2 MTPA kapasiteli LNG terminalinin kurulması beklenmektedir ve 23,6 milyar \$ yatırım maliyeti olacağı öngörülmektedir (Camba, 2020). Üretim, deniz altı boru hatlarında toplanacak ve ayırıştırma işlemi için doğrudan kıyıya bağlanacaktır (Standard Bank, 2019). Üretimin 2024-25 yılında, yıllık 15-16 milyon ton LNG üreterek başlaması planlanmaktadır (Goodrich, 2020).

Ekvator Ginesi – Blok EG-27: Altı keşif alanı içeren Blok EG-27 (eski adı Blok R) yaklaşık 96 milyar m³ rezerve sahiptir. Niger Deltası'nın sonunda yer alan Blok, Bioka Adasına 140 km uzaklıkta, 600 ila 1950 m arasında değişen su derinliğinde bulunur (Mikaila Adams, 2019). Ophir Şirketi'nin lisansını uzatmaması ile Rus Lukoil Blok'un işletim hakkını almıştır. Blok geliştirme sürecinin nasıl olacağı üzerine çalışmalar hala devam etmekte olup öne çıkan seçenek, gazın Marathon tarafından işletilen EG LNG ihracat tesisine boru hattı ile iletilmesidir (Elliott, 2019). Ayrıca, Ophir tarafından geliştirilen FLNG projesi de hala seçenekler arasındadır (Elliott, 2019). Ophir tarafında geliştirilen projenin maliyeti 2,1 milyar \$ ve kapasitenin 2,2 MTPA olacağı tahmin ediliyordu (Oil&Gas IQ, 2018).

Independence Hub: Proje, Meksika Körfezi'nde kıyıda yaklaşık 240 km uzaklıkta ve 2440 metre su derinliğinde yürütülmüştür. Independence Hub Projesi ile Meksika Körfezi'nde Louisiana açıklarında yer alan 10 adet ultra derin açık deniz gaz sahasının geliştirilmesi yapılmıştır (Holley & Abendschein, 2007).

Independence Hub kısmi batırılmış (semi-submersible) üretim platformu, günlük üretim kapasitesi 28,3 milyon m³ olarak tasarlanmıştır. Bu kapasiteye uygun olarak platformun bulunduğu alandan Louisiana açıklarında, sığ suda bulunan bağlantı noktasına kadar 217 km uzunluğunda, 24 in çapında doğal gaz – yoğunlaşmış karışımını taşıyan bir boru hattı inşa edilmiştir (Al-sharif, 2007). Bu boru hattı Louisiana açıklarında sığ suda yer alan bağlantı bölgesine kadar ulaşmaktadır. Bu bölgeden karadaki toplam uzunlukları yaklaşık 281 km olan ve çapları 8-10 in arasında değişen hatlarla sahalar platforma bağlanmıştır (Minerals Management Service, 2005).

Sekiz buçuk yıllık toplam üretim sürecinde yaklaşık 51 milyar m³ üretim yapılmıştır ve proje başında hedeflenen 2,83 milyar m³ üretim miktarı %30 oranında geliştirilmiştir (Boman, 2016; Davis, 2016). Projenin toplam maliyeti; boru hatları, deniz tabanı üretim ekipmanları ve platformun inşa bedeli ile beraber 2 milyar \$ olmuştur ve bu maliyet üretime başladıktan bir buçuk yıl sonra karşılanmıştır (Davis, 2016).

Lucius: Port Fourchon lojistik limanına (Louisiana) yaklaşık 386 km uzaklıkta ve 2134 m su derinliğinde bulunmaktadır (Lamey vd., 2015). Sahanın üretimine 2015 yılında SPAR tasarıma sahip, bir platform kullanılarak başlanmıştır. Lucius SPAR platformu günlük 120 bbl sıvı (su, yoğunluk, petrol) ve 12,7 milyon m³ doğal gaz üretim kapasitesine sahiptir (Tule, 2015).

Lucius platformuyla ilk olarak Anadarko'nun sahip olduğu Lucius sahasında kapasite olarak günlük 80000 bbl petrol, 120000 bbl sıvı ve 4,2 milyon m³ doğal gaz üretilmesi planlanmıştır (Lamey vd., 2015). ExxonMobil'in sahip olduğu Hadrian South doğal gaz sahası bu platforma yaklaşık 15 km uzaklıkta ve 2286 m su derinliğinde bulunmaktadır. Anadarko ve ExxonMobil'in yaptığı anlaşma ile, Mart 2015'te Hadrian South sahası da Lucius platformuna denizaltı bağlantısı ile eklenmiştir (Lamey vd., 2015). Bu birleştirme ile günlük gaz üretim kapasitesi 8,5 milyon m³ artarak 12,7 milyon m³'e ulaşmıştır.

Yukarıda detaylandırılan ölçeklerde bir projenin beş yıl kadar kısa bir sürede tamamlanması, açık deniz hidrokarbon arama ve üretme sektörü için önemli bir yer edinmiştir. Bütün iş planı, toplam 10,5 milyon iş-saati (man-hours) ve 2 milyar \$ gibi bir maliyet ile bitirilmiştir (Lamey vd., 2015).

Magnolia: Meksika Körfezi'nde, kıyıdan yaklaşık 237 km açıkta ve 1432 metre su derinliğinde, 1999 tarihinde keşfedilmiştir. Magnolia sahasının üretimine ve geliştirilmesine, gergi ayaklı platform (tension leg platform, TLP), kullanılarak 2004 yılında başlanmıştır. Magnolia gergi ayaklı platformunun günlük 50000 bbl petrol ve 4,2 milyon m³ doğal gaz üretim kapasitesi bulunmaktadır. Platformun maliyeti 600 milyon \$ civarındadır (King, y.y.; Offshore Technology, y.y.-c). Toplam sekiz adet kuyu delinmiştir. Bu sekiz adet kuyunun; altı tanesi petrol üretimi, iki tanesiye doğal gaz ve yoğunluk üretimi için kullanılmaktadır (Eaton vd., 2007).

Diana-Hoover: Meksika Körfezi'nde kıyıdan yaklaşık 220 km uzaklıktadır. Su derinliği 1370 – 1463 metre aralığındaki değişmektedir. (Gist, 2001). Diana rezervuarı, deniz tabanından 3200 metre derinlikte, yüksek gözenekliliğe ve geçirgenliğe sahip pekişmemiş türbidit kum taşında bulunmaktadır (Gist, 2001; Moyer vd., 2002). Hoover rezervuarı, deniz tabanından 3870 metre derinliğe sahip bir petrol rezervuarıdır (Moyer vd., 2002). İki rezervuarda da güçlü akifer desteği vardır. Hoover rezervuarı da Diana gibi pekişmemiş derin su türbidit kum taşındadır. İki rezervuar arasında yaklaşık 24 km mesafe bulunmaktadır ve bu saha Diana-Hoover Sahası olarak isimlendirilmiştir.

Günlük 100000 bbl petrol, 9,2 milyon m³ gaz ve 60000 bbl su üretim kapasitesine sahip olan Hoover platformu, ilk SPAR tipi platform örneklerinden biridir. (Milburn & Williams, 2001). Projenin toplam maliyeti 1,1 milyar \$ olmuştur (OGJ, 2000).

Canyon Express: Meksika Körfezi'nde yer alan Mississippi ve Desoto Kanyon bölgesinde bulunan üç adet birbirinden bağımsız doğal gaz sahasının üretilmesi için hayata geçirilmiştir. Bu sahalar 2195 m derinlikten 1980 m derinliğe kadar uzanan Camden Hills, Acconagua ve King's

Peak sahalarıdır (Hare & Case, 2003). Sahalardan üretilen gaz; düşük yoğunluk içeriğine (0,75 bbl – 1 bbl / MMSCF) sahip kuru gazdır (Hare & Case, 2003).

Üretim platformu sahalara yaklaşık 90 km uzaklığında, 90 m su derinliğinde ve kıyıdaki doğal gaz tesislerine ve boru hatlarına yakın bir konumda inşa edilmiştir (Rijkens vd., 2003). Kuyular ile birlikte toplam saha geliştirme maliyeti 600 – 700 milyon \$ arasında gerçekleşmiştir (Rijkens vd., 2003). Canyon Station platformu, günlük 14 milyon m³ doğal gaz, 1000 bbl su ve 1000 bbl sıvı hidrokarbon üretimine göre tasarlanmıştır (Rijkens vd., 2003). Hidrat oluşumunu önlemek için üretim hattına paralel olarak inşa edilen 2^{7/8} in çapında metanol hattı ve güç aktarımı için kullanılan kordon hattı da saha geliştirilmesi için kullanılmaktadır.

Mensa: Meksika Körfezi'nde New Orleans'ın 225 km açıklarında 1615 metre su derinliğinde bulunmaktadır. Mensa sahası 1988 yılında keşfedilmiştir ve 1997 yılında üretime alınabilmektedir (Burman vd., 1998). Mensa rezervuarı; çok yüksek metan ve düşük yoğunluk içeriğinde (1,6 bbl/MMSCF) kuru gaz rezervuarıdır (Lang vd., 1998; Razi & Bilinski, 2012). Rezervuar, yüksek gözenekliliğe ve geçirgenliğe sahip bir türbidit kumdan oluşmaktadır (Burman vd., 1998).

Mensa sahasının geliştirilmesinde; manifoldlar ile ortaklanmış kuyuların, sabit ayaklı platforma uzun denizaltı bağlantısı ile eklenerek üretilmesi uygun görülmüştür (McLaughlin, 1998). Proje geliştirilmesinin ilk aşamasında üç adet doğal gaz kuyusu, Mensa sahasına 110 km uzaklıkta ve 110 metre su derinliğindeki sabit ayaklı West Delta 143A platformuna bağlanarak üretime alınmıştır (Gilchrist vd., 1998).

Platformun ve akış hattının tasarımı, günlük 8.5 milyon m³ doğal gaz üretimine uygun olarak tasarlanmıştır (Gilchrist vd., 1998; Lang vd., 1998; McLaughlin, 1998; Razi & Bilinski, 2012). Hidrat oluşumunu önlemek için kullanılan Trietilen Glikol'ü (TEG) taşımak için platformdan 3 ½ in çaplı ayrı bir hat manifolda bağlanmıştır (Lang vd., 1998). Toplam yerinde gaz miktarı 42 milyar m³'tür.

Na Kika: Meksika Körfezi'nde New Orleans'ın 225 km güney doğusunda ve 1936 metre su derinliğinde bulunmaktadır. Na Kika Sahası'nda kısmi batırılmış üretim platformu kullanılarak; 1770 ve 2316 metre arasındaki su derinliklerinde, birbirinden bağımsız altı tane petrol ve doğal gaz sahasından üretim yapılmaktadır (Hudson vd., 2002; Luyties & Freckelton, 2004; Rajasingam & Freckelton, 2004). Bu sahalarından Kepler, Ariel ve Herschel petrol, East Anstey ve Coulomb gaz; Fourier ise hem petrol hem de gaz sahasıdır (Rajasingam & Freckelton, 2004).

Proje maliyetinin düşürülmek istenmesi sebebiyle kuyular manifold kullanılmadan, kızak (sled) adı verilen birleştiriciler ile döngüler oluşturularak birbirlerine bağlanmıştır (Kopp vd., 2004). Bu döngüsel hatlar yükselticiler (riser) vasıtasıyla platforma bağlanmıştır. Hidrat oluşumunu önlemek için kuyubaşlarına enjekte edilen Metilen Glikol (MEG) ve deniz altı sistemine enerji taşıyan toplam 80 km uzunluğundaki kordon hatları da döngüsel hatlarla beraber inşa edilmiştir (Rajasingam & Freckelton, 2004).

Na Kika platformu günlük 110000 bbl petrol ve 12 milyon m³ gaz işleme kapasitesine uygun olarak inşa edilmiştir (Rajasingam & Freckelton, 2004; Stair vd., 2004). Platformda işlenen petrol 120 km uzunluğundaki boru hattı ile Main Pass Block 69 sıg su platformuna ve gaz 128 km uzunluğundaki boru hattı ile Main Pass 260 sıg su platformuna taşınmaktadır (Kopp vd., 2004; Luyties & Freckelton, 2004). Ana boru hatlarının ve deniz altı üretim ekipmanlarının

toplam maliyeti 350 milyon \$ olarak gerçekleşmiştir (Kopp vd., 2004). Projenin toplam maliyeti 2003 yılı itibarıyla 1,4 milyar \$ olmuştur (Luyties & Freckelton, 2004).

4. SONUÇLAR

Çalışma kapsamında dünyada ultra derin açık deniz sahalarının bir özeti sunulmuş ve üretim yöntemleri değerlendirilmiştir. Ülkemiz Münhasır Ekonomik Bölgesi'nde yer alan Sakarya Sahası'nda tarihimizin en önemli gaz keşfi gerçekleştirilmiştir. Delinen Tuna-1 kuyusunun kıyıya mesafesi 175 km, su derinliği 2117 m'dir (TPAO, 2020). Henüz rezervuarın özellikleri ile ilgili bir bilgi paylaşılmamıştır. Ülkemizin ihtiyaçları ve olası pazarlara boru hatları ile bağlı oluşu dolayısıyla sıvılaştırılmış doğal gaz seçeneğine ihtiyaç olmadığı değerlendirilmiştir. Dolayısıyla gaz deniz tabanından boru hattı ile kıyıya taşınacaktır. Bu anlamda rezervuarın özelliklerini değerlendirerek açık denizde bir platforma ihtiyaç olup olmadığına karar verilebilir. Su üretiminin düşük, CO₂ ve H₂S içeriklerinin istenen seviyelerin altında ve kuyubaşı basınçlarının gerekli seviyelerde olması durumunda kuyular doğrudan kıyıdaki bir tesise bağlanabilir. İlk aşamada olmasa da ilerleyen aşamalarda rezervuar basıncı azaldıkça, bir kompresöre ihtiyaç olacaktır. Bu senaryoda en önemli bileşen akış güvencesinin sağlanması olacaktır.

Gazın istenen özelliklerde olmaması durumunda bir platforma ihtiyaç olacaktır. Açık denizde platformda işlenen gaz yine boru hatları ile deniz tabanından kıyıya aktarılacaktır. Saha büyüklüğü ve olası genişlemeler düşünüldüğünde işletme anlamda bir platformun avantajları olacaktır.

REFERENCES

- Al-sharif, M. (2007). Independence Trail — Pipeline Design Considerations. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/https://doi.org/10.4043/19056-MS>
- Anadarko. (2019). *Mozambique LNG: ESHIA Executive Summary and Update* (Sayı May). https://www.mzlng.total.com/sites/g/files/wompond1596/f/atoms/files/mz-000-am1-hs-rpt-00002_eshia_executive_summary_and_update-05-19-2020.pdf
- Barrero, L. A., & Beltrami, F. (2016). Ultra-deepwater gas field development options: A study on FLNG and 'subsea-to-beach' optimal applicability. *21st Offshore Symposium 2016: Emerging Offshore Technology and Deepwater Trends*, 427–444.
- Boman, K. (2016, Şubat 3). *Anadarko Ceases Production at Independence Hub in Gulf of Mexico*. Rigzone. https://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/142861/anadarko_ceases_production_at_independence_hub_in_gulf_of_mexico/
- BP. (2020). *Statistical Review of World Energy, 2020 | 69th Edition*. 66. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
- Burman, S. S., Deepwater, S., & Norton, S. J. (1998). Mensa Project: Well Drilling and Completion. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/https://doi.org/10.4043/8578-MS>

- Camba, N. (2020). Developments on Natural Gas projects in Mozambique : Overview of the latest Progress and Business Opportunities. *SUBSEA EXPO 2020*. <https://www.subseauk.com/documents/documents2019/6 - ivan adriano - department for international trade.pdf>
- Dahle, M., Meignan, L., & Rossi, R. (2016). Large module installation and intervention system at aasgard. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, 3(May), 2258–2273. <https://doi.org/10.4043/27078-ms>
- Davis, C. (2016, Şubat 5). *Anadarko Shuttters Final NatGas Well at Independence Hub in GOM*. Natural Gas Intelligence. <https://www.naturalgasintel.com/anadarko-shuttters-final-natgas-well-at-independence-hub-in-gom/>
- Delek Drilling. (y.y.-a). *Aphrodite Gas Field*. Tarihinde 15 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.delekdrilling.com/project/aphrodite-gas-field>
- Delek Drilling. (y.y.-b). *Leviathan Gas Field*. Tarihinde 15 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.delekdrilling.com/natural-gas/gas-fields/leviathan>
- Delek Drilling. (y.y.-c). *Tamar Gas Field*. Tarihinde 15 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.delekdrilling.com/natural-gas/gas-fields/tamar>
- Eaton, L. F., Randall Reinhardt, W., Scott Bennett, J., Blake, K., & Morales, H. (2007). Magnolia deepwater experience - Frac-packing long perforated intervals in nconsolidated Silt Reservoirs. *SPE/IADC Drilling Conference*, 1(March), 547–560. <https://doi.org/10.2523/105541-ms>
- Elliott, S. (2019). *First “hint” of plan for Equatorial Guinea’s Fortuna block in Jan/Feb: Obiang*. S&P Global. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/112819-first-hint-of-plan-for-equatorial-guineas-fortuna-block-in-jan-feb-obiang>
- Elsayed, M. S., Zayed, S., Tolba, M. A., Omar, M. K., Hussein, A., Darwish, H. M., & Negm, M. N. (2020). The Flow assurance criticalities and challenges management of zohr deepwater giant gas field. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, 2020-May*. <https://doi.org/10.4043/30779-ms>
- ENI. (y.y.-a). *Rovuma LNG*. Tarihinde 15 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.eni.com/en-IT/operations/mozambique-rovuma-lng.html>
- ENI. (y.y.-b). *Zohr*. Tarihinde 20 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.eni.com/en-IT/operations/egypt-zohr.html>
- Equinor. (y.y.). *Tanzania*. Tarihinde 12 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.equinor.com/en/where-we-are/tanzania.html>
- Equinor. (2018). *Block 2 Tanzania Successful exploration campaigns in*. <https://www.equinor.com/en/where-we-are/tanzania.html>
- F.Balderrama, N.Kinoshita, K.Obianagha, J.Achieng, & Y.Withofs. (2019). *Mozambique LNG Area 1* (Sayı November). <https://www.afdb.org/en/documents/mozambique-mozambique-lng-area-1-project-summary-note>

- Fu, Y., Gong, W., Li, L., Su, R., & Wei, F. (2016). Liwan field development: The first deepwater gas field in China. *Offshore Technology Conference Asia 2016, OTCA 2016, March*, 2486–2492. <https://doi.org/10.4043/26447-ms>
- Galp Energia. (2012). *Success of Coral-1 well opens up a new play in Area 4 and further enhances the block potential*. <https://www.galp.com/corp/en/media/press-releases/press-release/id/294/success-of-coral-1-well-opens-up-a-new-play-in-area-4-and-further-enhances-the-block-potential>
- Gilchrist, R. T., Deepwater, S., Systems, D., & Kluwen, F. A. (1998). Mensa Project : Flowlines. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/https://doi.org/10.4043/8628-MS>
- Gist, G. N. (2001). Diana Subsea Production System: An Overview. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/10.4043/13082-ms>
- Goodrich, G. (2020). *From Hydrocarbon Minor to Global Gas Giant | Africa Oil & Power*. <https://www.africaoilandpower.com/2020/07/24/from-hydrocarbon-minor-to-global-gas-giant/>
- Gruehagen, H., & Lim, D. (2009). Subsea separation and boosting - An overview of ongoing projects. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2009, APOGCE 09*, 2(August), 577–588.
- Hare, S., & Case, R. (2003). Canyon Express commissioning and start-up experience. *Offshore Technology Conference*, 380–390. <https://doi.org/10.4043/15097-ms>
- HebrewEnergy. (2009, Ağustos). *Dalit Field; Dalit drilling*. <http://www.hebrewenergy.com/dalit-field-dalit-drilling/>
- Hjelmeland, M., & Torkildsen, B. H. (2016). Qualification and implementation of a subsea wet gas compressor solution. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, 4, 3789–3806. <https://doi.org/10.4043/27224-ms>
- Holley, S. M., & Abendschein, R. D. (2007). Independence Project Overview — A Producer 's Perspective. *Offshore Technology Conference*.
- Hudson, J. D., Dutsch, D. B., Lang, P. P., Lorimer, S. L., & Stevens, K. A. (2002). An Overview of the Na Kika Flow Assurance Design. *Offshore Technology Conference*, 1693–1700. <https://doi.org/10.4043/14186-ms>
- IEA. (2018). *Offshore Energy Outlook 2018*. www.iea.org/t&c/
- King, H. M. (y.y.). *Magnolia TLP Oil Platform - The World's Tallest Structure?* Tarihinde 12 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://geology.com/stories/13/magnolia-oil-platform/>
- Kopp, F., Light, B. D., Preli, T. A., Rao, V. S., & Stingl, K. H. (2004). Design and installation of the Na Kika export pipelines, flowlines and risers. *Offshore Technology Conference*, 3, 1694–1707. <https://doi.org/10.4043/16703-ms>
- Lamey, M., Gayneaux, J., Hart, D. D., & Arthur, T. (2015). Lucius and hadrian south projects: Development overview. *Offshore Technology Conference*, 4, 2484–2499. <https://doi.org/10.4043/25868-ms>
- Lang, P. P., Rainey, R. M., & Bankston, C. H. (1998). Mensa Project : System Design and

- Operation. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/https://doi.org/10.4043/8577-MS>
- Lewis, I. (2020). *Tanzania's LNG hopes on a knife-edge*. <https://www.petroleum-economist.com/articles/midstream-downstream/lng/2020/tanzania-s-lng-hopes-on-a-knife-edge>
- Luyties, W. H., & Freckelton, T. P. (2004). Na Kika - Novel development in record water depth. *Offshore Technology Conference*, 3, 1646–1654. <https://doi.org/10.4043/16698-ms>
- McLaughlin, D. C. (1998). Mensa Project : An Overview. *Offshore Technology Conference*.
- Mikaila Adams. (2019). *Block R returned to Equatorial Guinea*. Oil & Gas Journal. <https://www.ogj.com/general-interest/companies/article/17278952/block-r-returned-to-equatorial-guinea#:~:text=Ophir Energy PLC%2C London%2C is,Hydrocarbons of Equatorial Guinea confirmed.>
- Milburn, F. H., & Williams, R. H. (2001). Hoover / Diana : Topsides. *Offshore Technology Conference*. <https://doi.org/10.4043/13083-MS>
- Minerals Management Service. (2005). *Environmental Assessment for Independence Hub - Surface Facilities and Subsea Development Project*. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region.
- Moyer, M. C., Barry, M. D., & Tears, N. C. (2002). Hoover-Diana Deepwater Drilling and Completions. *Offshore Technology Conference*, 53(7), 33–35. <https://doi.org/10.2118/0701-0033-jpt>
- NS Energy. (y.y.-a). *Aphrodite Gas Field*. Tarihinde 15 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.nsenergybusiness.com/projects/aphrodite-gas-field/>
- NS Energy. (y.y.-b). *Liwan Gas Project, South China Sea*. Tarihinde 19 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.nsenergybusiness.com/projects/liwan-gas-project-south-china-sea/>
- Offshore Magazine. (2013, Aralık 4). *Tamar SW adds to Noble Energy's deepwater gas bank offshore Israel*. <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/16772323/tamar-sw-adds-to-noble-energys-deepwater-gas-bank-offshore-israel>
- Offshore Technology. (y.y.-a). *Aphrodite Gas Field*. Tarihinde 15 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.offshore-technology.com/projects/aphrodite-gas-field/>
- Offshore Technology. (y.y.-b). *Indonesia Deepwater Development, Kutie Basin*. Tarihinde 19 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.offshore-technology.com/projects/indonesia-deepwater-development-kutie-basin/>
- Offshore Technology. (y.y.-c). *Magnolia Deepwater Oil and Gas Field, Gulf of Mexico - Offshore Technology | Oil and Gas News and Market Analysis*. Tarihinde 12 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.offshore-technology.com/projects/magnolia/>
- Offshore Technology. (y.y.-d). *Zohr Gas Field*. Tarihinde 15 Ekim 2020, adresinden erişildi <https://www.offshore-technology.com/projects/zohr-gas-field/>
- OGJ. (2000, Temmuz 3). *ExxonMobil: Hoover-Diana on stream* | *Oil & Gas Journal*. Oil & Gas Journal. <https://www.ogj.com/general-interest/companies/article/17254096/exxonmobil->

hooverdiana-on-stream

- Oil&Gas IQ. (2018). *Top 10 FLNG projects*. <https://www.oilandgasiq.com/fpso-flng/articles/top-10-flng-projects-shells-prelude>
- Rajasingam, D. T., & Freckelton, T. P. (2004). Subsurface development challenges in the ultra deepwater Na Kika Development. *Offshore Technology Conference*, 3, 1655–1664. <https://doi.org/10.4043/16699-ms>
- Razi, M., & Bilinski, P. (2012). Mensa field, deepwater Gulf of Mexico (GOM) - Case study. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 4(Mc), 3202–3212. <https://doi.org/10.2118/159741-ms>
- Rijkens, F., Allen, M., & Hassold, T. (2003). Overview of the Canyon Express project, business challenges and “industry firsts”. *Offshore Technology Conference*, 2003-May, 329–337. <https://doi.org/10.4043/15093-ms>
- Shell. (2019). *Our vision*. https://www.shell.co.tz/about-us/reports/_jcr_content/par/list_751c.stream/1562315752269/02dae9d0db9c8e7162ef597421d4267886622ebd/tanzania-lng-brochure-english.pdf
- Stair, C. D., Bruesewitz, E. R., Rajasingam, D. T., & Dawson, M. E. P. (2004). Na kika completions overview: Challenges and accomplishments. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, 1(Figure 1), 341–350. <https://doi.org/10.4043/16228-ms>
- Standard Bank. (2019). *Rovuma LNG Project: Macroeconomic Study*. [https://corporateandinvestment.standardbank.com/static_file/CIB/PDF/2019/Sectors/Oil and Gas/Standard Bank Rovuma LNG Project English Report.pdf](https://corporateandinvestment.standardbank.com/static_file/CIB/PDF/2019/Sectors/Oil%20and%20Gas/Standard%20Bank%20Rovuma%20LNG%20Project%20English%20Report.pdf)
- Sukumar Laik. (2018). *Offshore Petroleum Drilling and Production* (1st Editio). CRC Press. <https://doi.org/https://doi.org/10.1201/9781315157177>
- TPAO. (2020). *TPAO discovers a colossal gas field in Western Black Sea offshore , first ever gas discovery in Turkish ultra deep-water [Press release]*. <http://www.tpao.gov.tr/en/announcements/tpaos-latest-discovery-tuna-1>
- Tule, J. (2015). Lucius spar: Design to delivery. *Offshore Technology Conference*, 6(May), 4219–4234. <https://doi.org/10.4043/26024-ms>
- Zhang, G., Qu, H., Chen, G., Zhao, C., Zhang, F., Yang, H., Zhao, Z., & Ma, M. (2019). Giant discoveries of oil and gas fields in global deepwaters in the past 40 years and the prospect of exploration. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 4(1), 1–28. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2019.03.002>

Monitoring The Well Performance With Interface Upstream Platform And Improving The Pumps Run Life And Artificial Lift Performance On Aggressive And High Corrosive Field

Vasile Mogos

CDI Oilfield Services, Prahova

ABSTRACT

CDI Oilfield Services, based on the tracking and monitoring of the pumps and pump components with its platform Interface Upstream of 79 wells corroborated with a proper selection of materials, has increased the life time of the pumps significantly from 428 days in 2015 to 1134 days in 2019.

1. INTRODUCTION

CDI Oilfield Services, the Romanian subsidiary of US based Endurance Lift Solutions, supplies downhole pumps, fiber rods and equipment along with the related maintenance services for more than 7500 wells, to Romanian domestic oilfield operators and international operators as well.

CDIOS manufactures and services API and Specialty rod pumps, the pumps and parts portfolio covering the whole range of API 11AX pump sizes and many innovative concepts.

2. CDI OILFIELD SERVICES INTERFACE UPSTREAM PLATFORM

In 2014, CDI Oilfield Services has developed an online platform designed to increase the pumps shop finding analysis tracking, accuracy and visibility of the information

The Interface application offers a range of customized tools to jointly put together the service and artificial lifting products providing company with the artificial lift operating company on the same platform.

Capabilities:

- INTERFACE UPSTREAM application ERP platform is a customized tool in supporting the oilfield operators by capturing the reasons for pump failure, failure and provide just in time associated run life reports.
- The system has the capability to allow the oilfield Artificial Lift teams to be interfaced with the failure reports, improvement pumps and DH equipment run life recommendations, solutions, beforehand prepared by the service company
- The information provided by the system is a common team-work tool, a data well and DH pumps history data base, able to track by field, reservoirs and wells the reasons for failure and improvement actions in place.
- Interface Upstream is a fully tracking tool for now pumps design and metallurgy reliability, performances and applications reservoirs& fields.

- The structure of Interface Upstream: Home, Dashboard, Equipment, Reports, Maintenance, Help

Features:

- Keeps all the information about customer wells and installed equipment
- Tracking and monitoring of downhole pumps and components.
- Can be easily adapted for rod, tubing, pumping unit tracking
- Reduces operating costs by monitoring equipment performance of individual wells and helps identifying the most cost-effective equipment designs
- Can be accessed from anywhere with an internet connection, based on credentials



Figure 1: Interface Upstream



Figure 2: Results show in the Interface Upstream regarding the run life of the pumps

3. CASE STUDY – PUMPS RUN LIFE IMPROVEMENT IN AGGRESSIVE AND HIGH CORROSIVE RESERVOIR CONDITIONS

3.1 XY Field Background

XY field is a mature oil field located in Romania. The field is operational since 1950, with 79 producing wells. The field has been serviced by CDI as downhole pumps, maintenance and new products delivery starting with 2010 up to present day.

3.2 XY Field Subsurface Issues Due To Equipment Corrosion

As a pump shop finding analysis performed by CDI and concluded in the pump technical inspection report it revealed premature pumps and pump parts failure due to the severe corrosion reservoir conditions.



Figure 3: CDI pump shop findings - Pin End Plunger



Figure 4: CDI pump shop findings - Corroded barrel on outside



Figure 5: CDI pump shop findings - Bushing Valve



Figure 6: CDI pump shop findings - Connection upper barrel

Following the CDI technical inspection report accompanied by detailed reasons report for failure, the operator decided to perform chemical analysis of the produced fluids as a first step.

Produced water samples were collected and taken to the Research and Technological Designs Institute of Campina to be analyzed. The results of the analysis revealed that the produced water is CaCl₂ type, with high content in chlorines. Also the produced water shows a high content of solids suspensions and hydrocarbs. The presence of the gases dissolved in water highlights its tendency to be corrosive with the metallic equipment it comes in contact with.

Those analysis, together with the information received from well reviews corroborated with CDI reports have strongly concluded that the corrosion of the pump components is mainly caused by the salinity of produced water and CO₂.

Corrosiveness of the produced fluids it was found to be increased at high GOR wells where more gas comes out of solution increasing the fluid speeds. It also was found that the corrosion tendency is higher in the area of free level liquid/gas. As the reservoir low pressure and low static fluid level the corrosion affected mainly the pumps themselves and surrounding areas reducing the run life of the pumps, increased the operational end user cost, generated production loss due to downtime for interventions. Also, the losses in production occurred due to premature pump efficiency drop down.

Nr. Crt.	Characteristics	M.U.	Value
1	pH	-	- 6.9
2	Density (20C)	- g.cm3	- 1.0371
3	Electrical conductivity (25C)	- mS/cm	- 69.20
4	Electrical resistivity	- Ωcm	- 14.45
5	Particles		
	- Suspensions	- Mg/l	- 35.00
	- TPH	- Mg/l	- 216.00
6	Disolved gases		
	- O ₂	- Mg/l	- <0.1
	- CO ₂ – free	- Mg/l	- 26.00
	- CO ₂ – aggressive	- Mg/l	- 2.90
	- H ₂ S	- Mg/l	- 0.06
7	Total Fe	- Mg/l	- 35.00

Nr. Crt.	Characteristics	M.U.	Value
8	Chemical composition		
	- Barium	- Mg/l	- 18
	- Boron	- Mg/l	- 52
	- Calcium	- Mg/l	- 446
	- Dissolved iron	- Mg/l	- 35
	- Lithium	- Mg/l	- 1.5
	- Magnesium	- Mg/l	- 286
	- Manganese	- Mg/l	- <2.5
	- Potassium	- Mg/l	- 82
	- Sodium	- Mg/l	- 18672
	- Strontium	- Mg/l	- 147
	- Bromide	- Mg/l	- 23
	- Chlorine	- Mg/l	- 31280
			- 18
9	Hypothetical composition		
	- NaCl	- Mg/l	- 49983
	- MgCl ₂	- Mg/l	- 1120
	- CaSO ₄	- Mg/l	- 18
	- CaCl ₂	- Mg/l	- 200
	- Ca(HCO ₃) ₂	- Mg/l	- 1491
10	Alcalinity	- Mval/l	- 18
11	Salinity	- Mg/l	- 51546

Produced water clasification	Type	Group	Subgroup	Calss
	CaCl ₂ Chlorines	Chlorines	Sodium	S1

Figure 7: Results of the produced water analysis

3.3 Solution: Monitoring The Well Performance With Interface Upstream Application And Improvement The Pumps Run Life And Artificial Lift Performance On XY Field

As such issues are very familiar in old and marginal Romanian oil fields, in 2014 CDI used its highly qualified and experienced staff and operator's well database input to design a customized tool fully dedicated in tracking, monitoring and improving the run life of the pumping systems called Interface Upstream platform.

The immediate actions in place has been taken as below:

- Perform Pump Inspections and Root Cause Failure Analyses
- Review the wells and identify the well/pump failure modes
- Propose Artificial Lift and pump solutions to improve run life
- Implement the proposed solutions
- Monitor the wells performance and evaluate the results with Interface Upstream

Following the above immediate actions, the associated wells with the case study filed has been completed with upgraded CDI pumps consisting in:

- Corrosion and abrasion resistant metallurgy (Brass barrels chrome plated)
- Spray metal plunger with Monel ends or nickel-plated pin end
- Stainless steel (AISI 316L) fittings
- Valves with silicon balls and tungsten carbide seats) - NACE 0176 recommended practice for severe metal loss corrosion environments



Figure 8: Corrosion and abrasion resistant pump pump part metallurgy (chrome plated on brass barrel)



Figure 9: Corrosion and abrasion resistant parts metallurgy (fittings)

3.4 Results After Implementing CDI New Pump Design And Metallurgy Accompanied By Interface Platform Tracking And Monitoring

With the new approach of CDI regarding the new pump design and metallurgy for the pump components, the results achieved towards the increasing the run life of the pump are in the following charts, based on the interpretation of the data provided by the Interface Upstream platform.

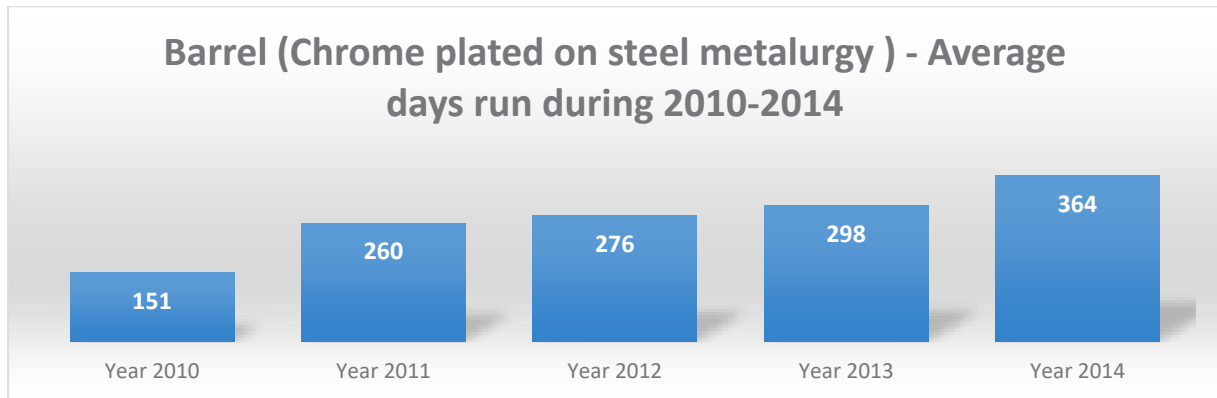


Figure 10: Before CDI solution implementation – barrel run life

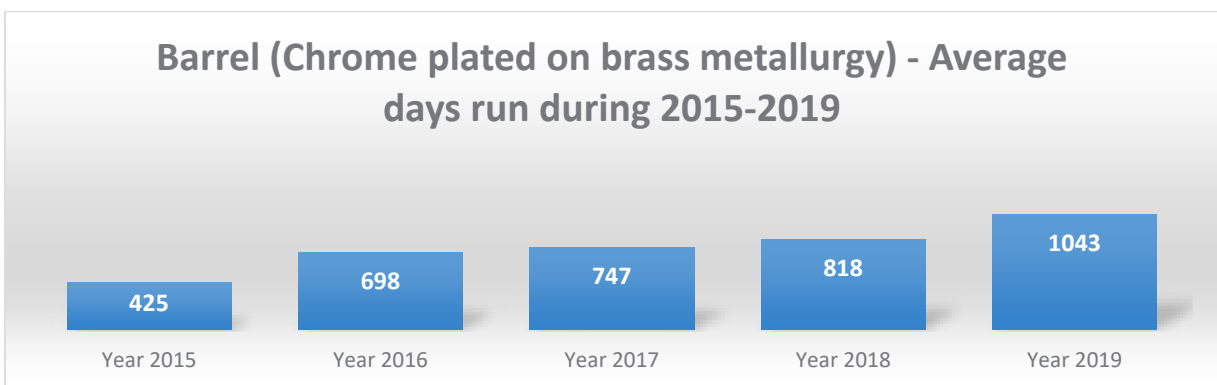


Figure 11: After CDI solution implementation – barrel run life

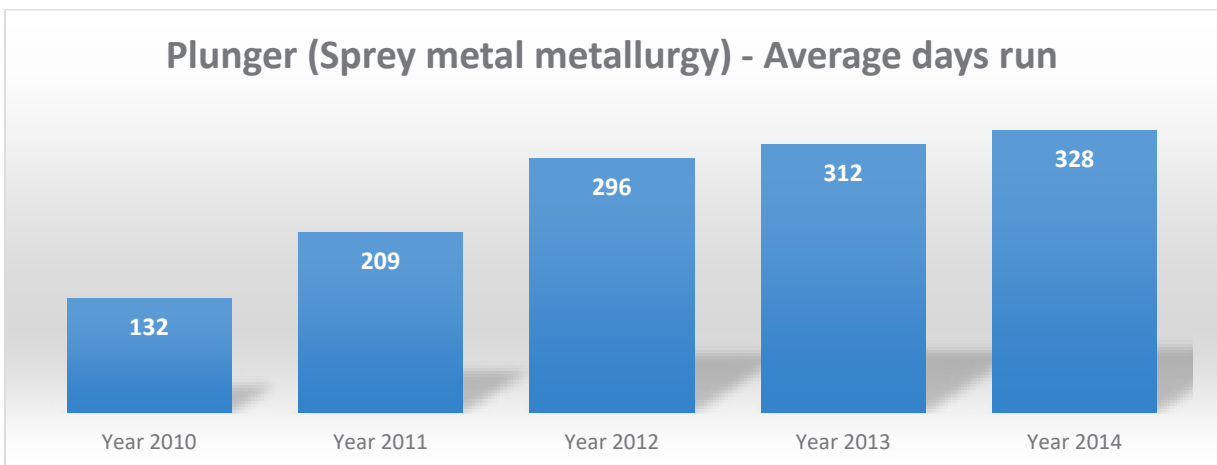


Figure 12: Before CDI solution implementation – plunger run life

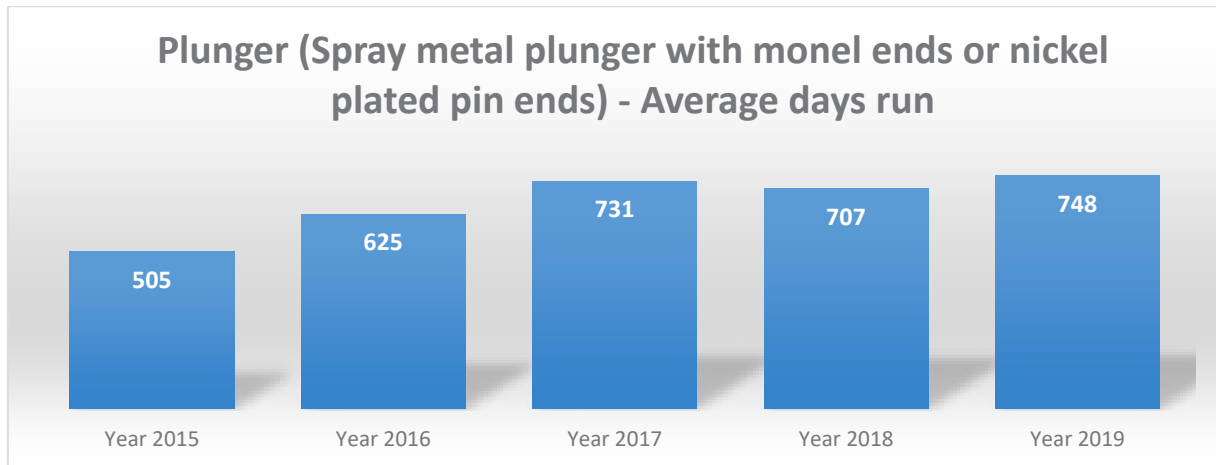


Figure 13: After CDI solution implementation – plunger run life

As an overall result, the run life of the pumps after implementation of the CDI new pump design and changes in metallurgy corroborated with a proper monitoring and tracking using the Interface Upstream platform, has increased significantly, from 235 days in 2014 to 1124 days in 2019.

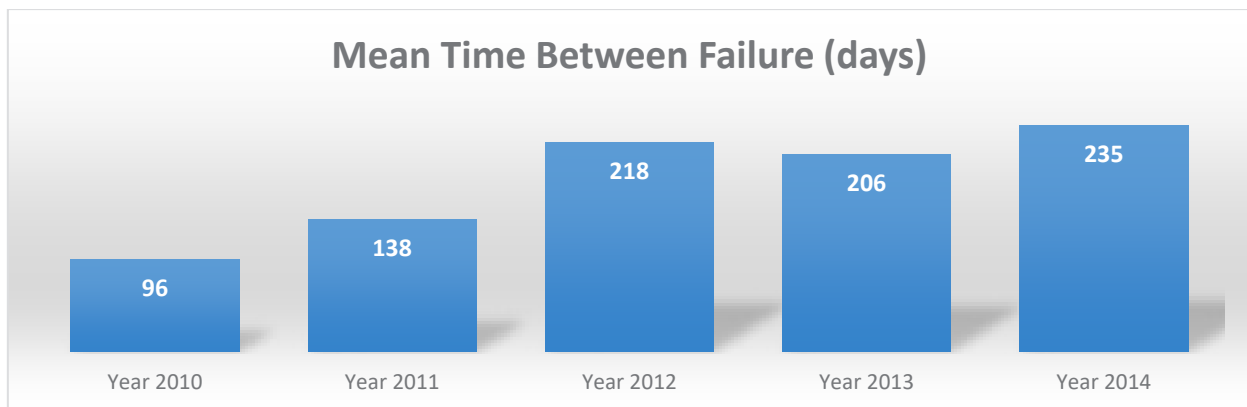


Figure 14: Before CDI solution implementation – pump run life

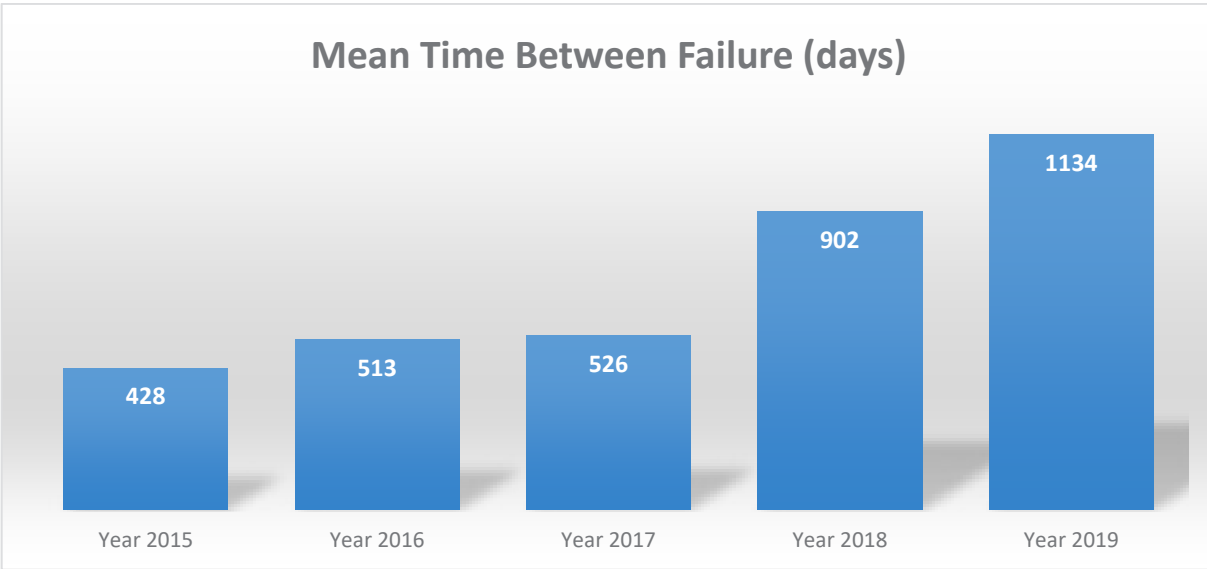


Figure 15: After CDI solution implementation – pump run life

Interface Upstream platform is meant to support the field operator efforts of optimizing the lifting cost, by improving the run life of the equipment and the well production where available.

REFERENCES

Interface Upstream – Reports and Data

Interface Upstream - User Manual, 2016, internal document.

Technical Report Regarding the Analysis of Reservoir Water from XY oil field, ICPT Campina, february 2014.

Overview of New Technologies for Artificial Lift

Zelim Agnaev, Evgeny Nikonov, Yaroslav Alexeev, Anton Shakirov, Vitaly Koropetsky

Lex Submersible Pump

ABSTRACT

Nowadays, industry increases its demand for applications where reduction of power consumption and associated cost comes at a premium, while optimization of Total Cost of Ownership is a priority. This study intends to demonstrate a diversity of applications available with the use of Permanent Magnet Motors (PMM) for artificially-lifted wells.

A first-ever submersible PMM for ESP was built in 1996 at the facility in Moscow (Russia), with 16,000+ motors having been produced at this facility since then. Recent developments achieve reliable operation in temperatures up to 250 deg C, bringing new insights and perspectives for geothermal wells.

This study also presents LX Ultra-High-Speed ESP Systems, utilizing PMMs with rotational speeds 1,000-12,000 rpm. Due to its high nameplate operating speed (10,000 rpm), the system has 2-3 times shorter length and a wider operating range; PMMs provide high power efficiency (91-92 %), and abrasion resistance (2 g/l) is achieved with hard alloys being applied to the pump along with innovative design. Fully assembled and tested in the factory, LX ESP is delivered on site as a single string and typical installation requires 3-4 times less time, resulting in lower workover costs.

For decades standard V-Belt transmission systems with induction motors have been a traditional method to drive pump jacks. New approach based on the use of a PMM with no transmission (SynchroGear) is described in this study. SynchroGear integrates a PMM and smart VFD. The motor is easy to install and mounted directly on the gearbox, with no need for conventional V-belt and no maintenance required. SynchroGear improves power consumption resulting in total power savings of 15-35 %.

This study demonstrates effective and efficient alternatives for oil production with ESPs and SRPs. New artificial lift systems have proved their high potential for production optimization and power consumption improvement with minimized risk of failures.

1. INTRODUCTION

To this day, most of the oil field wells are equipped with various types of submersible artificial lift systems. Techniques and technologies of well operation by submersible equipment are constantly being improved. Oil companies from all over the world are looking for an optimal and economically viable artificial lift solution for producing wells. In the current economic situation, with relatively low oil prices, the issue of reducing the cost of consumed power per produced oil barrel receives first priority when companies select technology and equipment for oil production. One of the solutions to increase the efficiency of submersible equipment and, accordingly, to reduce the cost of oil production is to use Permanent Magnet Motors (further

«PMM») as a part of submersible (Electric Submersible Pumps, Progressive Cavity Pumps, etc.) or surface (Sucker Rod Pumping Units) parts of pumping equipment.

Almost all manufacturers of submersible equipment for oil production have PMMs in their product lines. Let's apply the following classification: submersible and surface PMMs applications; with submersible PMMs operating in low-speed (LS), standard-speed (SP), high-speed (HS) and ultra-high-speed (UHS) ranges. Table 1 compiles submersible motors by major PMM manufacturers sorted by operating speed, series (OD) and power range.

Table 1: PMM Manufacturers

Power Range (HP)		Mfr #1	Mfr #2	Mfr #3	Mfr #4	Mfr #5	Mfr #6	Mfr #7
2000 – 11000 rpm (@ 10000 rpm)	417 series	-	-	-	30	-	-	-
	460 series	-	-	-	60	-	-	-
3000 – 6000 rpm (@ 6000 rpm)	319 series	19 – 121	67	24 – 150	27 – 140	-	19 – 268	-
	406 series	-	-	27 – 376	-	-	16 – 375	-
	460 series	-	-	72 – 241	100 – 200	-	54 – 540	-
	512 series	-	-	-	-	-	80 – 623	-
500 – 4200 rpm (@ 3600 rpm)	362 series	-	-	-	16 – 145	-	-	-
	406 series	-	-	16 – 226	-	-	11 – 225	-
	460 series	-	-	29 – 402	16 – 402	50 – 400	35 – 360	10 – 58
	512 series	-	-	46 – 643	-	-	52 – 480	-
	540 series	-	-	-	-	-	-	27 – 132
	562 series	-	-	-	-	100 - 500	-	-
	728 series	-	-	-	163 – 732	-	-	-
	744 Series	-	-	-	-	-	96 – 1286	-
100 – 1500 rpm (@ 500 rpm)	460 series	-	-	7 – 47	2.5 – 70	14 - 56	3 – 54	-
	562 series	-	-	-	-	14 - 140	-	-
	728 series	-	-	-	57 - 142	-	-	-

Table 1 shows, that there is an industrial tendency to increase the operating frequency of ESPs, which leads to reduction of operating expenses [2].

Another path for PMMs implementation is a replacement of Sucker Rod Pumping Unit's Alternating-Current (further «AC») Motors to surface PMM (SynchroGear).

2. PERMANENT MAGNET MOTORS

2.1. Submersible Permanent Magnet Motors

Motors with permanent magnets exist for more than 100 years, but the very first prototype of a submersible PMM was developed in 1996 in Moscow, Russia. Later in 2001 PMM was deployed as a part of ESP system in an oil well. Since the beginning of 00s' PMM manufacturing became particularly intensive due to achievements in the development of power, microprocessor electronics and software for the control and production of high-energetic permanent magnets.

Each permanent magnet motor consists of several main parts (Figure 1):

- *Rotor* is a rotating part of the motor, it contains rare-earth magnets, which create constant magnetic field (instead of «squirrel cage» in AC Motors) during PMM operation. Depending on the number of magnets located in the cross section of the rotor, the motor will have an appropriate number of poles. Submersible PMMs are usually available with 8, 6, 4, 2 poles. Higher number of poles requires higher frequency to reach equal rotating speed. E.g., if the speed of an 8-pole motor is 1500 rpm, then a 4-pole motor at the same field frequency will rotate at a frequency of 3000 rpm. Thus, higher number of poles increases operating frequency to reach equal speed, on the other hand it improves the VSD control through a long downhole cable line and allows for deeper installation.
- *Stator* of the PMM has traditional design and is similar to the stator of an asynchronous motor. It consists of a body, core of electrical steel laminations and copper winding laid in grooves around the perimeter of the core. The number of windings determines the number of phases of the motor. For self-start and rotation, two phases are sufficient - sine and cosine.

Permanent Magnet Motors (unlike AC Motors) are synchronous and their operation is impossible without a special electronic control system. that supplies electric current to the stator windings in a way to attract the poles of the rotor magnets, thereby turning it by a certain angle. Thus, the stator creates a rotating electromagnetic field, and the rotor synchronously follows it.

PMM construction is given at Figure 1.

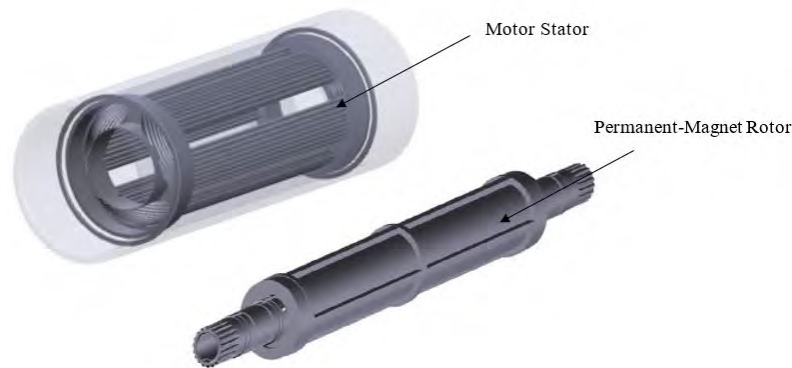


Figure 1: PMM Construction

Since the introduction of the technology and start of the mass production in 2002 the demand for PMMs has increased significantly, reflecting the increase of wells equipped with PM Motors (Figure 2). And there is no surprise in this outcome. PMMs have proved their advantages against standard AC Motors in many features.

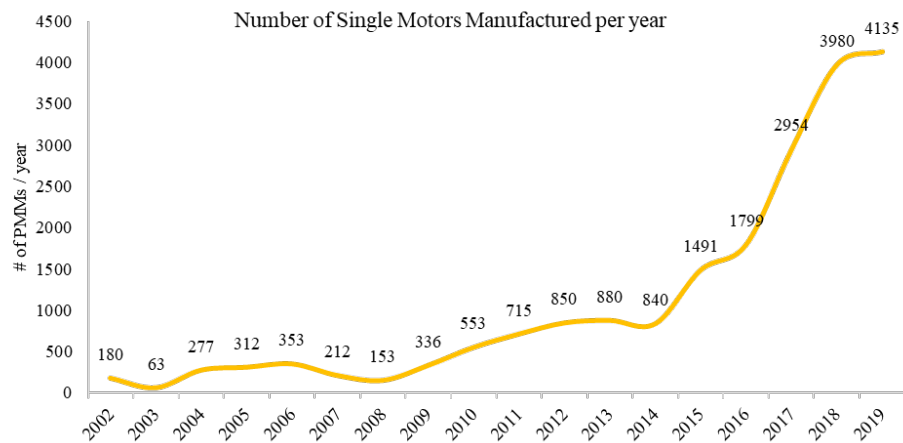


Figure 2: Number of PM Motors manufactured per year (only facility-inventor considered)

While PM Motor is a synchronous motor - rotor magnetic field synchronously follows stator induced magnetic field, AC Motors are “Asynchronous” due to the difference between stator and rotor magnetic fields position called “slip”. The elimination of magnetic and electrical losses involved in a «squirrel cage» of induction motor resulted in a list of advantages:

- Higher efficiency (91 - 92%);
- Lower nameplate current;
- Lower start-up current (similar to nameplate Amps);
- Extended runlife of the MLE;
- Lower temperature rise and no stops during ramping-up;
- Lower risk of scaling

- Constant torque over entire operating speed range (allows for LS operation without speed reduction through gear reducers – ESPCP technology);

Listed advantages are not limited only by the electric benefits. Length of the PMMs became a game-changer in the industry, where installation convenience, safety and high DLS passing are critical (Figure 3).

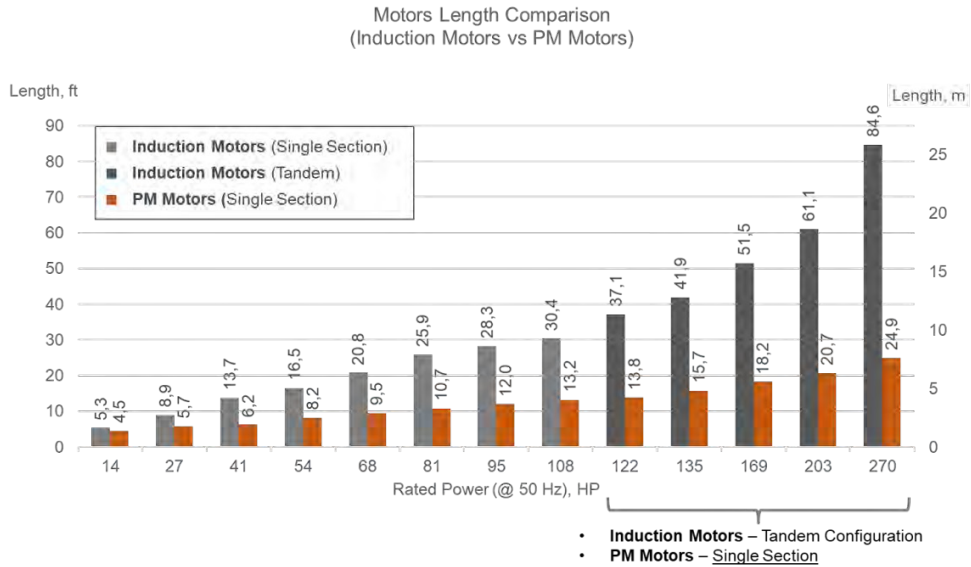


Figure 3: Length of Permanent Magnet Motors vs Induction Motors

The Figure 3 shows, that AC Motors rated above 108 HP are tandem, while the same power can be cover by single section PMM. This results in 2-3 length difference between two main types of motors.

High efficiency and reliability of PM Motors brought to life the opportunity to implement ESP in the wells with high fluid temperature. Recently, PMM manufacturers began to improve standard design of motors towards high-temperature (HT) design (Figure 4). As well as the with MLE providers designed HT MLE to run in geothermal wells worldwide.

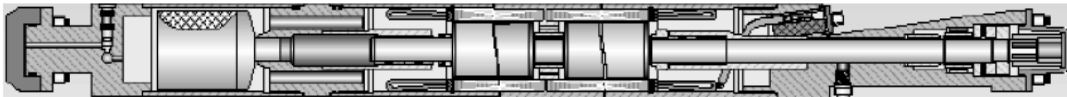


Figure 4: High-Temperature PMM

HT PMM was designed for ambient fluid temperature up to 400 deg F (200 C) and operating temperature up to 480 deg F (250 C). To reach high value of operating temperature manufacturer has applied:

- Advanced insulation materials
- High-temperature rating winding;
- High-temperature stator epoxy coating

- Special elastomers

Operation of the PMM is impossible without the seal section. Double-Bag High-Temperature Seal section was designed for the ambient temperature up to 400 deg F (200 C) by using:

- HT Mechanical seals
- HT Elastomers
- Special synthetic oil (flash point 450 deg F)

Recently, services companies had difficulties to provide technologies to operate in high-temperature wells, because motors have been overheating, MLEs became burned and the seal section could not handle high fluid temperature, but when PMM industry became mature enough to bring the technology to high fluid temperature wells – operation in this kind of harsh environment now is not more a challenge.

Since oil companies are always looking for OPEX and CAPEX savings – PMM manufacturers continued the movement towards higher operating speed developments. In the middle of 2014 4th generation of Ultra-High Speed PMM (Figure 5) was developed, tested and commercialized.

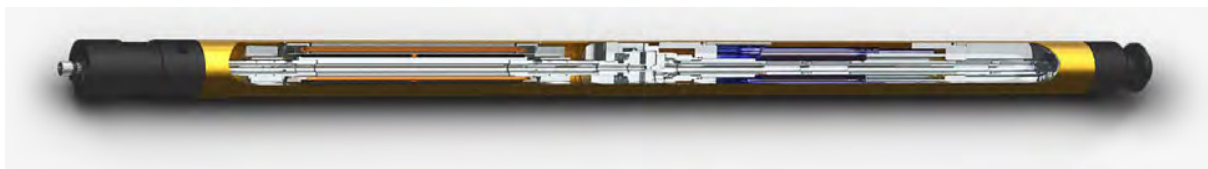


Figure 5: Ultra-High Speed PMM

UHS 6-pole PMM reaches 10,000 rpm nameplate operating speed at 500 Hz with an upper limit of 12,000 rpm (600 Hz) [1]. Achieved operating speed was not possible without accompanied development of an advanced cooling system called «active».

Active cooling system comprises pump impeller serving to allocate generated heat through motor oil circulation between the rotor, seal with an increased oil capacity and built-in heat exchanger section providing additional area for heat transfer. As a result of the design advances, lower heat rise is observed during operation along with high efficiency achieved over a wide range of motor loads [3].

Operating speed increase also revealed theoretical and later practical benefit even for submersible centrifugal pumps. Based on the calculated and tested data according to the method of Russian Professor P.D. Lyapkov (Figure 6) it was proved, that increase of the operating speed increases the efficiency of the pump and accordingly increases the overall efficiency of the entire ESP system by 40 % [1].

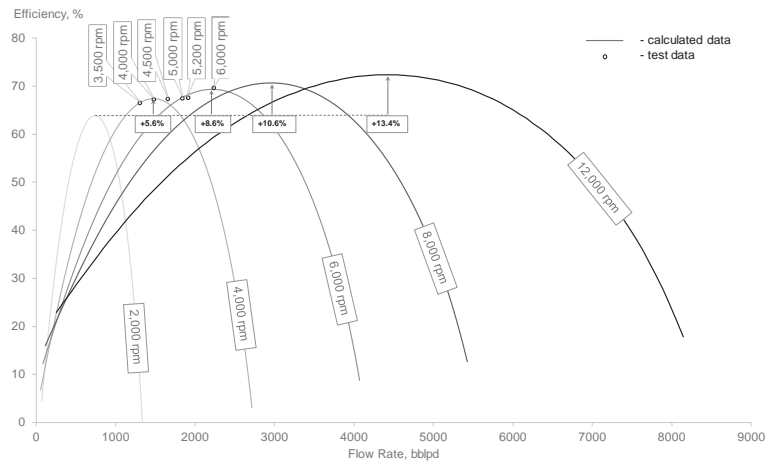


Figure 6: 2,000 – 12,000 rpm calculated and test data based on Lyapkov equations

Reaching Ultra-High Speed of shaft rotation, the UHS ESP acquires following benefits:

[1]:

- Wide operating speed range from 1,000 to 12,000 rpm;
- Wide operating range of the pump (covers 2-3 Standard-Speed pumps);
- Each impeller develops higher head (reduction of the pump length);
- High wear- and corrosion resistance (up to 2,000 mg/l of sand)
- Total ESP length reduces by 2 – 2.5 times (vs Standard Speed)
- Fully assembled ESP factory acceptance test;
- Transportation of fully assembled system to the well-site
- Reduction of installation time (60 % quicker than Standard ESP);
- Elimination of human errors (no oil filling, no shiming, etc.);
- Reduction of Specific Power Consumption by avg 39,7%;
- High temperature design (>150 °C ambient).

Ultra-High Speed ESP are widely used with more than 400 installations having been made worldwide, majority in West Siberia, Russia.

2.2 Surface Permanent Magnet Motors

Second widely used artificial lift method is beam pumping units. Roughly 40% of worldwide wells are operated with SRP. The principal of combining a walking beam and sucker rods started from Egypt and then throughout more than 150 years this type of oil extraction still exists, but for the last 50 years no significant changes in torque transferring to the gearbox occurred.

Traditional beam pumping unit configuration looks as follows (Figure 7):

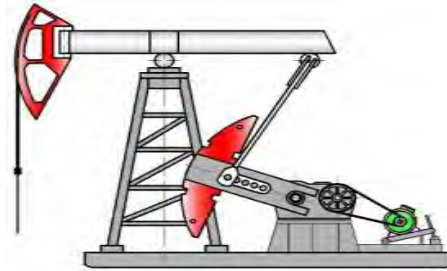


Figure 7: Beam pumping unit with V-belt transmission

The working principle of the beam pumping units: firstly, the asynchronous motor (Prime Mover) converts the electrical energy into the rotational motion. Then, the rotating motion is transferred by V-Belt system (Belt + Sheaves) to the gearbox, which reduces the operational speed and provides required torque to the following part of the system. Gearbox output shaft is connected to the cranks (with attached counterweight), pitman, equalizer and walking beam. These four-bar linkage is a core component of the system, which transforms the rotary motion of the gearbox into the reciprocating linear motion required to operate the downhole pump.

For years engineers have been trying to increase operating, power and cost efficiency of the SRP system. Various numbers of sensors have been applied to the beam pumping unit to monitor the operation stability and interfere, when it is required, because when oil production with SRP is complicated with paraffin, gas, high viscosity etc efficiency of the operation decreases due to narrow control capabilities of induction motors and soon failure of the submersible pump itself or the surface unit.

One of the concepts was an implementation of the sensorless technology with Permanent Magnet Motor drive accompanied by VSD to the existing beam pumping unit.

The development of PMM compatible to the Pump Jack was motivated by a number of disadvantages of the V-belt system (asynchronous motor, belt and two sheaves) and operation of the SRP in harsh environment. Each V-belt transmission system gradually wears out and requires scheduled maintenance from producing companies to prevent well shutdowns.

Main possible problems occur with V-Belt system:

- 1) worn grooves;
- 2) belt loosening;
- 3) damaged sheaves;
- 4) unparallel shafts;
- 5) misalignment;
- 6) change number of strokes.

2.2.1 SynchroGear

In early 2014 SynchroGear technology was introduced to the market –permanent magnet motor, which was designed to operate in combination with existing beam pumping unit's gearbox.

SynchroGear consists (Figure 8) of the stator with cooper windings, rotor with permanent magnets and external cap. It is driven by Variable Speed Drive through 3-phase cable connected to the stator winding terminals. This technology excludes any sensors, operation control is based on current and torque measurements.

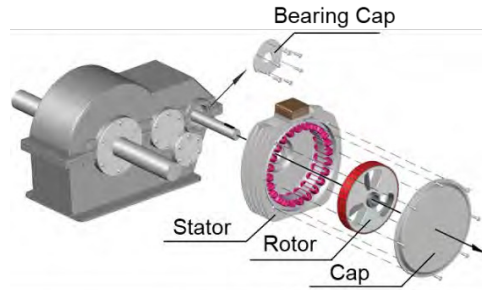


Figure 8: SynchroGear construction

The installation (Figure 9) process of the SynchroGear consists of V-belt transmission dismantling, stator bolting to the gearbox housing and rotor installation directly on the gearbox's shaft. The whole procedure takes less than 1 hour and eliminates any human errors due to simple construction of the SynchroGear.

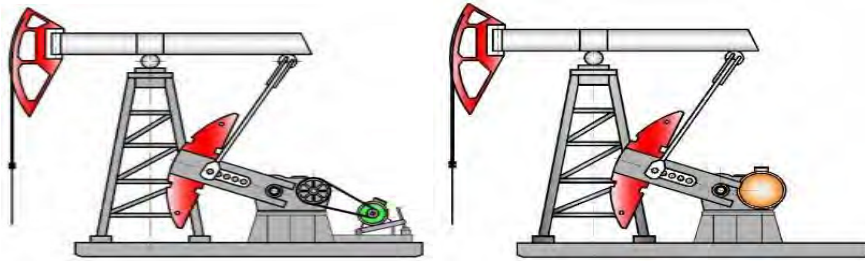


Figure 9: Pump Jack before and after SynchroGear installation

SynchroGear construction and operational flexibility makes it possible to change number of strokes without stopping the unit and avoid Non-Productive time (NPT).

Variable Speed Drive (Figure 10) has built-in smart control system, which provides a list of major advantages in comparison with standard asynchronous motor:

- 1) the system enhances production by real-time adjustment of the average pumping speed;
- 2) the down stroke speed can be programmed as a percentage of upstroke speed with programmable speed change;
- 3) pumping speed reduces to minimum / to zero upon receiving equipment operation alarm;

- 4) activation of control algorithm, aimed at keeping torque positive, upon detection of negative torque operation;
- 5) when reaching / exceeding load trip (e.g. wax/paraffin, low flow line temperature, etc), a standard fill rate regulator blocks and the velocity decreases stepwise. During each wrong rod step, speed is slowed down by one additional step as long as the problem is not eliminated completely. Thus, optimization is performed within load range, set by the operator.



Figure 10: Variable Speed Drive for SynchroGear

2.2.2 Comparison with standard V-belt transmission

Table 2: Comparison with standard V-belt transmission

	Traditional SRP Drive (Induction Motor) with V-Belt Transmission	SynchroGear (PM Motor)
Power Drive	Induction Motor: Narrow operating range; Lower efficiency	Power Efficient Permanent Magnet Motor: Wide operating range; No magnetic losses; Higher efficiency
Drive Efficiency	Up to 85-87 %	Up to 92 %
V-Belt Drive	Standard V-Belt System: Additional power losses; Slip at peak load; Desync while slip; Control issues; Increased failure risk; Maintenance cost	No V-Belt. Rotor is mounted on gearbox input shaft: Higher system overall efficiency; No sync issues; Possibility for smart control; No failure risks and maintenance cost
V-Belt Efficiency	96-98 %	100 %
Drive Control	Narrow Control Capabilities	Smart Control due to no Sync Issues
Overall Efficiency	83-86 %	Up to 92 %

2.2.3 Case study

This case study has been done for a well in Eastern Europe. The well was equipped with traditional SRP with V-belt transmission and the customer requested SynchroGear installation.

The project goals were as follows:

- Reduction of power consumption;
- Testing Smart control algorithms;
- Testing equipment reliability;
- Installation convenience.

The installation procedure of SynchroGear is simple, reliable and consists of four steps:

- 1) Dismantling of the V-belt transmission;
- 2) Installation of the stator on the gearbox housing;
- 3) Attachment of the rotor to the gearbox shaft;
- 4) Bolt on the external cap;

Extra step: add/remove counter weights if necessary.



Figure 11: Stator installation



Figure 12: Rotor installation

At the end of trial period the comparison between previous traditional SRP with V-Belt transmission and Induction motor vs SynchroGear demonstrated the obtained results:

- Power consumption decreased by 33.7 %;

- VSD smart control was considered as successful;
- SynchroGear operated whole trial period without any problems;
- Installation time was 55 minutes.

Table 3: SynchroGear trial in East Europe (тоже неудачный пример, разное число качаний)

	Traditional SRP with V-Belt Transmission and Induction Motor	SynchroGear
Strokes per minute, 1/min	3	4.9
Flow Rate, m³/d	6.5	6.5
Power Consumption, kW*h/d	110.1	72.9
Specific Power Consumption, kW*h/m³	16.9	11.2

3. CONCLUSION

Submersible and surface (SynchroGear) Permanent Magnet Motors technologies are relatively young, but nevertheless oil industry becomes more and more familiar with its advantages and benefits. A chain reaction for producing companies all over the world to replace existing AC Motors to PM motors has been activated no more than 7 years ago and based on experts' forecasts PMM market will continue to grow pushing old fashioned AC Motors aside.

In this paper we classified PMM to surface and submersible, while submersible divided into LS, SS, HS and UHS PMMS with operating range between 1,000 – 12,000 rpm. PMM technology is used in various types of artificial lift system: PMMs are driving low speed Progressive Cavity Pumps for viscous fluids; Standard-speed ESPs up to 4,200 rpm; High-Speed ESPs up to 6,000 rpm; modern Ultra-High-Speed ESPs with nameplate operating speed of 10,000 rpm. Meanwhile at the surface SynchroGear improves sucker rod pumping systems by replacing inefficient V-belt with AC Motor to power saving.

PM Motors have been proving its advantages for years as well as making a contribution to OPEX and CAPEX savings by:

- 1) High efficiency (91-92%)
- 2) Shorted length for passing high DLS
- 3) Wide operating range to optimize ESP inventory (UHS ESP)
- 4) Long and reliable runlife
- 5) Constant torque at low operating speed (PCP)
- 6) Reduction of well lost time (quick ramping-up, fully assembled UHS ESP at the well site)
- 7) Stabilization of power supply (elimination of high start-up currents)
- 8) Operation in geothermal wells with fluid temperature over 200 C

AC Motor has reached its engineering maximum. Now technologies are promising to improve the efficiency, length, materials, VSD control methods, etc of PMMs for years, while induction motors will start losing market share and pass the leadership to direct current motors.

REFERENCES

- Gorlov A., Salym Petroleum Development, Shakirov A., Lex Submersible Pumps, 2017, Ultra-High Speed ESP PMM System Application in Salym Petroleum Development, SPE Electric Submersible Pump Symposium held in The Woodlands, Texas, USA, 24—28 April.
- Shakirov Anton and Alexeev Yaroslav, Lex Submersible Pumps; Gorlov Alexander, Salym Petroleum, 2019, World's First Mass Implementation of Ultra-High-Speed ESP Systems in Salym Group of Fields, Western Siberia, Russia, SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium held in The Woodlands, Texas, USA, 13—17 May.
- Takacs G., 2018, Electrical Submersible Pumps Manual, Second Edition, Gulf Professional, an Imprint of Elsevier, p. 109-111.



18-20 Kasım / November 2020

SIRADIŞI REZERVUARLAR

Tükenmiş Şeyl Gazı Rezervuarlarında Karbondioksit Depolanmasının Bileşimsel, Çift-gözenekli, Çift-geçirgenlikli, Çok-evreli PSU-SHALECOMP Benzetimcisi ile Niceliksel Belirsizlik Çözümlemesi

Burak Kulga¹, Turgay Ertekin²

¹ İstanbul Teknik Üniversitesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, Maslak, İstanbul, 34467, Türkiye

² The Pennsylvania State University, Department of Energy and Mineral Engineering, University Park

ÖZ

Günümüzde fosil yakıtlardan üretilen ve atmosfere salınan karbondioksit miktarı yaklaşık olarak 10 gigaton'u bulmaktadır. Bu salınımı azaltmanın bir yolu üretilen hidrokarbonların enerjisi kullanıldıktan sonra karbondioksit olarak tüketilmiş rezervuarlarda depolanmasıdır. Sıradan rezervuarlardan farklı olarak şeyl gazı ve şeyl petrolü rezervuarları doğal ve hidrolik çatlaklar nedeniyle karmaşık bir yapı içermektedir. Şeyl gazı rezervuarlarının bir başka önemli özelliği ise yerinde gaz miktarının bir bölümünün kayaç yüzeyine tutunmuş durumda olmasıdır. Bu özelliklerin sayısal olarak benzetimini yapabilmek için bileşimsel, çift-gözenekli, çift-geçirgenlikli, çok-evreli PSU-SHALECOMP yazılımı geliştirilmiş ve canlandırılmış rezervuar hacmi (SRV) yaklaşımı ile birlikte modellenmiştir. Bu tekniğin amacı benzetim yazılımlarında sıklıkla karşılaşılan yakınsama ve yavaşlama sorunlarının önüne geçmektir. Bu teknik ticari yazılımlar ile karşılaştırılmış ve başarılı sonuçlar alınmıştır. Bu çalışmanın ikinci kısmında ise şeyl gazı rezervuarlarında Monte Carlo benzetimi yöntemi ile toplamda 2000 rezervuar benzetimi içeren niceliksel belirsizlik çalışması yapılmış, üretim ve karbondioksit enjeksiyonu senaryoları incelenmiştir. Bu sonuçlar çerçevesinde irdelendiğinde, yerinde gaz miktarının yaklaşık olarak üçte biri kadar üretim yapılabileceği, tükenmiş rezervuarlara üretilen gazın hacimsel olarak üçte biri ile birebir aralığında karbondioksit basılabileceği saptanmıştır.

1 GİRİŞ

Petrol endüstrisi sıradan rezervuarlardan kömür yatağı metanı, şeyl gazı (kaya gazı) ve şeyl petrolü gibi sıradışı rezervuarlardan üretim yapmaya yönelmiş ve sıradışı rezervuarların özellikleri daha ayrıntılı bir şekilde incelenmeye başlamıştır. Süregelen çalışmalar sıradışı rezervuarların gözeneklilik geometrisinin çok daha karmaşık olduğunu göstermiştir (Andrade et al., 2010). Bu karmaşık yapılar saha çalışmalarında kullanılan donanımların, çözümlemelerin daha gelişmiş ve çok yönlü olması sonuçlarını doğurmuştur. Bu sahaların geliştirilmesinde kullanılan başlıca iki uygulama yatay sondaj ve hidrolik çatlatma yöntemleridir. Bu iki uygulama ile beraber üretime alınan sıradışı rezervuarların sayısal benzetim uygulamalarının ve bu uygulamaların iş akışlarının da daha kapsamlı bir şekilde geliştirilmesi gerekmektedir (Cipolla et al., 2010b).

Yıllar içinde birçok sayısal benzetim (nümerik modelleme) uygulaması ve iş akışları çalışılmış ve geliştirilmiştir. Bu sayısal benzetim uygulamalarında en fazla kullanılan denklemsel yöntem tek-gözenekli-rezervuar benzetimidir. Tek-gözenekli-rezervuar benzetimleri, adından da anlaşılacağı üzere, rezervuar içinde tek bir gözeneklilik düzensizi (sistem) olduğu kabulü ile yapılır ve akışkanların kuyulara ulaşması bu benzetim denklemleri ile çözülür (Ertekin et al., 2001). Ancak, çoğu petrol rezervuarı doğal-çatlaklıdır. Doğal-

çatlaklı rezervuarlarda gözeneklilik ikili bir düzenceden yani çatlağın kendisi ve kayaç kalıplarından {rock matrix} oluşur (Ertekin et al., 2001). Doğal olarak, kayaç kalıplarının kendi gözenekliliği ve geçirgenliği, çevresindeki çatlak yapısının da farklı bir gözenekliliği ve geçirgenliği olacaktır. Doğal çatlaklı sahaların benzetim çalışmaları için geçmişte yapılan araştırmalarda tek-gözeneklilikli/çift-gözeneklilikli ya da çift-gözeneklilikli/tek-gözeneklilikli gibi iki farklı biçimlendirme üzerinde durulmuştur (Thararoop et al., 2012), (de Swaan O, 1976), (Warren and Root, 1963), (Manik, 1999). Eğer, hidrokarbon gelişi sadece kayaç kalıplarından kaynaklanıyorsa bu gibi rezervuarların çift-gözeneklilikli/tek-gözeneklilikli benzetimciler ile çözümlemesi yapılabilir (Bourbiaux et al., 2002). Ancak, hidrokarbon gelişi hem kayaç kalıplarından hem doğal çatlaklardan hem de kayaç tarafından yüzerme {adsorption} ile tutulan gazın basınç düşmesi (üretime geçilmesi) ve dışarması {desorption} ile sağlanıyorsa daha kapsamlı ve karmaşık benzetimciler, iş akışları, benzetim tasarımları ve çözümlemeler kullanılmalıdır.

Şeyl gazı ve kömür yatağı metanı rezervuarlarının karmaşık akışının benzetiminin çözümlemesini yapabilmek için çift-gözeneklilikli/çift-gözeneklilikli biçimlendirme kullanılmalıdır (Bourbiaux et al., 2002). Tek-gözeneklilikli/çift-gözeneklilikli ya da çift-gözeneklilikli/tek-gözeneklilikli benzetimcilerle yapılan saha benzetimlerinde temel denklemlerdeki kabuller nedeniyle fazladan üretim yapıldığı, yerinde gaz ve petrol miktarını fazla hesaplandığı gözlemlenmiştir (Reeves and Pekot, 2001), (Thararoop et al., 2012), (Kulga and Ertekin, 2018). Sıradışı rezervuarların üretim performansını daha duyarlıklı ve verimli biçimde çözümleyebilmek için çift-gözeneklilikli/çift-gözeneklilikli benzetimciler farklı araştırmacılar tarafından denenmiş ve geliştirilmiştir (Hu and Huang, 2002), (Heel et al., 2008), (Fung and Al-Shaalan, 2005), (Gong et al., 2006).

Bu niceliksel belirsizlik çalışmasında yukarıda belirtildiği gibi karmaşık bir yapı olan şeyl gazı sahalarının sayısal benzetimini çözümleyen PSU-SHALECOMP benzetimcisi kullanılmıştır. Bu benzetimci çift-gözeneklilikli/çift-gözeneklilikli, bileşimsel {compositional}, çok-evreli {phase}, yüzerme/dışarma denklemlerini kapsayan yapısı ile doğal çatlaklı sahaların yatay ve/veya çok yönlü kuyular ile geliştirilmiş ve/veya bu kuyuların hidrolik olarak çatlatılmış tasarımlarını ve benzetimlerini başarılı bir şekilde çözümlemiştir (Kulga and Ertekin, 2018). Bu çalışmada PSU-SHALECOMP'un kullanımının yanı sıra canlandırılmış rezervuar hacmi (SRV) yöntemi de benzetim iş akışında kullanılmıştır (Cipolla et al., 2010a), (Siripatrachai and Ertekin, 2012), (Kulga and Ertekin, 2018). Yapılan benzetimlerde şeyl gazı sahalarının nano-darcy seviyelerinde olması nedeniyle, yani, sahanın geçirgenliğinin çok düşük olmasından ötürü yatay kuyular arası etkileşim olmaması kabulü ile tüm sahada benzetim yapmak yerine tek-yatay-kuyu tasarımı kullanılmıştır. Çalışmada, görece az belirsizlik değerlerine sahip rezervuar alanı, derinliği, sıcaklığı, basıncı, su doygunluğu, yatay kuyu uzunluğu, hidrolik çatlak uzunluğu gibi değerler sabit alınmıştır. Bunun yanında, rezervuar kalınlığı, kayaç gözenekliliği, doğal çatlak gözenekliliği, SRV çatlak gözenekliliği, kayaç geçirgenliği, doğal çatlak geçirgenliği, SRV çatlak geçirgenliği, çatlak aralığı gibi belirsizliği çok olduğu düşünülen değerler ise belli aralıklar içinde değişken olarak alınmış ve Monte Carlo benzetim çalışmasında bu aralıklar içinde rastgele değerler verilerek çalışma tamamlanmıştır (Kulga, 2014). Yapılan çalışmada, şeyl gazı yerinde gaz miktarı, hidrolik olarak çatlatılmış yatay kuyulardan ne kadar metan üretimi yapılabileceği, tükenmiş sahalara ne miktarda ve ne sürede karbondioksit basılabileceği gibi belirsizlikler hakkında fikir sahibi olunmaya çalışılmıştır.

2 YÖNTEMBİLİMİ

Bu çalışmada canlandırılmış şeyl gazı rezervuarlarındaki çok-bileşimsel gaz akışının çözülmesi için bir benzetim yöntemi geliştirilmiştir. Bu benzetim çalışmasında bileşimsel, çift-gözeneklilikli, çift-geçirgenlikli, çok-evreli bir benzetimci olan PSU-SHALECOMP benzetimcisi, SRV yöntemi ile bir arada kullanılmıştır (Kulga, 2014). Bu yöntem, sadece doğru sonuçlar vermemiş, rezervuar benzetimi yapım aşamasında harcanan süreyi ve iş gücünü de azaltmış, benzetim yürütümü sürelerini kısaltmış, yakınsama ve yavaşlama zorluklarının önüne geçmiştir (Kulga and Ertekin, 2018). Bu kısımda bu yöntemin denklemleri ve ayrıntılarından bahsedilecektir.

2.1 Bileşimsel Akışkan Akışı Modeli

Çalışmanın ilk kısmında karmaşık sıradışı rezervuarlarındaki akışı çözümleyen genel denklemler ve PSU-SHALECOMP benzetimcisinin geliştirilmesini içermektedir. Şeyl gazı ve kömür yatağı metanı gibi düşük geçirgenlikli sıradışı rezervuarlarda akışkanlar basınç alanı ve derişim alanı olmak üzere iki farklı etki alanı altında hareket eder. Basınç alanındaki akış Darcy yasasına, derişim alanındaki akış ise Fick denklemine, yani difüzyon akış kurallarına uyar ve gaz akışındaki payların birbirinden bağımsız olduğu kabulü yapılmıştır (Kulga, 2014; Kulga and Ertekin, 2018). Çatlaklardaki gaz akışının Darcy denklemi ve Fick denklemleri ile beraber çözümü aşağıdaki gibidir (Kulga, 2014; Kulga and Ertekin, 2018):

$$\nabla \left[\frac{D_{l,F} \phi_F S_{g,F} A}{5.615} \nabla \left(X_{l,F} \frac{S_{g,F}}{B_{g,F}} \right) + X_{l,F} \frac{A k_F k_{rg,F}}{\mu_g B_{g,F}} \nabla \Phi_{g,F} + R_{sw,l,F} \frac{A k_F k_{rw,F}}{\mu_w B_{w,F}} \nabla \Phi_{w,F} \right] + \Gamma_{g,l,F} + q_{g,l} + q_w R_{sw,l,F} = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(X_{l,F} \frac{V_b \phi_F S_{g,F}}{B_{g,F}} + R_{sw,l,F} \frac{V_b \phi_F S_{w,F}}{B_{w,F}} \right) \quad 1$$

Denklem 1’de ϕ_F çatlak gözenekliliğini, $S_{g,F}$ çatlaklardaki gaz doygunluğunu, A kesit alanını; $\phi_F S_{g,F} A$ ise gaz difüzyonunun etkin alanını tanımlar. $D_{l,F}$ çatlaklardaki gaz bileşeninin difüzyon katsayısı, $X_{l,F}$ çatlaklardaki gaz bileşeninin mol kesri, $B_{g,F}$ çatlaklardaki gaz evresinin formasyon hacim faktörü, k_F çatlak geçirgenliliği, $k_{rg,F}$ çatlaklardaki gazın göreceli geçirgenliliği, μ_g gaz ağırlıklılığı, $\Phi_{g,F}$ çatlaklardaki gazın akış potansiyeli, $R_{sw,l,F}$ çatlaklardaki gaz bileşeninin çözünmüş gaz/su oranı, $k_{rw,F}$ çatlaklardaki suyun göreceli geçirgenliliği, μ_w su ağırlıklılığı, $B_{w,F}$ çatlaklardaki su evresinin formasyon hacim faktörü, $\Phi_{w,F}$ çatlaklardaki suyun akış potansiyeli, $\Gamma_{g,l,F}$ çatlaklardaki gaz evresinin gözeneklilik-arası terimi, $q_{g,l}$ gaz bileşeninin üretim debisi, q_w su üretim debisi, t zaman, V_b denetlenen hacimdir (Kulga, 2014).

Şeyl gazı rezervuarlarında kayaç kalıplarındaki gazın akış denklemi ise aşağıdaki gibidir (Kulga, 2014; Kulga and Ertekin, 2018):

$$\Gamma_{g,l,M} + q_{srp,l} = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(X_{l,M} \frac{V_b \phi_M S_{g,M}}{B_{g,M}} + R_{sw,l,M} \frac{V_b \phi_M S_{w,M}}{B_{w,M}} \right) \quad 2$$

Denklem 2’de $\Gamma_{g,l,M}$ kayaçtaki gaz evresinin gözeneklilik-arası terimi, $q_{srp,l}$ gaz bileşeninin soğurma debisi, ϕ_M kayaç kalıplarının gözenekliliği, $S_{g,M}$ kayaç kalıplarındaki gaz doygunluğu, $B_{g,M}$ kayaç kalıplarındaki formasyon hacim faktörü, $R_{sw,l,M}$ kayaç kalıplarındaki gaz bileşeninin çözelti gaz/su oranı, $S_{w,M}$ kayaç kalıplarındaki su doygunluğu, $B_{w,M}$ ise kayaç kalıplarındaki suyun formasyon hacim faktörüdür (Kulga, 2014).

Denklem 3 çatlaklardaki su akış denklemini göstermektedir. Bu denklemin kabullerinde sadece Darcy akış bileşeni dikkate alınmıştır (Kulga, 2014).

$$\nabla \left[\frac{Ak_F k_{rw,F}}{\mu_w B_{w,F}} \nabla \Phi_{w,F} \right] + \Gamma_{w,F} + q_w = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{V_b \phi_F S_{w,F}}{B_{w,F}} \right) \quad 3$$

Bu denklemde $\Gamma_{w,F}$ çatlaklardaki su evresinin gözeneklilik-arası terimidir.

Denklem 4 kayaç kalıplarındaki su akışının denklemdir (Kulga, 2014; Kulga and Ertekin, 2018).

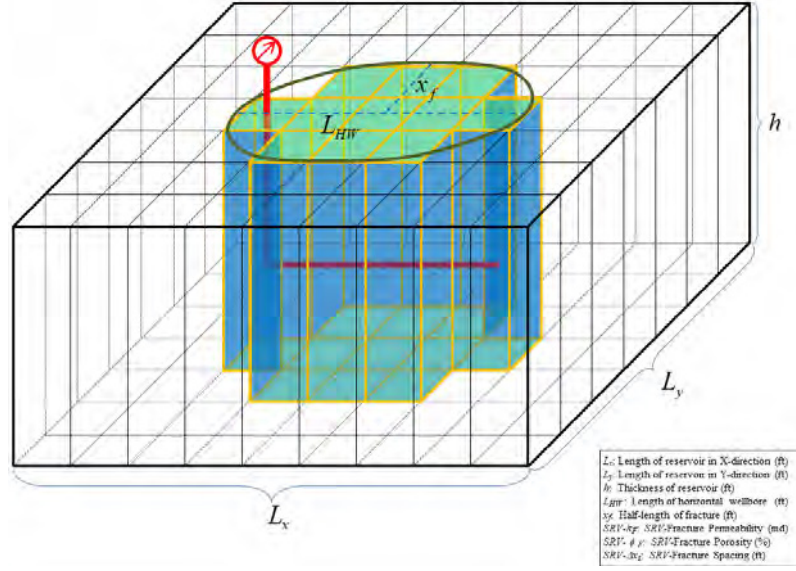
$$\Gamma_{w,M} = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{V_b \phi_M S_{w,M}}{B_{w,M}} \right) \quad 4$$

PSU-SHALECOMP benzetimcisinin genel denklemleri ve akış şeması ile ilgili daha ayrıntılı bilgilere "Kulga, 2014" ve "Kulga and Ertekin, 2018" kaynaklarından ulaşılabilir.

2.2 Canlandırılmış Rezervuar Hacmi (SRV)

Şeyl gazı rezervuarları karmaşık bir yapıya sahiptir. Bu gibi rezervuarlar hidrolik çatlatma yöntemi ile canlandırılınca yatay kuyu çevresindeki yapı daha da karmaşık bir hal almaktadır. Doğal olarak, şeyl gazı rezervuarlarında hidrolik olarak çatlatılmış yatay kuyuların sayısal olarak benzetimi zorlaşmıştır. Sıradan rezervuarlardaki hidrolik çatlatma modeli yapılırken kullanılan tek-düzlem-çatlatma yöntemi şeyl gazı rezervuarlarındaki çatlatma modeli olarak kullanılması doğru sonuçlar vermemekle beraber benzetim yürütümlerinde yakınsama hataları ya da yavaşlama sorunlarına da neden olabilmekte, yürütümlerin sonuçsuz kalması ile sonuçlanabilmektedir (Kulga and Ertekin, 2018). Tek-düzlem-çatlatma yönteminin herhangi bir benzetimde kullanılması da modelleme aşaması da uzun sürebilmekte ve işgücü kaybına neden olabilmektedir. Bu çalışmada, bu gibi zorlukların önüne geçmek için SRV yöntemi tanıtılmış ve kullanılmıştır (Kulga and Ertekin, 2018).

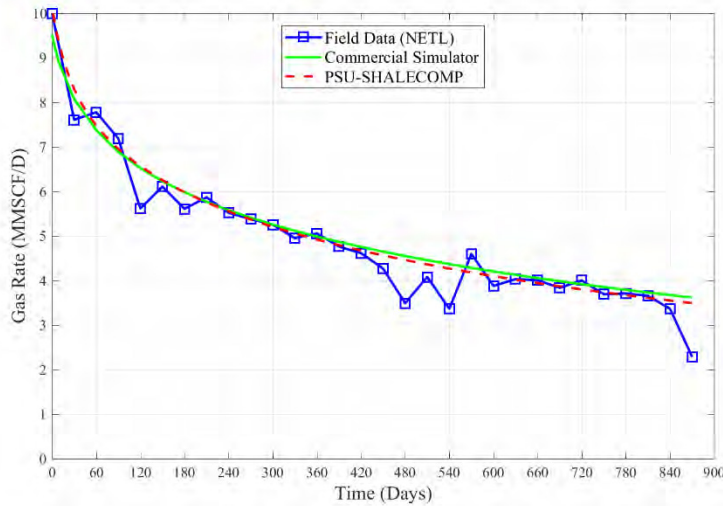
SRV yönteminde hidrolik çatlaklar tek tek modellenmemiş, yatay kuyu çevresinde hidrolik çatlaklarının tümünün tek bir modellenmesi yapılmış ve ortalama değerler alınarak gerçek saha değerleri ile benzetim değerleri karşılaştırılmıştır. Bu yöntemde kuyu çevresindeki çatlak gözenekliliği ve çatlak geçirgenliği değerleri artırılmış, çatlak aralık değerleri ise artırılmıştır (Siripatrachai and Ertekin, 2012), (Kulga and Ertekin, 2018). Şekil 1 bu çalışmada kullanılan SRV yöntemin basit bir örneğini göstermektedir. Kuyunun olduğu ve çatlak uzunluğuna bakılarak hangi bloklarda k_F , ϕ_F and Δx_s değerlerinin değiştirileceğine karar verilmiştir. Microsismik haritalara bakılarak hangi bloklarda değişiklik yapılacağına daha kesin bir şekilde karar verilebilir (Mayerhofer et al., 2010), (Warpinski et al., 2009), (Cipolla et al., 2011), (Maxwell et al., 2011).



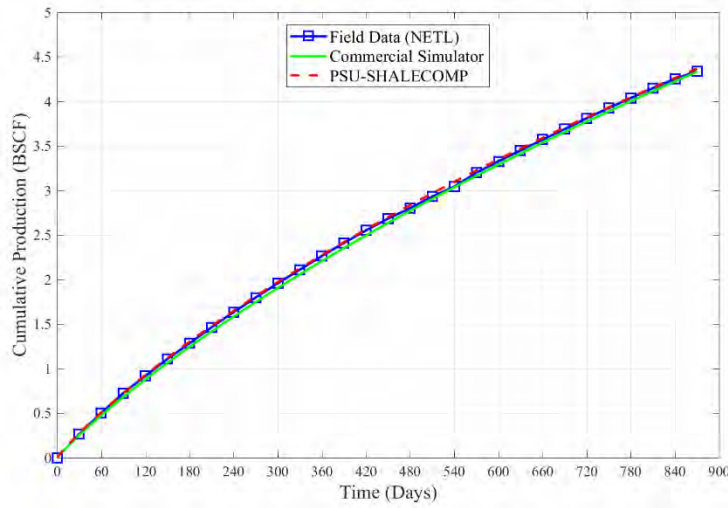
Şekil 1: SRV yöntemini gösteren basit bir tasarım. Kuyu çevresindeki bloklarda (yeşil), k_F , ϕ_F ve Δx_s değerleri ile oynanmış ve rezervuarın, kuyunun ve hidrolik çatlakların SRV ile benzetimi yapılmıştır (Kulga and Ertekin, 2018).

2.3 PSU-SHALECOMP Benzetimcisinin Geçerlilik Sınaması

Şekil 2 ve Şekil 3’de Marcellus şeyl gazı sahasından elde edilmiş 3 yıllık “normalize” üretim verisi ile çift-gözeneklilikli/tek-geçirgenlikli ticari bir benzetimcinin (“CMG-GEM, Reservoir Simulation Software,” 2015) ve PSU-SHALECOMP benzetimcisinin sonuçlarının karşılaştırması gösterilmektedir. Bu şekillerde mavi veriler saha üretim değerleridir. Yeşil düz çizgi ticari benzetimci tarafından verilen sonuçlar, kesikli kırmızı çizgiler ise PSU-SHALECOMP’un sağlamış olduğu üretim sonuçlarıdır. Bu aşamada PSU-SHALECOMP’un başarılı bir performans gösterdiği görülmüş ve çalışmanın ileriki aşamalarına devam edilmiştir. Bu üretim performansları ile ilgili daha ayrıntılı sonuçlara ulaşmak için “Kulga and Ertekin, 2018” makalesi ve “Kulga, 2014” doktora çalışması incelenebilir.



Şekil 2: Gerçek saha verisi, ticari benzetimci ve PSU-SHALECOMP ile günlük üretim değerleri karşılaştırılması (Kulga and Ertekin, 2018).



Şekil 3: Gerçek saha verisi, ticari benzetimci ve PSU-SHALECOMP ile toplam üretim değerleri karşılaştırılması (Kulga and Ertekin, 2018).

2.4 Niceliksel Belirsizlik Çözümlemesi için Sayısal Modelin Oluşturulması

Monte Carlo benzetimi (Monte Carlo simülasyonu) hem belirlenimci {deterministic} değerlendirme hem de senaryo temelli yaklaşımlara alternatif bir yöntemdir. Bu yöntem kötü (P90), olası (P50) ve iyi (P10) olasılıkların bulunmasında kullanılır. Örneğin, gaz rezervuarı için hacimsel bir model seçilir. Bu hacimsel modeli tanımlamak için, yani yerinde gaz miktarını (OGIP) bulmak için, alan, kalınlık, gözeneklilik, su doygunluğu ve formasyon hacim faktörü gibi giriş değerleri gerekmektedir (Murtha, 1994), (Murtha, 1997). Bu giriş değerleri bir veri kümesi oluşturur ve yerinde gaz miktarı için bir değer verir. Monte Carlo benzetimi için yüzlerce hatta binlerce veri kümesi gerekmektedir. Bu çalışma için 2000 adet veri kümesi oluşturulmuştur (Kulga, 2014).

Çalışmanın, Monte Carlo benzetimi olarak bilinen yöntem ile yapılmış olan niceliksel belirsizlik çözümlemesine geçmeden önce bazı hazırlıkların yapılması gerekmektedir. Bu hazırlıklar benzetim modellerinde kullanılacak kayaç ve akışkan özelliklerine ulaşılması, hangi değerlerin kullanılacağı, kuyuların tasarımı, üretim koşulları, SRV özellikleri, eksik verilerin ne şekilde ve nerelerden bulunacağı ve hangi kabullerin yapılacağı gibi konuların açığa kavuşturulmasını kapsar (Ertekin et al., 2001). Bu çalışmada A.B.D Enerji Bakanlığı – NETL tarafından tarafımıza verilmiş kayaç, akışkan, kuyu ve saha üretim verileri kullanılmıştır (Kulga et al., 2014). Tablo 1’de bu çalışmadaki sayısal benzetimlerde sabit olarak kullanılan değerler görülebilir. Rezervuar boyutu, derinliği, sıcaklığı, basıncı, çatlaklardaki su doygunluğu, yatay kuyu uzunluğu, hidrolik çatlak uzunluğu, kuyu üretim koşulları belirsizlikleri az, hatta kesin bilgiler olduğu için sabit olarak alınmıştır.

Tablo 1: Monte Carlo Benzetiminde kullanılan sabitler (Kulga, 2014)

Sabitler	Değerler	Birimler
X yönündeki blok boyutu (d_x) ve blok sayısı (n_x)	200x25	ft
Y yönündeki blok boyutu (d_y) ve blok sayısı (n_y)	150x13	ft
Derinlik (D)	6500	ft
Rezervuar Sıcaklığı (T)	142	F

Rezervuar Basıncı (P_i)	3940	psi
Çatlaklardaki Su Doygunluğu ($S_{w,f}$)	0.1	%
Yatay Kuyu Uzunluğu (L_{hw})	3000	ft
Hidrolik Çatlak Uzunluğu (L_f)	750	ft
Üretim Kısıtlama Koşulu ($P_{sf-prod}$)	14.7	psi
Enjeksiyon Kısıtlama Koşulu (P_{sf-inj})	6000	psi
Enjeksiyon Sonlandırma Koşulu ($q_{sf-inj-STOP}$)	500000	SCFD

Monte Carlo benzetimi için giriş değerleri belirlendikten sonra bu değerlerin aralıkları ayrıntılı bir şekilde irdelenmeli ve niceliksel belirsizlik çözümlemesinin olabildiğince doğru bir şekilde sonuç vermesi sağlanmalıdır. Bu çalışmada, Tablo 2’de de görüleceği üzere, rezervuar kalınlığı, kayaç gözenekliliği, çatlak gözenekliliği, SRV çatlak gözenekliliği, kayaç geçirgenliği, çatlak geçirgenliği, SRV çatlak geçirgenliği, çatlak aralığı, SRV çatlak aralığı, kayaç su doygunluğu, CH₄ Langmuir hacmi, CH₄ Langmuir basıncı, CO₂ Langmuir hacmi, CO₂ Langmuir basıncı değerlerinde kesin bilgi olmaması, bu değerlerin Marcellus şeyl gazı sahası boyunca değişkenlikler göstermesi, yani belirsizlikler olması nedeniyle belli aralıklarda olması gerektiği düşünülmüştür (Kulga, 2014). Bu aralıklara sahadaki enküçük ve enbüyük değerlere bakarak karar verdikten sonra 2000 tane benzetim modeli yürütülmüş ve sonuçları toplanıp, değerlendirilmiştir (Kulga, 2014).

Tablo 2: Monte Carlo Benzetiminde kullanılan değişkenler (Kulga, 2014)

Değişkenler	Enküçük	Enbüyük	Birimler
Kalınlık (h)	100	300	ft
Kayaç Gözenekliliği (ϕ_M)	6	11	%
Çatlak Gözenekliliği (ϕ_F)	0.6	1.5	%
SRV Çatlak Gözenekliliği ($SRV - \phi_F$)	$1.2 \times \phi_F$	$1.5 \times \phi_F$	%
Kayaç Geçirgenliği (k_M)	0.0003	0.0009	md
Çatlak Geçirgenliği (k_F)	0.0007	0.003	md
SRV Çatlak Geçirgenliği ($SRV - k_F$)	$2 \times k_F$	$10 \times k_F$	md
Çatlak Aralığı (Δx_s)	0.9	2.5	ft
SRV Çatlak Aralığı ($SRV - \Delta x_s$)	$0.4 \times \Delta x_s$	$0.8 \times \Delta x_s$	ft
Kayaç Su Doygunluğu ($S_{w,F}$)	6	13	%
CH ₄ Langmuir Hacmi (V_{L-CH_4})	50	250	scf/ton
CH ₄ Langmuir Basıncı (P_{L-CH_4})	200	1,000	psi
CO ₂ Langmuir Hacmi (V_{L-CO_2})	$2 \times V_{L-CH_4}$	$6 \times V_{L-CH_4}$	scf/ton
CO ₂ Langmuir Basıncı (P_{L-CO_2})	200	1000	psi

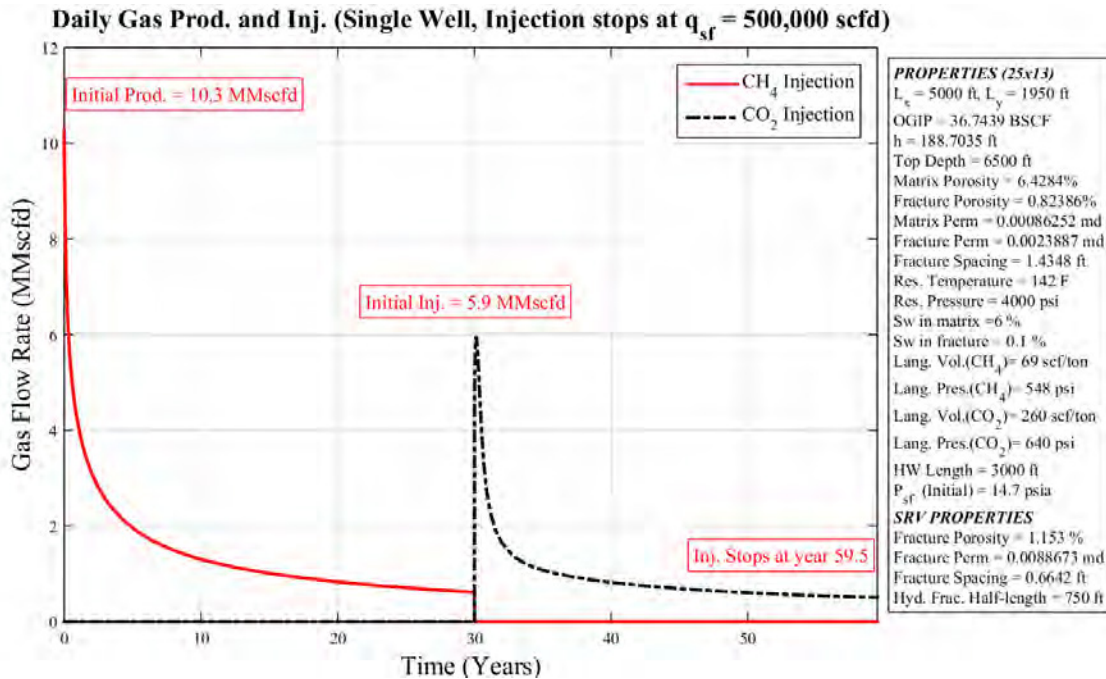
PSU-SHALECOMP’un oluşturulmasından matris çözücüsünün geliştirilmesine, hem Windows hem de UNIX sunucularında çözüm verilebilmesine, tek-düzlem-çatlaktan SRV yöntemi ile hassas sonuçlar alınabilmesine kadar çalışmanın her alanında verimin artırılması

ve harcanan zamanın azaltılması ön planda tutulmuştur. Bu çalışmada, 2000 adet veri kümesinin benzetim modelleri Pennsylvania State University – Institute for CyberScience’in UNIX sunucuları kullanılmış, toplu ve hızlı sonuçlar alınması sağlanmıştır (Kulga, 2014).

3 SONUÇLAR VE TARTIŞMA

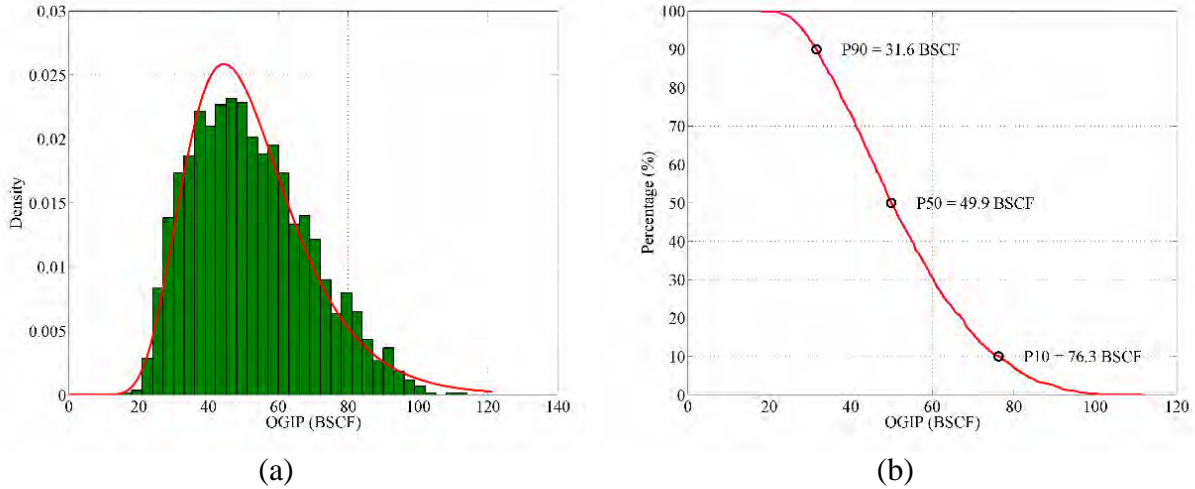
Bu bölümde Monte Carlo benzetimi ile yapılmış niceliksel belirsizlik çalışmasının sonuçları incelenmiş ve çözümlmeleri yapılmıştır. Şekil 4 örnek bir metan üretim ve karbondioksit enjeksiyon performansını göstermektedir. Bu tasarımda, X yönünde saha 5000 ft, Y yönünde ise 1950 ft’dir. Sahanın tam ortasında ve X yönünde 3000 ft uzunluğunda bir yatay kuyu modellenmiştir. Eliptik bir şekilde modellenen SRV’nin çatlak uzunluğu 750 ft’dir. Saha 30 yıl boyunca kuyudibi basıncı 14.7 psia üretim kısıtlaması ile, yani teorik olarak enbüyük üretim elde edilecek şekilde tüketilmiştir. 14.7 psia kuyudibi üretim kısıtlaması ile yapılmaya başlayan üretim yöneyleminin ilk değeri 10.3 MMscfd’dir (Kulga, 2014). 30. yıldan itibaren üretim kuyusunun enjeksiyon kuyusuna dönüştürüldüğü kabulü yapılmıştır. Bu aşamada enjeksiyon kuyudibi basıncı 6000 psia’ye gelecek şekilde kısıtlama getirilmiştir ve ilk enjeksiyon miktarı 5.9 MMscfd ile karbondioksit enjeksiyonu başlamıştır. Bu kısıtlamanın nedeni şeyl çatlama basıncının 6000 psia (P_{sf-inj}) olarak kabul edilmesidir. Enjeksiyon süresince formasyon çatlatma basıncının aşılmaması ve güvenli tarafta kalınması gerektiği düşünülmüştür (Kulga, 2014).

Şekil 4’ten anlaşılabacağı üzere P_{sf-inj} kısıtlaması nedeniyle CO₂ enjeksiyon miktarı sürekli azalmaktadır ve günlük CO₂ miktarı 500,000 scfd’e düşünce durdurulacak şekilde tasarlanmıştır. Bu benzetim yürütmesinde yerinde gaz miktarı 36.7 Bscf, toplam üretilen metan miktarı 10.2 Bscf ve toplam CO₂ enjeksiyonu miktarı 9.4 Bscf ve toplam enjeksiyon süresi 29.5 yıldır. Yani, yerinde gaz miktarının %27.7’si kadar metan üretilmiştir. Üretilen metanın hacimsel miktarının %92’si karbondioksit ile yer değiştirmiştir ve depolanmıştır (Kulga, 2014).



Şekil 4: Örnek bir metan üretim ve karbondioksit enjeksiyon performansı (Kulga, 2014)

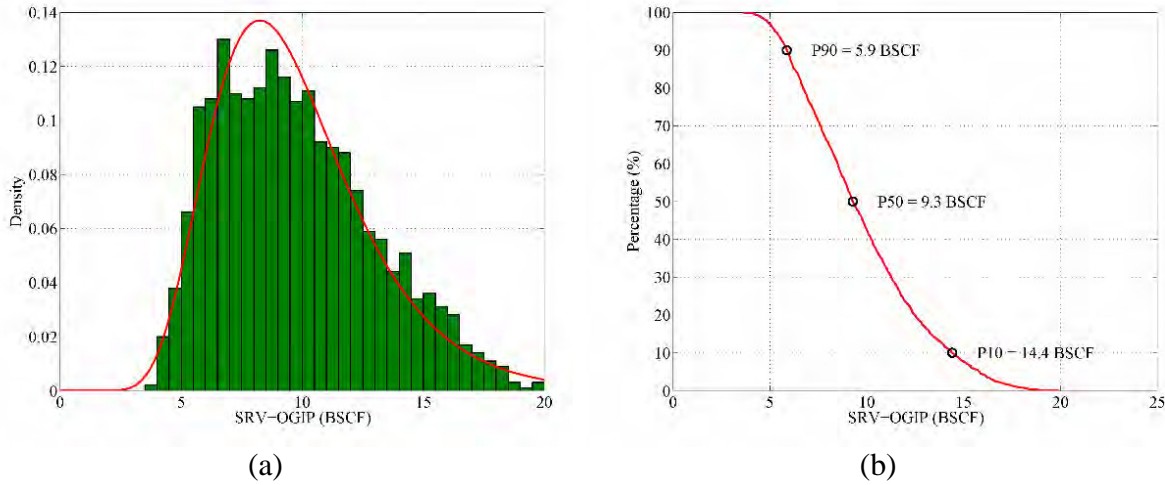
Şekil 5, 2000 benzetim modelinin yerinde gaz miktarının içeren sıklık eğrisini ve P10, P50 ve P90 olasılık sonuçlarını göstermektedir. OGIP sıklık eğrisi lognormal dağılım göstermekte olup 20 Bscf ile 110 Bscf aralığındadır. Olasılık dağılımlarına göre %90 olasılık (P90) ile 31.6 Bscf yerinde gaz miktarı olabileceği bulunmuştur. %50 olasılık (P50) değeri 49.9 Bscf'dir. %10 olasılıkla (P10) 76.5 Bscf yerinde gaz olabileceği saptanmıştır (Kulga, 2014).



Şekil 5: (a) OGIP sıklık eğrisi, (b) OGIP olasılık dağılımları (Kulga, 2014)

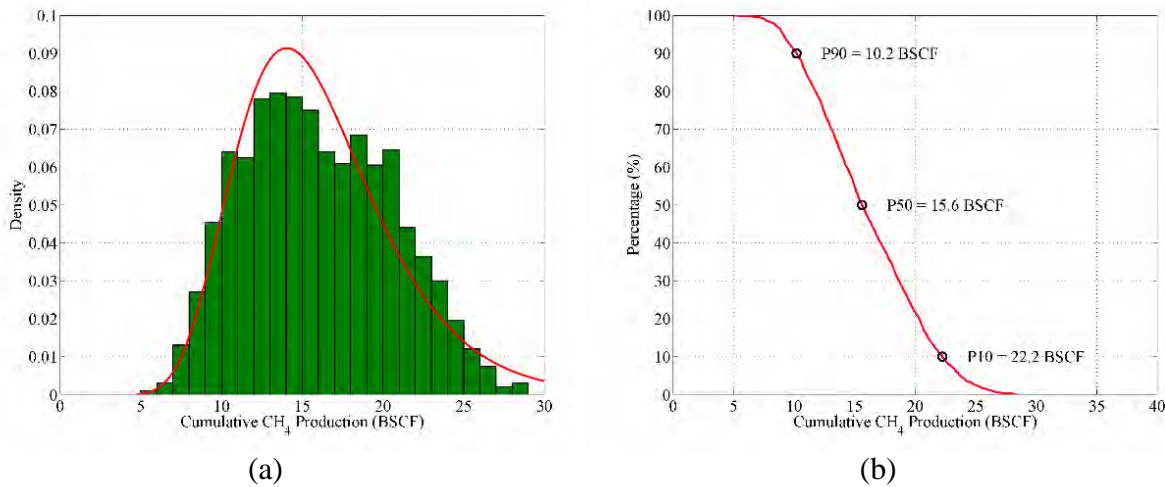
Bu çalışmada hidrolik çatlatma sonrası oluşacak canlandırılmış rezervuar hacminin (SRV) içinde ne kadar yerinde gaz olabileceği hesaplamaları da yapılmıştır. Bu incelemenin önemi, şeyl gazı rezervuarları geçirgenlik değerleri nano-darcy seviyelerinde olduğu için sadece yatay sondajla ekonomik şekilde üretim yapılamayacağı olgusunu ortaya koymasındadır (Kulga and Ertekin, 2018). Diğer bir ifadeyle, üretim havzasının (drainage area) toplam büyüklüğü aslında çok önemli değildir. Zaten o yüzden tek-yatay-kuyu modelleri ile birlikte hidrolik çatlatma modelleri şeyl gazı rezervuarlarında benzetim yöntemi olarak tercih edilmektedir (Kulga and Ertekin, 2018).

Şekil 6 canlandırılmış rezervuar hacmi içindeki gaz miktarının (SRV-OGIP) sıklık eğrisi ve SRV-OGIP olasılık dağılımlarını göstermektedir. Sıklık eğrisi 5 Bscf ve 20 Bscf aralığında lognormal dağılım göstermektedir. Olasılık dağılımlarına göre kötü olasılık (P90) ile 5.9 Bscf yerinde gaz miktarı olabileceği bulunmuştur (Kulga, 2014). Diğer taraftan P50 değeri 9.3 Bscf'tir. İyi olasılıkla (P10) 14.4 Bscf SRV-OGIP olabileceği bulunmuştur. Görüldüğü üzere OGIP ile SRV-OGIP arasında yaklaşık 5 kat fark vardır. Bu çalışmanın öncesi niteliğinde olan "Kulga and Ertekin, 2018", "Kulga et al., 2014" ve "Kulga, 2014" kaynaklarında rezervuar basınç dağılımlarına bakarak üretilen gazın büyük bölümünün SRV tarafından sağlandığı gözlemlenmiştir. Sondaj, hidrolik çatlatma, yüzey üretim tesislerinin tasarımlarında havza büyüklüğü ile birlikte canlandırılmış rezervuar hacmi değerleri de dikkate alınmalıdır.



Şekil 6: (a) SRV-OGIP sıklık eğrisi, (b) SRV-OGIP olasılık dağılımları (Kulga, 2014)

Şeyl gazı kuyuları çok uzun süreler ekonomik bir şekilde üretim yapabilmektedir. Bu çalışmada bu süre 30 yıl olarak düşünülmüştür. Kuyu üretim kısıtlaması ($P_{sf-prod}$) sahanın tam performansını görebilmek için teorik enküçük değer olan 14.7 psia olarak ayarlanmıştır. Şekil 7 bu ayarlamalar altında tek-yatay-kuyu tasarımlarından ne kadar metan üretimi yapılabileceğini göstermektedir. Sıklık eğrisi 5 Bscf ve 30 Bscf aralığında üçgensel dağılım göstermektedir (Kulga, 2014). Olasılık dağılımlarına göre %90 olasılık ile (P90) 10.2 Bscf üretim yapılabileceği bulunmuştur. P50 değeri 15.6 Bscf üretim değeri göstermektedir. P10 değeri ise 22.2 Bscf miktar gazın üretilebileceğini göstermektedir. Bu bulguların ışığında, havzada bulunan yerinde gaz miktarının yaklaşık üçte birinin üretilebileceği sonucuna ulaşılmıştır. Sondaj, hidrolik çatlatma, yüzey üretim tesislerinin tasarımlarında bu bilginin de faydalı olabileceği düşünülmektedir (Kulga, 2014).

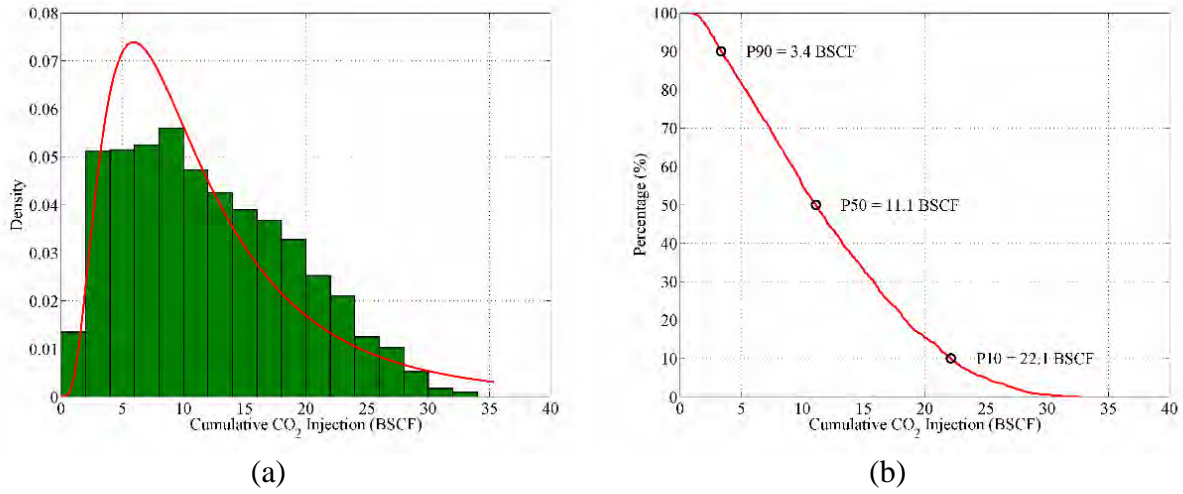


Şekil 7: (a) Metan üretim sıklık eğrisi, (b) Metan üretim olasılık dağılımları (Kulga, 2014)

Şekil 8 ve Şekil 9 Monte Carlo benzetimi çalışmasının son kısmı olan tükenmiş şeyl gazı rezervuarlarında karbondioksit gazının depolanmasının incelenmesini içermektedir. Şekil 8(a) tükenmiş sahalar hacimsel olarak ne miktarda CO₂ basılıp depolanabileceğinin sıklık eğrisini göstermektedir. Bu sıklık eğrisi de lognormal dağılım göstermekte ve 1 Bscf ile 32 Bscf arasında oldukça geniş bir aralıkta, ancak daha fazla bir sıklıkla 2-15 Bscf aralığında yoğunluk göstermektedir (Kulga, 2014). Olasılık dağılımlarına göre (Şekil 8(b)) P90 ile 3.4

Bscf karbondioksit depolanabileceği gözlemlenmiştir. P50 değeri 11.1 Bscf CO₂, P10 değeri ise 22.1 Bscf CO₂ gazının depolanabileceğini göstermektedir.

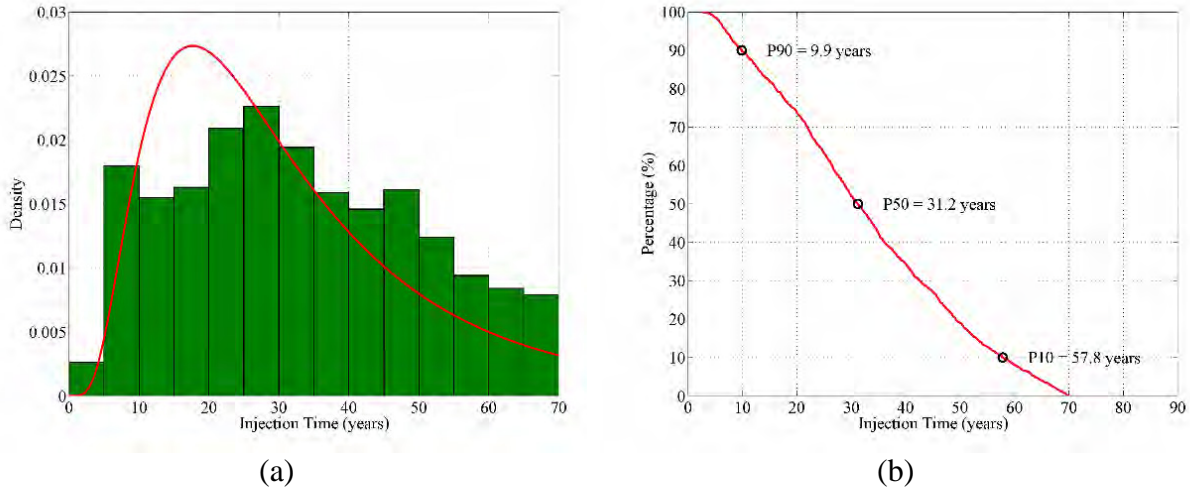
Şekil 8 ve Şekil 9 dikkatle incelendiğinde, metan üretimi ve karbondioksit enjeksiyonu uygulamalarının P90, P50 ve P10 olasılıkları birbirleri ile çok farklı olduğu görülmektedir (Kulga, 2014). P90 değerlerine bakılınca üretilen gazın hacimsel olarak yaklaşık üçte biri oranında karbondioksit basılabilmektedir. Ancak bu veriler hacimsel verilerdir. Hesaplamalarda ve tasarımlarda, CO₂'nin molekül ağırlığının CH₄'a göre yaklaşık 2.75 oranında daha fazla olduğu da dikkate alınmalıdır (Kulga, 2014).



Şekil 8: (a) Karbondioksit toplam enjeksiyon sıklık eğrisi, (b) Karbondioksit toplam enjeksiyon olasılık dağılımları (Kulga, 2014)

Bu çalışmada, P10 için birbirlerine çok yakın değerler elde edilmiştir (Şekil 8(b)). Burada dikkat edilmesi gereken husus, enjeksiyon kuyudibi basıncının 6000 psia'lık ve sabit bir değer olması ve rezervuar büyüdükçe giderek daha büyük bir hacme sabit basınçla gaz basılmasıdır. Böylece kuyu etrafındaki enjeksiyon basıncı daha yavaş bir şekilde artmakta ve enjeksiyon sonlandırma koşulu ($q_{sf-inj-STOP}$) olan 0.5 MMscf değerine daha uzun sürelerde ulaşmaktadır (Kulga, 2014). Bu süre arttıkça CO₂'nin kayaç yüzeyinde tutunması, yani yüzerme miktarının artması da gözlemlenmektedir. CO₂'nin şeyl gazı rezervuarlarında yüzerme değerinin (V_{L-CO_2}) CH₄'ün şeyl gazı ile olan yüzerme değerine (V_{L-CH_4}) göre 2 ile 5 kat arasında daha büyük olması hususu CO₂'nin şeyl gazı rezervuarlarında depolanması tasarımlarında dikkate alınması gereken bir başka sonuçtur (Kulga, 2014). Enjeksiyon devam ederken kuyudibi basıncı dikkatle gözlemlenmeli, formasyon çatlatma basıncı değeri aşılmadan durdurulmalı ve bas-bekle yöntemine geçilmelidir. Bu yöntem ile daha yüksek miktarlarda karbondioksit basılabilmektedir (Kulga, 2014).

Şekil 9 ne sürelerde enjeksiyon yapılabileceği konusunda yapılmış bir Monte Carlo benzetim çalışmasıdır. Olasılık değerlerinde enküçük değer (9.9 yıl) ile enbüyük değer (57.8 yıl) arasında yaklaşık 6 kat fark vardır. Bu bağlamda farklı boyutlardaki tükenmiş rezervuarlarda SRV büyüklüğünün önemi bir kez daha anlaşılmış, hidrolik çatlatma veriminin ve tasarımının ne kadar önemli olduğu ortaya çıkmıştır (Kulga, 2014).



Şekil 9: (a) Karbondioksit enjeksiyon zaman sıklık eğrisi, (b) Karbondioksit enjeksiyon zaman olasılık dağılımları (Kulga, 2014)

4 SONUÇ

Bu çalışmada, tükenmiş şeyl gazı rezervuarlarında ne miktarda karbondioksit depolanabileceğinin niceliksel belirsizlik analizi yapılmıştır. Sonuçlar irdelendiğinde OGIP miktarının yaklaşık olarak üçte biri kadar üretim yapılabileceği ve tükenmiş rezervuarlara üretimi yapılan gaz hacminin üçte biri ile kendi hacmine eşit miktar aralığında karbondioksit basılabileceği bulunmuştur. 30 sene boyunca tüketilen rezervuarlara 10 yıl ile 60 yıl kadar karbondioksit basılabileceği, bas-bekle yöntemi ile daha uzun sürelerde karbondioksit basılabileceği gözlemlenmiştir. CO_2 'nin şeyl gazı rezervuarlarında yüzerme değerinin ($V_{L-\text{CO}_2}$) CH_4 'nin şeyl gazı ile olan yüzerme değerine ($V_{L-\text{CH}_4}$) göre üstün olduğu dikkate alınmalıdır. Ayrıca hesaplamalarda ve tasarımlarda, CO_2 'nin molekül ağırlığının CH_4 'a göre yaklaşık 2.75 oranında daha ağır olduğu hususu göz önünde tutulmalıdır.

KAYNAKÇA

- Andrade, J., Civan, F., Devegowda, D., Sigal, R., 2010. Accurate simulation of shale-gas reservoirs, in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/135564-ms>
- Bourbiaux, B., Basquet, R., Cacas, M., Daniel, J., Français, I., Sarda, S., 2002. An Integrated Workflow to Account for Multi-Scale Fractures in Reservoir Simulation Models: Implementation and Benefits, in: SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. SPE, Abu Dhabi. <https://doi.org/10.2118/78489-MS>
- Cipolla, C., Maxwell, S., Mack, M., Downie, R., 2011. A practical guide to interpreting microseismic measurements, in: SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/0312-0105-jpt>
- Cipolla, C.L., Lolon, E.P., Erdle, J.C., Rubin, B., 2010a. Reservoir modeling in shale-gas reservoirs. SPE Reserv. Eval. Eng. 638–653. <https://doi.org/10.2118/125530-PA>
- Cipolla, C.L., Williams, M.J., Weng, X., Mack, M., Maxwell, S., 2010b. Hydraulic fracture monitoring to reservoir simulation: Maximizing value, in: SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20145655>
- CMG-GEM, Reservoir Simulation Software, 2015.
- de Swaan O, A., 1976. Analytic Solutions for Determining Naturally Fractured Reservoir Properties By Well Testing. Soc. Pet. Eng. J. 16, 117–122. <https://doi.org/10.2118/5346-pa>
- Ertekin, T., Abou-kassem, J.H., King, G.R., 2001. Basic Applied Reservoir Simulation. SPE Textbook Series, Richardson, Texas.
- Fung, L.S.K., Al-Shaalan, T.M., 2005. Parallel iterative solver for the dual-porosity, dual-permeability system in fractured-reservoir simulation, in: International Petroleum Technology Conference Proceedings. Doha. <https://doi.org/10.2523/iptc-10343-ms>
- Gong, B., Karimi-Fard, M., Durlofsky, L.J., 2006. An upscaling procedure for constructing generalized dual-porosity/dual-permeability models from discrete fracture characterizations, in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2523/102491-ms>
- Heel, A.P.G. Van, Boerrigter, P.M., Dorp, J.J. Van, 2008. Thermal and Hydraulic Matrix-Fracture Interaction in Dual-Permeability Simulation. SPE Reserv. Eval. Eng. 735–749. <https://doi.org/10.2118/102471-PA>
- Hu, B.X., Huang, H.A.I., 2002. Stochastic Analysis of Reactive Solute Transport in Heterogeneous, Fractured Porous Media: A Dual-Permeability Approach. Transp. Porous Media 1–39. <https://doi.org/10.1023/A:1015671227317>
- Kulga, B., 2014. Analysis of the Efficacy of Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Shale Gas Reservoirs. The Pennsylvania State University.
- Kulga, B., Dilmore, R., Wyatt, C., Ertekin, T., 2014. Investigation of CO₂ Storage and Enhanced Gas Recovery in Depleted Shale Gas Formations Using a Dual-Porosity/Dual-Permeability, Multiphase Reservoir Simulator. NETL Tech. Rep. Ser.
- Kulga, B., Ertekin, T., 2018. Numerical representation of multi-component gas flow in

- stimulated shale reservoirs. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 56, 579–592. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.06.023>
- Manik, J., 1999. Compositional modeling of enhanced coalbed methane recovery. The Pennsylvania State University.
- Maxwell, S.C., Pope, T., Cipolla, C., Mack, M., Trimbitasu, L., Norton, M., Leonard, J., 2011. Understanding Hydraulic Fracture Variability Through Integrating Microseismicity and Seismic Reservoir Characterization, in: SPE North American Unconventional Gas Conference and Exhibition. The Woodlands, Texas. <https://doi.org/10.2118/144207-MS>
- Mayerhofer, M.J., Lolon, E.P., Rightmire, C., Walser, D., Cipolla, C.L., Warpinski, N.R., 2010. What is stimulated reservoir volume? *SPE Prod. Oper.* 25, 89–98. <https://doi.org/10.2118/119890-PA>
- Murtha, J.A., 1997. Monte Carlo Simulation: Its Status and Future. *J. Pet. Technol.* <https://doi.org/10.2118/26245-PA>
- Murtha, J.A., 1994. Incorporating historical data in Monte Carlo simulation. *SPE Comput. Appl.* 6, 11–17. <https://doi.org/10.2118/26245-pa>
- Reeves, S., Pekot, L., 2001. Advanced reservoir modeling in desorption-controlled reservoirs, in: SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/71090-ms>
- Siripatrachai, N., Ertekin, T., 2012. Alternate representations in numerical modeling of multistage hydraulically fractured horizontal wells in shale gas reservoirs, in: SPE Western Regional Meeting. <https://doi.org/10.2118/153813-ms>
- Thararoop, P., Karpyn, Z.T., Ertekin, T., 2012. Development of a multi-mechanistic, dual-porosity, dual-permeability, numerical flow model for coalbed methane reservoirs. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 8, 121–131. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2012.01.004>
- Warpinski, N.R., Mayerhofer, M.J., Vincent, M.C., Cipolla, C.L., Lolon, E.R., 2009. Stimulating unconventional reservoirs: Maximizing network growth while optimizing fracture conductivity. *J. Can. Pet. Technol.* 48, 39–51. <https://doi.org/10.2118/114173-PA>
- Warren, J.E., Root, P.J., 1963. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *Soc. Pet. Eng. J.* 3, 245–255. <https://doi.org/10.2118/426-pa>

Horizontal Drilling and Proactive Geosteering in an Unconventional Reservoir: a Case Study from Turkey Using Azimuthal Resistivity

Mehmet Arslan¹, Mehmet Fatih Oguz¹, Davide Di Tommaso², Kaveh Shahbazi², Yasmin Karakaya²

¹ TPAO

² Weatherford International

ABSTRACT

Well placement in horizontal wells is a powerful technique to maximize reservoir exposure, and its use in unconventional shale reservoirs has recently grown with successful applications. This paper presents a successful example of a sidetrack from a vertical well in an 8 1/2-in. hole size. The solution used a rotary steerable system to land in the shale gas unconventional reservoir. The system then drilled approximately 1,000 m in one horizontal section while staying within a specific interval using a geosteering technique based on a combination of rotary steerable system, near-bit gamma ray and deep azimuthal resistivity measurements.

The paper describes the well placement process throughout all stages, from planning to execution. The correlation of near-bit gamma ray drove the drilling throughout the section and, once landed into the target interval, the azimuthal resistivity data inversion started mapping the distance to bed boundaries (DTBB) to adjust the trajectory in the lateral section. Forecasted during the job planning stage, polarization horns and resistivity curve saturation were successfully overcome using optimized inversion processing to compute distance to bed to proactively change the well trajectory and follow the pay zone. A logging-while-drilling (LWD) acoustic tool was also used to log and acquire acoustic data used as an input in geomechanical calculation for the completion design.

The robust correlation of the real-time gamma measurements combined with those from the azimuthal resistivity tool, confirmed the accuracy of the structural interpretation and the position of the wellbore in the pay zone. All directional objectives were achieved during logging and geosteering of the 8 1/2-in. section despite the challenging “reversed” resistivity layers scenario with relatively lower resistivity in the reservoir and higher resistivity at the shoulder bed. The combination of the rotary steerable system and geosteering service enabled achieving an average rate of penetration two times faster than expected.

This paper presents the successful application of a deep azimuthal resistivity tool to improve correlation and to enable proactive drilling decisions, as an improvement over the predominant methodology for geosteering in shales, which uses a basic natural gamma ray LWD tool.

1. INTRODUCTION

Shale reservoirs are usually drilled and completed using horizontal well drilling technology and hydraulic stimulation methods. Main scope of horizontal drilling is to increase the surface of contact with the source rock and recent published and public data (Buller et al. 2010; Pitcher and Buller 2011) indicate that well placement may have a major effect on stimulation efficiency and associated production, so that many operators are following the path of geosteering in an attempt to remove some of the geological uncertainty.

Typical geosteering practice in shale applications is to use a simple drilling and evaluation system for well placement. This usually consists of a mud motor, directional sensor, and gamma ray sensor. The objective is to place the well within a predefined section of stratigraphy by comparing the gamma log from the well being drilled to an offset or type log. Where markers correlate, the stratigraphic position of the well is known.

Unfortunately, an internal study by one of the major service company, revealed approximately 50% of wells geosteered using the conventional gamma ray geosteering methods within an area of the Haynesville were misplaced for more than 50% of their lateral length. This was determined by using chemo-stratigraphic geochemical analysis, which is very effective at determining the stratigraphic position of a wellbore. Even with a good gamma ray correlation, results often are ambiguous, and the position of the well in the formation is uncertain, leading to misplaced wells.

In the attempt to improve the efficiency of well placement in an unconventional shale reservoir and reduce the geological uncertainty, alternative methods of geosteering are gaining attention.

2. GEOLOGICAL BACKGROUND

The area interested by this paper is close to the city of Diyarbakir and the targeted formation is Dadas. The Early Silurian-Early Devonian Dadas Formation is one of the main source rocks in southeastern Turkey and it is the Turkish equivalent of Silurian hot shales in the Middle East and North Africa, it is also a geological look-alike to the Woodford and Eagle Ford shales in the United States. The Dadas Formation extends between Siverek and the western part of Diyarbakir to the west, continues from the north of Mardin and bends up to the north passing through the east of Batman city. The Dadas and younger formations were deposited, or protected, over a local depression between Diyarbakir and Batman cities to the north of this uplift area (Karabulut et al., 1993). *Figure 1* indicates the distribution map of the Paleozoic units in the southeastern Anatolia while *figure 2* represent the general stratigraphy.

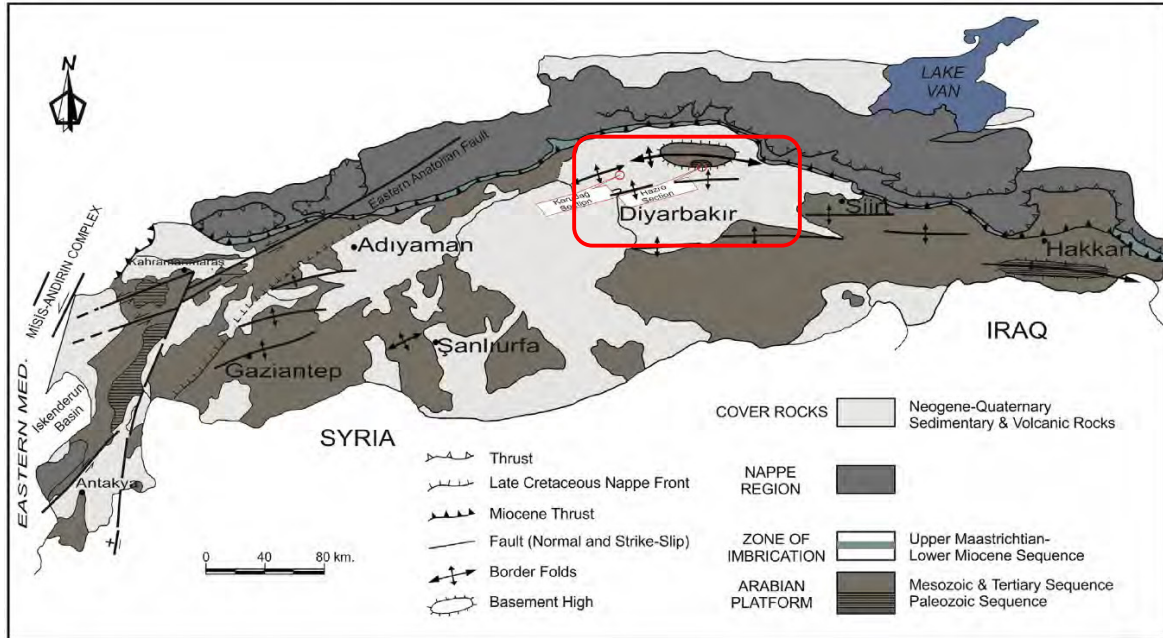


Figure 1: regional geological map (modified after Yilmaz, 1993).

AGE	GROUP	FORMATION	LITHOLOGY	THICK m..
			MEM.	
PERMIAN	UPPER	TANIN	C	50 - 250
			B	50 - 150
			A	25-150
DEVONIAN	LOWER-MID	DIYARBAKIR	KAS	15-50
			KAYAYOLU	50-15*
			HAZRO	100-200
			DADAS	100-400
			SILURIAN	100-400
ORDOVICIAN	MID-UPPER	HABUR	I	500-1500
			II	500-1500
			III	500-1500
CAMBRIAN	LOWER	DERIK	SEYDISEHIR	200-?
			SOSINK	400-?

Figure 2: Stratigraphic columnar section of the Paleozoic units.

3. DRILLING AND LOGGING TOOLS

A rotary steerable system (RSS) was used to land the well in the shale gas reservoir and, in combination with near-bit gamma ray and deep azimuthal resistivity measurements, to drill the 8 1/2-in. hole lateral section while keeping the well trajectory in a specific interval. Below each of those tools are described with more details.

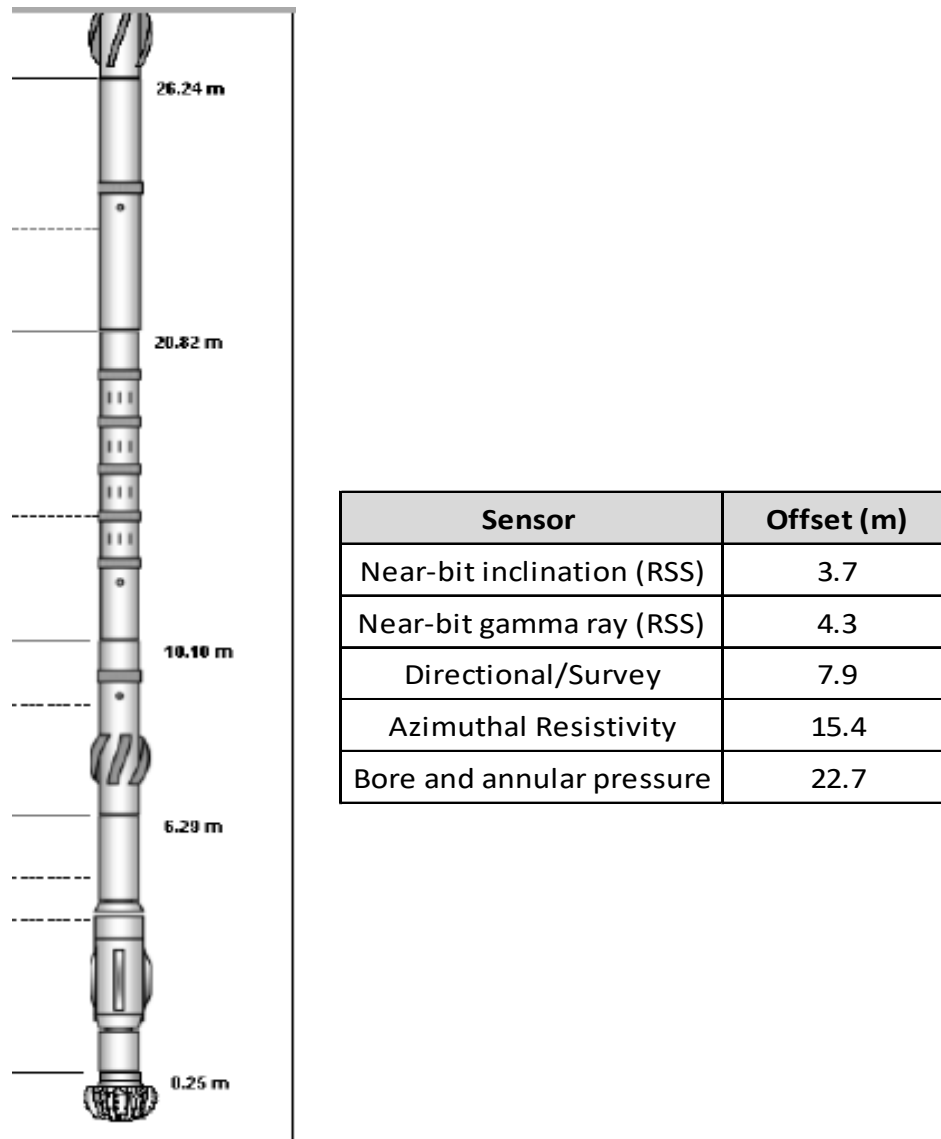


Figure 3: Bottom hole assembly used for geosteering with sensor

3.1 Rotary Steerable Point-the-bit System

Rotary steerable system that was used is called point-the-bit system as it orients the drill-bit axis in the desired direction, focusing all cutting action on the face of the bit to provide smoother wellbores which reduce the risk of stuck pipe, make tripping and casing running easier, and reduce drilling fluid and cement cost. The tool has a dual communication with surface and integrates different sensor for drilling monitoring and optimization. It was chosen for the project as smooth horizontal drain holes are significantly easier to complete, particularly in multistage fracs that are critical to many complex and unconventional oil and gas developments. It also provides near-bit inclination and gamma ray, and continuous rotation avoiding gaps in the azimuthal resistivity acquisition which makes it ideal for geosteering.

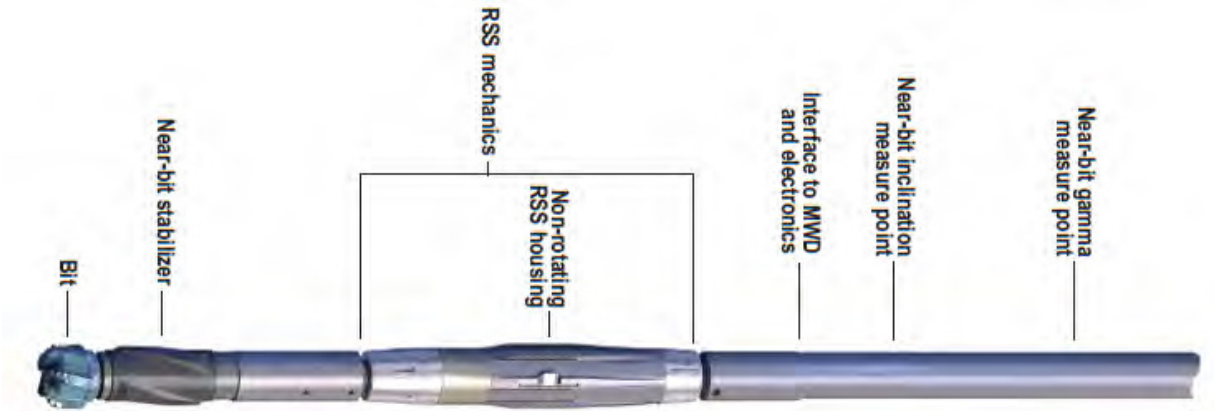


Figure 4: Rotary steerable point-the-bit system.

3.2 Logging While Drilling Tools

3.2.1 Near-bit Azimuthal Gamma Ray

The gamma ray sensor that was used is an azimuthal gamma ray which provides total gamma ray and quadrant image in real-time. It is placed inside rotary steerable tool in order to be as close as possible to the bit (near-bit) for early detection of dip and fault boundaries.



Figure 5: Azimuthal gamma ray sensor.

3.2.2 Deep Azimuthal Resistivity

The deep azimuthal resistivity tool can provide both standard resistivities and azimuthally binned measurements which will yield the distance-to-bed (DTB) measurement. Standard measurements are available for 30, 46, and 76-in. transmitter-to-receiver spacings at 2MHz, 400kHz and 100kHz frequencies, while azimuthal measurements are available for 56-in spacing for 400kHz and 2 MHz frequencies and for the ultra-deep transmitters at 100 kHz and 76-in. spacing, which provides early bed boundary detection, as well as the direction to the bed. As a result, it can be determined whether a bed is approaching, from the top or the bottom, as well as the distance and direction of a particular bed relative to the tool axis.

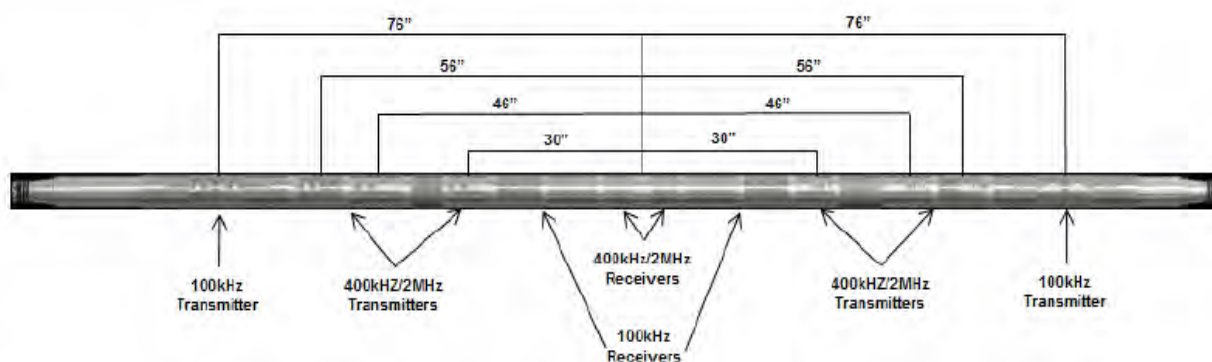


Figure 6: Deep azimuthal resistivity sensor.

3.2.3 Acoustic

Acoustic data was acquired post-drilling and used as an input in geo-mechanical calculation for the completion design. The acoustic tool, which was used, measures the compressional and shear velocities of a formation using a unipole transmitter and an array of six receivers. Sound waves emitted from the transmitter are recorded at the six receivers and the formation velocities are determined in the down-hole processor using semblance analysis, a method that detects the arrival of a mode by correlating the time of arrival across an array of receivers. The results of the semblance analysis are saved in a 96-bin array that contains the coherence as a function of velocity in what is known as a VDL (variable density log) array. The VDL is saved to memory and can be transmitted to the surface in real-time. Several tools are developed in the surface software to display and track features in the VDL to determine the formation velocities.

In addition and thanks to its design, the tool is capable to acquire azimuthal data to reveal shear anisotropy, such as intrinsic VTI anisotropy in horizontal shale wells. Understanding the orientation and magnitude of shear wave anisotropy is critical in planning horizontal shale development wells, modeling hydraulic fracturing performance, and optimizing frac stage placement.

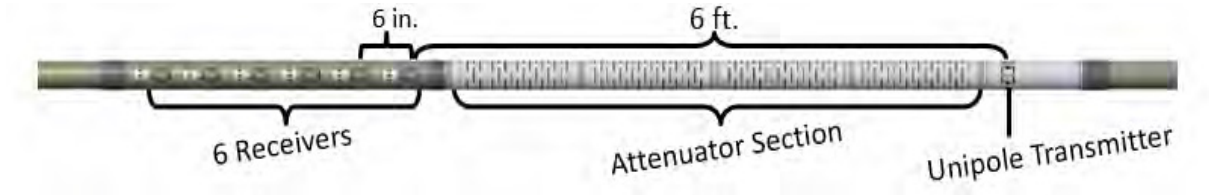


Figure 7: Acoustic sensor.

4. WELL PLACEMENT OPERATIONS

Well Placement is an interpretative process by which people through the use of technology interactively optimize a well construction with rigorous feasibility study and by placing the borehole with a specific geologic interval in real-time for the benefit of maximizing production or injection. The real time part of the process is commonly called geosteering.

The workflow shown in *figure 8* starts with the collection of information and data and ends providing information to the client that could be used for the next project in a loop of increased confidence.



Figure 8: Well placement process.

4.1 Data Collection

At the beginning of the operation, well-placement specialists requested all relevant well information and data necessary to prepare a geosteering model: data from nearby offset wells, gamma ray and resistivity primarily, but also other available information, such as geological and

seismic cross-sections. A pilot hole was planned to be drilled so it was expected to collect additional data before starting the sidetrack to reach the reservoir.

4.2 Pre-well Modelling and Feasibility Study

The pre-well model is the main tool used in geosteering. The pre-well model is necessary to correlate actual data in real time. Moreover, it is beneficial for other reasons:

- Positioning the well plan within the expected geological model helps to check the trajectory, the landing point, and the lateral drain to validate expected reservoir exposure.
- Having produced the model data curves and images, it is possible to evaluate the geosteering challenges, potential uncertainties, and the feasibility of the project.
- When using a resistivity tool, the pre-well model helps to identify specific curves among the many curves recorded in memory mode and enables real-time transmission of valuable information.
- The pre-well model defines which tools are required to enable a successful geosteering operation.
- From the pre-well model, geosteering strategy can be formulated.

Initially the pre-job modeling was prepared based on the primary offset well to define the best application and suite of curves to study the possible geological scenarios to overcome the expected challenges necessary to geosteer the objective successfully.

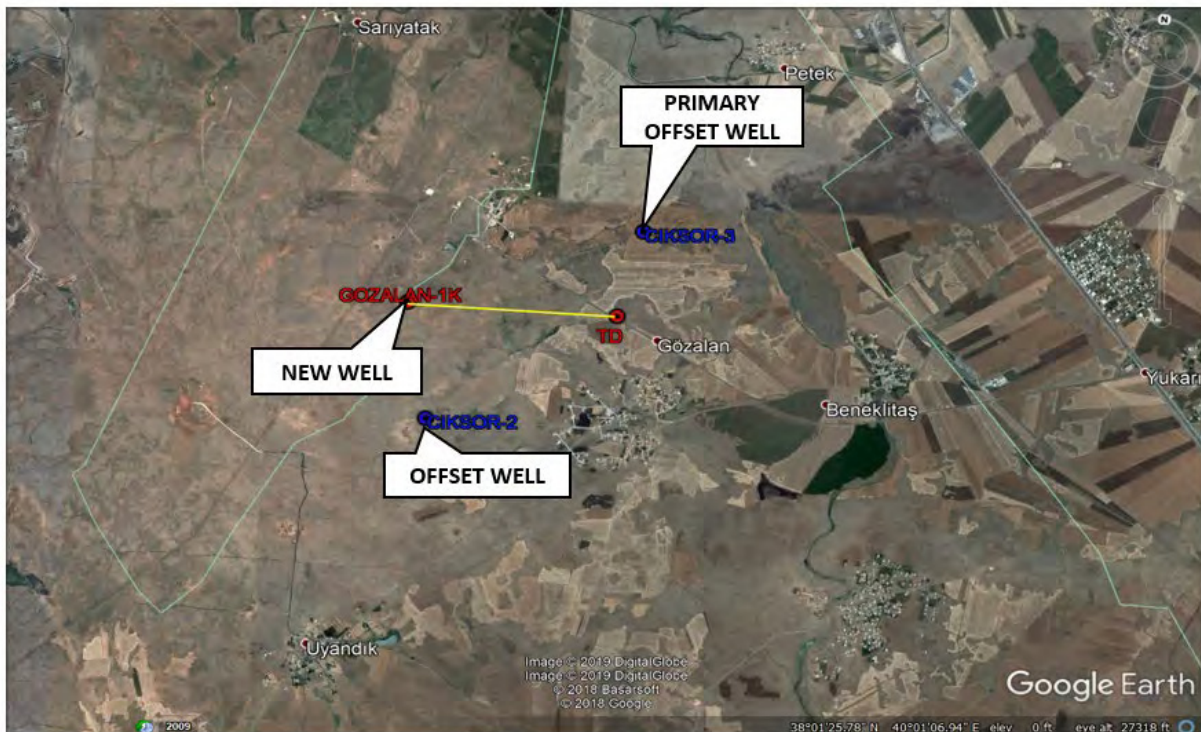


Figure 9: location of offset wells.

Log squaring (*fig. 10*) was performed on the offset wells data to determine the tentative behavior of the gamma ray and resistivity curves at the top and base of the target zone.

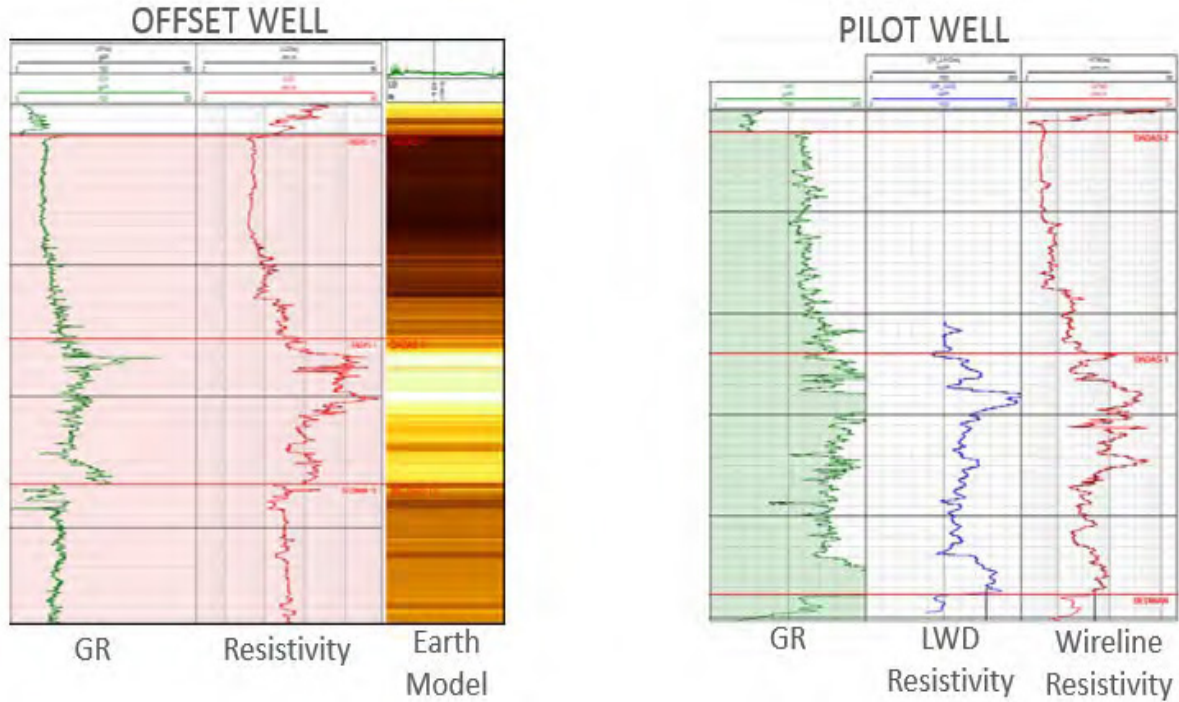


Figure 10: Log squaring and earth model.

In the second step of the pre-well model an 88deg path (in red in *figure 11*) was applied and let the software to forecast the curves and images which will be used for real time correlation. In particular resistivity curves acquired at high-inclination angles could be significantly different from those recorded in vertical wells and the pre well model forecasts resistivity effects that are typical of horizontal measurements, such as polarization horns at bed boundaries, as you can see in the picture which was done using earth model from offset well. Using the forward modelled resistivity curves as an input the inversion is run in order to see if the tool is capable to detect bed boundaries, and how far, and which curve combination, among all the available ones, is expected to give the best inversion result to be pulsed to surface in real time. In our case attenuation curves could not be used because of the high resistivity, which will cause low accuracy in attenuation measurement.

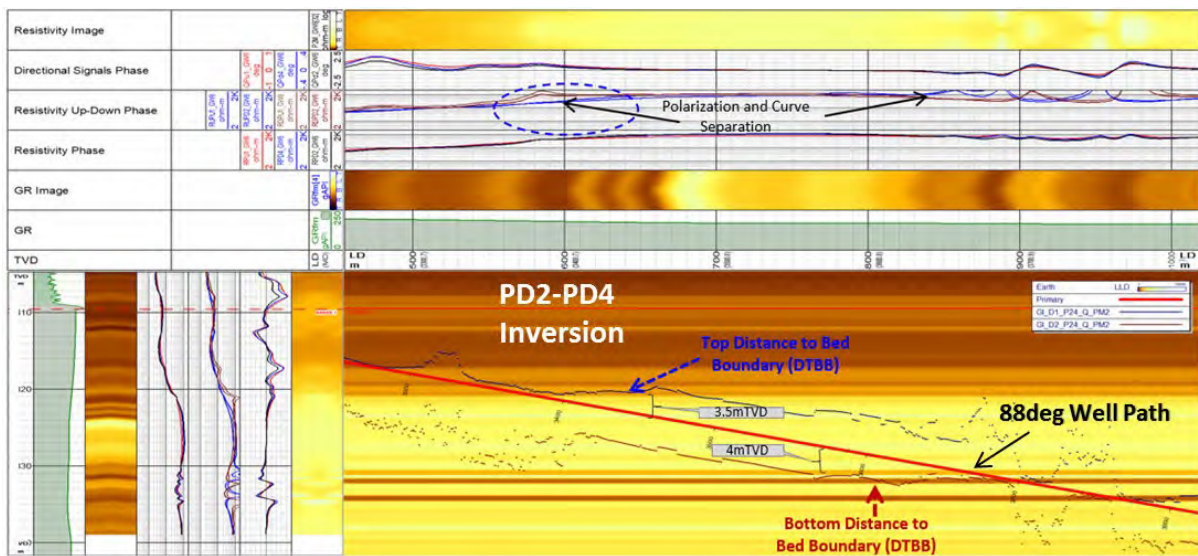


Figure 11: 2° incident angle well path (in red) applied to the earth model from the offset wells.

As shown in figure 11 a combination of 2MHz (PD2) and 400kHz (PD4) 56-in. spacing phase provided the best inversion result and capability to identify a bed 3.5 m far at the top and another 4 m far at the bottom. The 100kHz 76-in. spacing resistivity curve (PU1) cannot be used because it is expected to fully saturate due to some near boundary polarization horns effect.

In the third step the planned trajectory was also applied to the same simplified earth model, and the expected response of LWD tools was calculated confirming the combination of deep phase 2MHz (PD2) and 400kHz (PD4) as the one providing the best inversion result to identify beds.

After the pilot hole was drilled, the model was updated based on the acquired geophysical information and the target zone was accurately defined, based also on the chemo-stratigraphic data.

According to the modelling results, based on both offset and pilot wells data, the deep azimuthal resistivity showed a very good response in the zone of interest where the inverted distance-to-bed (DTB) parameters was expected to be capable to stay within the top and base boundaries continuously mapping them in real time. Phase Deep 2MHz (PD2), Phase Deep 400kHz (PD4) and Phase Ultra Deep 100kHz (PU1) measurements from azimuthal resistivity tool were chosen to be transmitted to surface to enable different combinations sensitive to closer or further beds.

4.3 Pre-well Discussion

The model was presented to the customer for review during a pre-job meeting, to show expected challenges based on tool response and to establish communication protocols within the geosteering team. In particular it was decided to have one geosteering engineer at rig site and one in client office in order to directly discuss with the team before passing any request of change in the trajectory to the directional drillers at rig site. The two geosteering specialists would have been sending an official report to the geosteering team every 12 hours and prior to each shift change.

4.4 Real Time Geosteering

As the well is drilled, specialists continually compared the geosteering model, GR and resistivity shaded in grey (1) in *figure 12*, with real-time logging-while-drilling data and adjust the model as needed. When necessary they sent geosteering recommendations in accordance with pre-established communication protocol. In addition to communicating continually, they prepared a report every 12 hours, prior to each shift change.

The biggest challenge here was the “inversed” unfavorable scenario of having relatively low resistivity in reservoir with high resistivity at shoulder bed causing also frequent polarization horns. This made difficult to achieve reliable inversion result (2), but it was successfully forecasted in pre-well modelling, so it has been possible to select the right curve combination and optimized input parameters.

Azimuthal near bit GR was very useful in providing borehole images for dip picking with resulting bed inclination shown as dark green lines, (3) in *figure 12*.

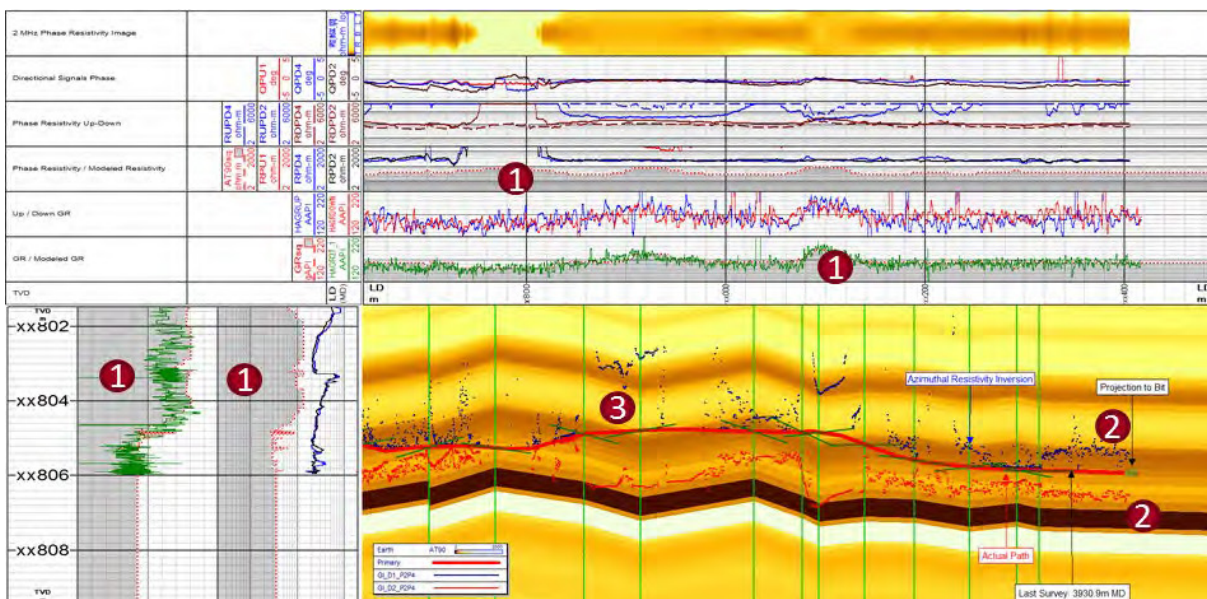


Figure 12: Real time operational screen for geosteering. Green vertical lines indicate where the original model was tilted supported by 3 different sources: (1) correlation of real time GR and resistivity with model, (2) resistivity inversion result and (3) dips from azimuthal GR.

4.5 Results

Total footage drilled: 1,291m in 2 runs.

Total footage drilled in the Curve Section: 260 m.

Total footage drilled in the Lateral Section: 1,031 m, 100% in the target interval (Dadas-1).

Average ROP in the Lateral Section: 14 m/hr.

Final total depth TVD +3m from the planned well TD.

After reaching total depth, a post-well report was compiled. It contains detailed descriptions of all geosteering recommendations, model correlation plots, and geosteering suggestions for future operations.

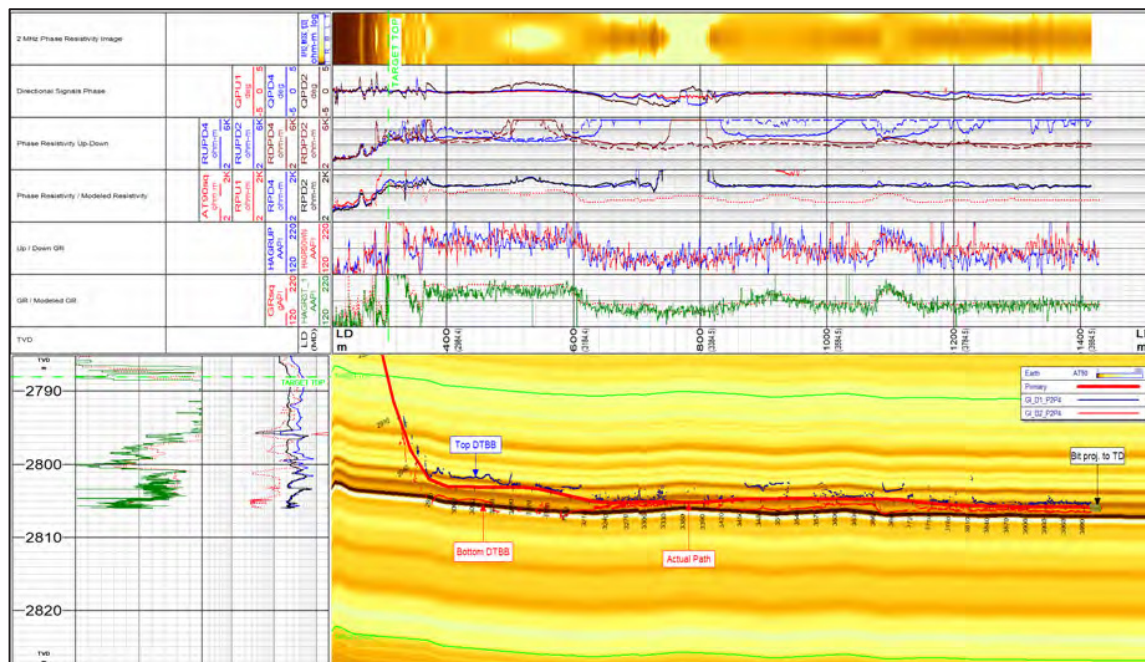


Figure 13: Final composite view.

Memory data downloaded from the tool was also analyzed in search of any finding from the higher data density of the measurement stored in the memory of the tool. Post job analysis of the recorded data gave an alternative solution shown in figure 14 with an additional possible small fault from GR and resistivity image, with the model still matching and confirming the inversion.

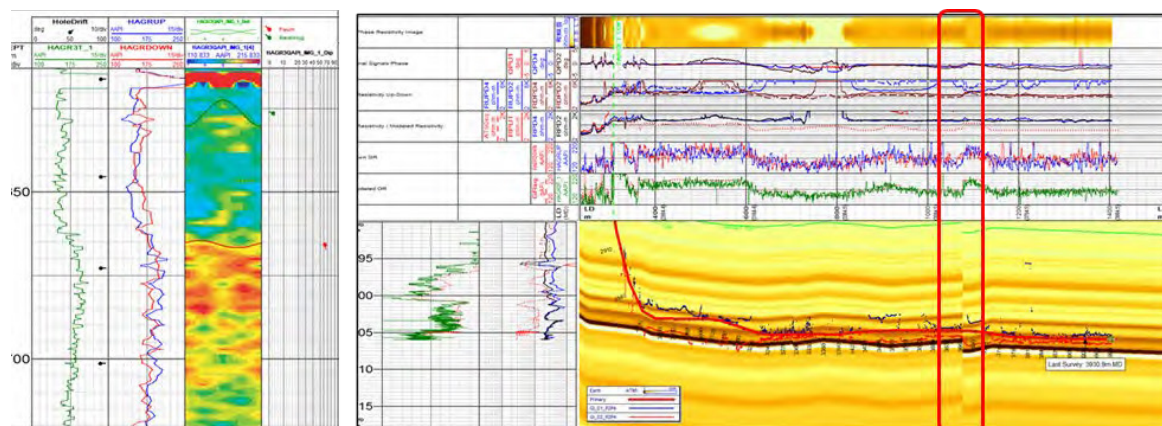


Figure 14: post job analysis identifies an additional possible small fault from gamma ray image matching with resistivity inversion and image (in the rectangles).

5. CONCLUSIONS

All directional objectives were achieved during logging and geosteering of 8 ½-in sections despite the challenging resistivity environment with relatively low resistivity in reservoir and high resistivity at shoulder bed with consequent limited Depth of Detection capability.

Polarization horns and resistivity curve saturation, forecasted by the pre-well model, were successfully overcome using an optimized inversion processing and curve combination to compute distance to bed to proactively change the well trajectory and follow the pay zone.

Real time monitoring was successfully achieved during drilling and logging operation:

- the robust correlation of the real time near-bit gamma measurements combined with azimuthal resistivity tool confirmed the accuracy of the structural interpretation and the position of the wellbore in the pay zone;
- close monitoring of the equivalent circulating density (ECD), torque and drag, losses and drilling parameters to perform corrective actions to avoid pack off after experiencing them during the first run.

Combination of rotary steerable (RSS) and geosteering service using near bit azimuthal gamma ray and azimuthal resistivity measurements enable to achieve an average rate of penetration (ROP) of 14m/hrs while drilling lateral section, which is two times faster than expected, while keeping the lateral section in the target interval.

REFERENCES

- Aydemir A., *Comparison of Mississippian Barnett Shale, Northern-Central Texas, USA and Silurian Dadas Formation in Southeast Turkey*, Journal of Petroleum Science and Engineering 80 (2012) 81–93.
- Diab M. S., Castle J., 2013, September 24, *LWD Systems Address Formation Evaluation, Completions, and Production in Shale*, SEG.
- Mickael, M. W., Barnett, C., Diab, M. S., 2012, January 1, *Shear Wave Anisotropy Measurement from Azimuthally Focused LWD Sonic Tool*, Society of Petroleum Engineers.
- Oktaya B., Wellmanb C.H., *Palynological analysis of Upper Ordovician to Lower Silurian sediments from the Diyarbakir Basin, southeastern Turkey*, Review of Palaeobotany and Palynology 263 (2019) 28–46.
- Oztürka S.S., Demirelb I.H., Y. Günayc Y., *Petroleum source rock potential of the Silurian Dadas Shales in the Hazro and Korudag regions of Southeast Anatolia, Turkey*, Marine and Petroleum Geology 75 (2016) 53e67.
- Pitcher L.J. L., Jackson, T., 2012, *Geosteering in Unconventional Shales: Current Practice and Developing Methodologies*, SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria 20-22 March.

Tükenmiş Şeyl Gazı Rezervuarlarında Karbondioksit Depolanmasının Yapay Sinir Ağı Aracının Geliştirilmesi

Burak Kulga¹, Turgay Ertekin²

¹ İstanbul Teknik Üniversitesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, Maslak, İstanbul, 34467, Türkiye

² The Pennsylvania State University, Department of Energy and Mineral Engineering, University Park

ÖZ

Yatay kuyu ve hidrolik çatlatma teknolojilerinin keşfi ve bir arada kullanılması ile şeyl gazı ya da şeyl petrolü rezervuarları hidrokarbonların ekonomik olarak üretilmesini sağlamıştır. Şeyl gazı rezervuarları karbondioksit gazının şeyl gazı kayaç yüzeyine tutunma özelliği avantajı nedeniyle uzun dönem depolama rezervuarı olarak düşünülmektedir. Bu çalışmada günümüzde hemen hemen her alanda sıklıkla kullanılan yapay sinir ağı tekniği ile şeyl gazı rezervuarlarından üretim ve tüketilmiş şeyl gazı rezervuarlarına karbondioksit depolama operasyonların yapay zeka aracı geliştirilmiştir. Bu araç geliştirilirken sayısal olarak benzetimini bileşimli, çift-gözenekli, çift-geçirgenlikli, çok-evreli şekilde modelleyebilecek özelliklere sahip PSU-SHALECOMP yazılımı kullanılmıştır. Hidrolik çatlakların benzetimi de canlandırılmış rezervuar hacmi (SRV) yaklaşımı ile yapılmıştır. Geliştirilen yapay sinir ağı aracı istenilen şeyl gazı üretim ve karbondioksit depolama senaryolarını ticari yazılım kullanmaksızın saniyeler içinde %96'dan daha yüksek doğruluk payı içerisinde çözebilecek başarıya sahip olduğu saptanmıştır.

1 GİRİŞ

Fosil yakıtlara olan ihtiyacın giderek artması ve sıradan rezervuarlardan gelen üretimin azalması petrol endüstrisini son on yıllarda sıradışı rezervuarlardan üretim yapmaya yöneltmiştir. Yatay kuyu ve kuyu canlandırma yöntemlerindeki gelişmeler ve beraber başarılı şekillerde kullanımları şeyl gazı ve şeyl petrolü rezervuarlarından verimli ve ekonomik biçimde üretim yapılabilmesini beraberinde getirmiştir. Şeyl gazı sahalarından başarılı bir şekilde üretim yapılabilmesinin arkasında yıllar boyu süren uygulamalar ve araştırmalar vardır. Bu çalışmalar şeyl rezervuarlarının kayaç ve akış yapısının çok karmaşık olduğunu göstermiştir (Andrade et al., 2010). Bu karmaşık yapılar saha çalışmalarında kullanılan donanımların, çözümlemelerin daha gelişmiş ve çok yönlü olması sonuçlarını doğurmuştur.

Geçmiş yıllarda farklı sayısal benzetim uygulamaları ve iş akışları bulunmuştur. Şeyl gazı ve şeyl petrolü rezervuarlarının modellemesi için çift-gözeneklilikli/çift-geçirgenlikli biçimlendirme uygulamaların daha doğru sonuçlar verdiği saptanmıştır (Bourbiaux et al., 2002). Bu saptama çerçevesinde, bileşimsel, çift-gözeneklilikli, çift-geçirgenlikli, çok-evreli bir benzetimci olan PSU-SHALECOMP benzetimcisi geliştirilmiş ve canlandırılmış rezervuar hacmi (SRV) yöntemi ile beraber kullanılmıştır (Kulga, 2014). Bu yöntemin hızlı ve hassas sonuçlar verdiği Kulga'nın 2018 yılındaki çalışmasında gösterilmiştir (Kulga and Ertekin, 2018).

Sayısal rezervuar benzetimi fizik-güdümlü {physics-driven} bir modelleme yaklaşımıdır ve petrol endüstrisi karar verme aşamalarında genelgeçer yöntem olarak kullanılır. Ancak yöneylemlerin her aşamasında çok büyük miktarlarda veri girişi olması ve günümüzde çalışma hayatının her aşamasında hızlı kararlar alınması gerekliliği, daha hızlı olan iş akışlarının geliştirilmesi gerekliliğini de beraberinde getirmiştir. Bu bahsedilen endüstri ortamında eskisi ile kıyaslandığında çok daha fazla olan veriler kullanılarak zaman kazandıran

ve yöneylemler için daha gelişmiş öngörüler yapabilen iş akışları geliştirilmesi hedeflenmektedir. Fizik-güdümlü yöntemlere seçenек olabilecek bir yöntem de veri-güdümlü {data-driven} yöntemlerdir. Fizik-güdümlü yöntemlerde fiziksel bir davranışın tanımlaması yapılırken bazı işlevsel ilişkilerin ve denklemlerin kabulleri yapılır. Veri-güdümlü yöntemlerde giriler {input} ve çıktılar {output} arasındaki ilişkilere yapay zeka yazılımları kullanılarak yapay zeka araçlarının eğitimi sağlanır. Bugüne kadar yapılmış veri-güdümlü çalışmalar kendini ispat etmiş ve hemen hemen her sektörde kullanılan bir yöntem halini almıştır.

Bu çalışmanın amacı ise hidrolik çatlaklı yatay kuyuların şeyl gazı rezervuarlarındaki performansını hızlıca görebilmek için bir yapay sinir ağı aracının geliştirilmesidir. Ayrıca, atmosfere salınan karbondioksit gazının yakalanıp tükenmiş şeyl gazı rezervuarlarında depolanması da incelenmiş ve bu yapay zeka çalışmasına eklenmiştir. Bu veri-güdümlü yapay sinir ağı çalışmasında yukarıda belirtildiği gibi karmaşık bir yapı olan şeyl gazı sahalarının sayısal benzetimini sektörün en gelişmiş benzetimcilerinden biri olan PSU-SHALECOMP benzetimcisi kullanılmıştır. Geliştirilen araç hem metan üretimi hem de karbondioksit enjeksiyonu kapsamından ötürü oldukça karmaşık ve ileri bir yapay sinir ağı aracıdır.

2 YÖNTEMBİLİMİ

2.1 Bileşimsel Akışkan Akışı Modeli ve Canlandırılmış Rezervuar Hacmi Yöntemi

Şeyl gazı rezervuarlarının doğal-çatlaklı yapısı çift-gözeneklilikli/çift-geçirgenlikli bir şekilde modellenebilir. Bu formasyonların çatlaklı yapısının içindeki akış Darcy ve Fick kanunlarını bir arada ve birbirinden bağımsız olarak tek bir denklem içinde tanımlanması aşağıdaki gibidir (Kulga, 2014; Kulga and Ertekin, 2018):

$$\nabla \left[\frac{D_{l,F} \phi_F S_{g,F} A}{5.615} \nabla \left(X_{l,F} \frac{S_{g,F}}{B_{g,F}} \right) + X_{l,F} \frac{A k_F k_{r,g,F}}{\mu_g B_{g,F}} \nabla \Phi_{g,F} + R_{sw,l,F} \frac{A k_F k_{r,w,F}}{\mu_w B_{w,F}} \nabla \Phi_{w,F} \right] + \Gamma_{g,l,F} + q_{g,l} + q_w R_{sw,l,F} = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(X_{l,F} \frac{V_b \phi_F S_{g,F}}{B_{g,F}} + R_{sw,l,F} \frac{V_b \phi_F S_{w,F}}{B_{w,F}} \right) \quad 1$$

Denklem 1’de ϕ_F çatlak gözenekliliğini, $S_{g,F}$ çatlaklardaki gaz doygunluğunu, A kesit alanını; $\phi_F S_{g,F} A$ ise gaz difüzyonunun etkin alanını tanımlar. $D_{l,F}$ çatlaklardaki gaz bileşeninin difüzyon katsayısı, $X_{l,F}$ çatlaklardaki gaz bileşeninin mol kesri, $B_{g,F}$ çatlaklardaki gaz evresinin (phase) formasyon hacim faktörü, k_F çatlak geçirgenliliği, $k_{r,g,F}$ çatlaklardaki gazın göreceli geçirgenliliği, μ_g gaz ağdalılığı, $\Phi_{g,F}$ çatlaklardaki gazın akış potansiyeli, $R_{sw,l,F}$ çatlaklardaki gaz bileşeninin çözünmüş gaz/su oranı, $k_{r,w,F}$ çatlaklardaki suyun göreceli geçirgenliliği, μ_w su ağdalılığı, $B_{w,F}$ çatlaklardaki su evresinin formasyon hacim faktörü, $\Phi_{w,F}$ çatlaklardaki suyun akış potansiyeli, $\Gamma_{g,l,F}$ çatlaklardaki gaz evresinin gözeneklilik-arası terimi, $q_{g,l}$ gaz bileşeninin üretim debisi, q_w su üretim debisi, t zaman, V_b denetlenen hacimdir.

Şeyl gazı rezervuarlarında kayaç kalıplarındaki {rock matrix} gazın akış denklemi ise aşağıdaki tanımlanmıştır (Kulga, 2014; Kulga and Ertekin, 2018):

$$\Gamma_{g,l,M} + q_{srp,l} = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(X_{l,M} \frac{V_b \phi_M S_{g,M}}{B_{g,M}} + R_{sw,l,M} \frac{V_b \phi_M S_{w,M}}{B_{w,M}} \right) \quad 2$$

Denklem 2’de $\Gamma_{g,l,M}$ kayaçtaki gaz evresinin gözeneklilik-arası terimi, $q_{srp,l}$ gaz bileşeninin soğurma debisi, ϕ_M kayaç kalıplarının gözenekliliği, $S_{g,M}$ kayaç kalıplarındaki gaz

doygunluğu, $B_{g,M}$ kayaç kalıplarındaki formasyon hacim faktörü, $R_{sw,l,M}$ kayaç kalıplarındaki gaz bileşeninin çözelti gaz/su oranı, $S_{w,M}$ kayaç kalıplarındaki su doygunluğu, $B_{w,M}$ ise kayaç kalıplarındaki suyun formasyon hacim faktörüdür.

Şeyl gazı rezervuarlarında çatlaklardaki su akış denklemi ise aşağıdaki tanımlanmıştır (Kulga, 2014; Kulga and Ertekin, 2018). Aşağıdaki denklemde $\Gamma_{w,F}$ çatlaklardaki su evresinin gözeneklilik-arası terimidir.

$$\nabla \left[\frac{Ak_F k_{rw,F}}{\mu_w B_{w,F}} \nabla \Phi_{w,F} \right] + \Gamma_{w,F} + q_w = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{V_b \phi_F S_{w,F}}{B_{w,F}} \right) \quad 3$$

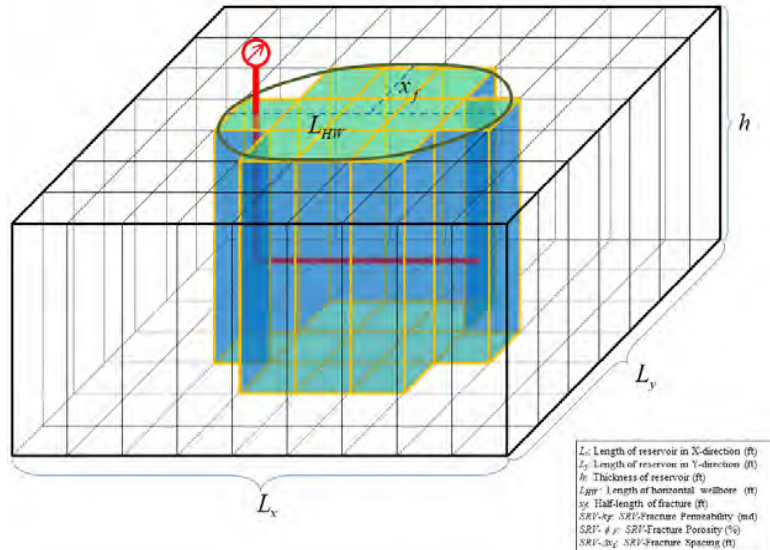
Şeyl gazı rezervuarlarında kayaç kalıplarındaki suyun akış denklemi ise aşağıdaki tanımlanmıştır (Kulga, 2014; Kulga and Ertekin, 2018):

$$\Gamma_{w,M} = \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{V_b \phi_M S_{w,M}}{B_{w,M}} \right) \quad 4$$

Kulga'nın 2014 ve 2018 yıllarında yayınlamış olduğu çalışmalarda bu denklemlerin ve iş akışının daha ayrıntılı ve kapsamlı hali bulunabilir (Kulga, 2014; Kulga and Ertekin, 2018).

Günümüzde hidrolik çatlatma yöneylemleri çok gelişmiş ve bazı yatay kuyularda 40 hidrolik çatlatma sayısına kadar çıkabilmektedir. Bu gibi kuyuların sadece benzetiminin modellenmesinin yapılması bile günler alabilmektedir. Ayrıca, kuyunun gerçek saha verisinin benzetiminin yapabilmesi, modelin olgunlaştırılması, eniyilemesi {optimization} daha da uzun sürelerin harcanmasına neden olabilir.

SRV yönteminde hidrolik çatlaklar ayrı ve her biri birbirinden bağımsız şekilde modellenmez. Kuyuların olduğu ve çevre ağbloklarının {gridblock}, yani hidrolik çatlakların olduğu varsayılan blokların çatlak gözenekliliği, çatlak geçirgenliği ve çatlak aralığı değerlerinde değişiklik yapılarak saha benzetimlenir (Kulga and Ertekin, 2018). Şekil 1'de tek-yatay-kuyu ve hidrolik çatlatmasına örnek bir tasarım görülmektedir. Sayıca daha az ağbloğu kullanılması nedeniyle benzetim yürütmeleri daha sorunsuz ve hızlı çalışabilmektedir (Siripatrachai and Ertekin, 2012), (Kulga and Ertekin, 2018).



Şekil 1: SRV yöntemini gösteren basit bir tasarım (Kulga and Ertekin, 2018).

2.2 Veri-güdümlü Modelleme

Veri-güdümlü modelleme fizik-güdümlü yöntemlere bir seçenek olabilecek ya da fizik-güdümlü yöntemleri destekleyecek makine öğrenmesini ve sayısal zeka {computational intelligence} yöntemlerini kapsayan bir çözümlemedir (Solomatine et al., 2008). Veri-güdümlü bir yapay zeka aracının geliştirilmesine başlamadan önce aracın birincil amacına ve kapsamına karar verilmesi çok önemlidir. Kapsam belli olduktan sonra hangi değişkenlerin hangi aralıklarda kullanılacağına da dikkatlice karar verilmelidir ki üretilen sonuçlar belirlenen sınırlar çerçevesinde anlamlı değerler olabilsin. Bu aşamadan sonra aracın geliştirilmesine geçilir. Bu aşama iki adımdan oluşur. Birincisi yüksek duyarlılıkta bir aracın geliştirilmesinde kullanılacak yeterli büyüklükte ve temiz bir veri öbeğinin oluşturulmasıdır. Gürültülü veri öbekleri, geliştirilecek yapay sinir sistemi aracının çıktılarının başarısız olmasına sebep olur. İkinci adım ise yapay sinir ağı modelinin eğitimi kapsar. Burada onlarca eğitim çözümlemesi (algoritma) arasından doğru olanın seçilmesi oldukça önemlidir. Bu aracın duyarlılığı ile birebir ilintili bir adımdır (Mohaghegh, 2011).

Bu çalışmada, yukarıda bahsedilen birinci adımdaki girilere karar verilirken ve giri grubu oluşturulurken MATLAB yazılımı (MATLAB, 2013) kullanılmış; veri öbeğinin oluşturulmasında ise PSU-SHALECOMP benzetimcisi kullanılmıştır (Kulga, 2014).

2.3 Sayısal Benzetim Tasarımlarının Oluşturulması

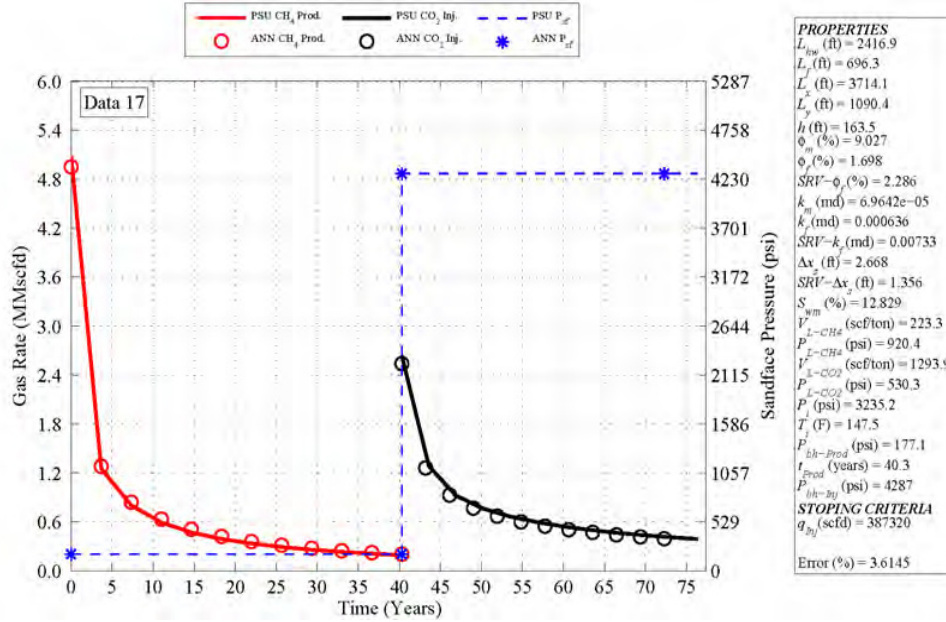
Sayısal modellerde Tablo 1'deki değerler kullanılmıştır. Hacimsel bir şeyl gazı rezervuarının metan ile %100 doygun olduğu varsayımı yapılmıştır. Yatay kuyunun ortada ve kenarlara eşit uzaklıkta olduğu 650 adet farklı benzetimden oluşan bir veri öbeği oluşturulmuştur (Kulga, 2014).

Tablo 1: Monte Carlo Benzetiminde kullanılan sabitler (Kulga, 2014)

Değişkenler	Enküçük	Enbüyük	Birimler
Yatay Kuyu Uzunluğu (L_{hw})	2000	5000	ft
Hidrolik Çatlak Uzunluğu (L_f)	200	1000	ft
X yönündeki rezervuar uzunluğu (L_x)	$1.2 \times L_{hw}$	$1.6 \times L_{hw}$	ft
Y yönündeki rezervuar uzunluğu (L_y)	$1.2 \times L_f$	$2 \times L_f$	ft
Kalınlık (h)	100	300	ft
Kayaç Gözenekliliği (ϕ_M)	5	10	%
Çatlak Gözenekliliği (ϕ_F)	0.5	2	%
SRV Çatlak Gözenekliliği ($SRV - \phi_F$)	$1.2 \times \phi_F$	$1.5 \times \phi_F$	%
Kayaç Geçirgenliği (k_M)	1e-06	1e-04	md
Çatlak Geçirgenliği (k_F)	1e-04	1e-03	md
SRV Çatlak Geçirgenliği ($SRV - k_F$)	$2 \times k_F$	$12 \times k_F$	md
Çatlak Aralığı (Δx_s)	0.9	3.0	ft
SRV Çatlak Aralığı ($SRV - \Delta x_s$)	$0.4 \times \Delta x_s$	$0.8 \times \Delta x_s$	ft
Kayaç Su Doygunluğu ($S_{w,F}$)	6	13	%
CH ₄ Langmuir Hacmi (V_{L-CH_4})	50	250	scf/ton
CH ₄ Langmuir Basıncı (P_{L-CH_4})	200	1,000	psi
CO ₂ Langmuir Hacmi (V_{L-CO_2})	$2 \times V_{L-CH_4}$	$6 \times V_{L-CH_4}$	scf/ton
CO ₂ Langmuir Basıncı (P_{L-CO_2})	200	1000	psi
Rezervuar Basıncı (P_i)	3000	8000	psi
Rezervuar Sıcaklığı (T)	120	200	F
Üretim Kısıtlama Koşulu ($P_{sf-prod}$)	$0 \times P_i + 14.7$	$0.5 \times P_i + 14.7$	psi

Üretim süresi (t_{prod})	7300	18250	days
Enjeksiyon Kısıtlama Koşulu (P_{sf-inj})	$1.1 \times P_i + 14.7$	$1.5 \times P_i + 14.7$	psi
Enjeksiyon Sonlandırma Koşulu ($q_{sf-inj-STOP}$)	200000	600000	SCFD

Şekil 2’de PSU-SHALECOMP’a tanıtılan giriler ile elde edilmiş sonuçlar görülmektedir. Bu şekilde kırmızı ve siyah çizgiler PSU-SHALECOMP üretim ve enjeksiyon sonuçlarıdır. Kesikli mavi çizgi ise üretim ve enjeksiyon basınç kısıtlamalarıdır. Yuvarlaklar ve mavi yıldızlar yapay sinir ağı aracı tarafından yapılmış üretim ve enjeksiyon zaman kestirimleridir.



Şekil 2: Örnek bir üretim enjeksiyon performansı (Kulga, 2014).

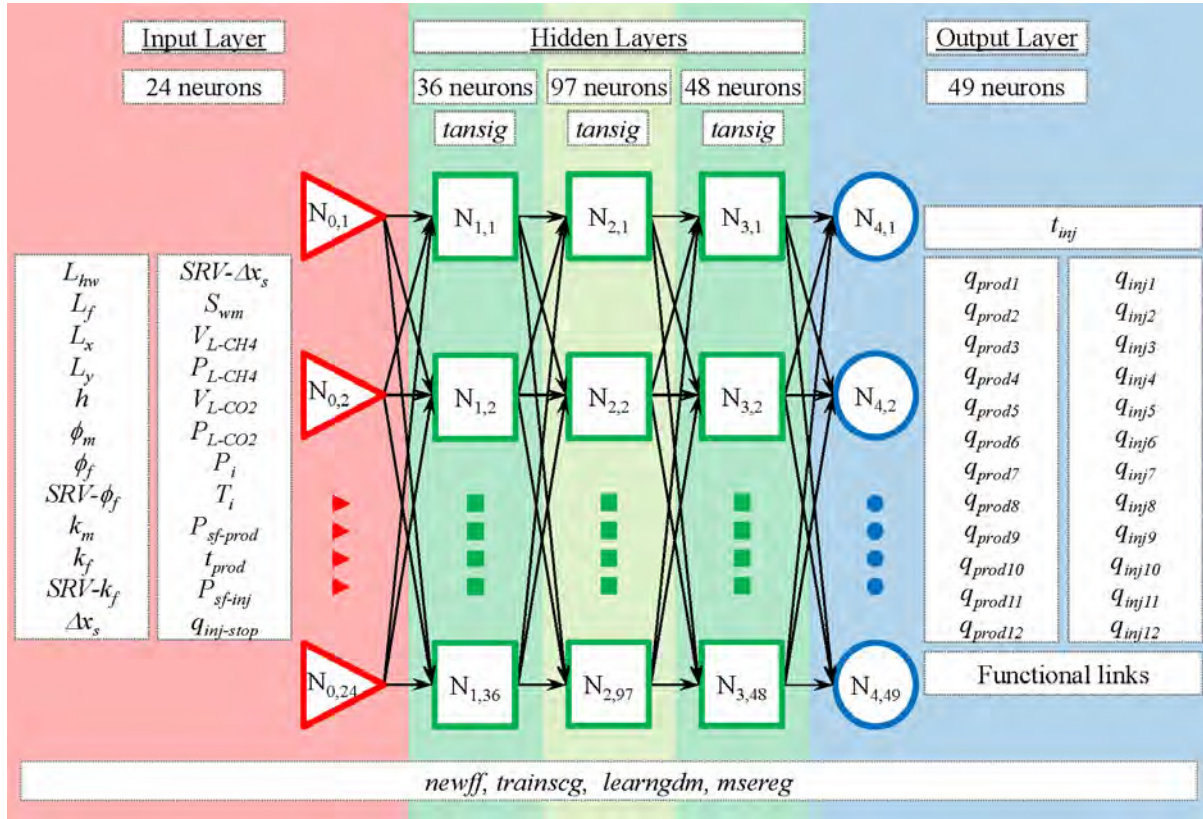
3 SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Şekil 3 yapay sinir ağı aracının son tasarımını göstermektedir. Bu aracın geliştirilmesinde MATLAB yapay sinir ağı tasarım araçları kullanılmıştır (MATLAB, 2013). Tablo 1’deki değerler ile eğitilen yapay sinir ağının giri katmanında 24 tane değer vardır. Bunlar yatay kuyu uzunluğu, hidrolik çatlak uzunluğu, X yönündeki rezervuar uzunluğu, Y yönündeki rezervuar uzunluğu, kalınlık, kayaç gözenekliliği, çatlak gözenekliliği, SRV çatlak gözenekliliği, kayaç geçirgenliği, çatlak geçirgenliği, SRV çatlak geçirgenliği, çatlak aralığı, SRV çatlak aralığı, kayaç su doygunluğu, CH₄ Langmuir hacmi, CH₄ Langmuir basıncı, CO₂ Langmuir hacmi, CO₂ Langmuir basıncı, rezervuar basıncı, rezervuar sıcaklığı, üretim kısıtlama koşulu, üretim süresi, enjeksiyon kısıtlama koşulu, enjeksiyon sonlandırma koşuludur (Kulga, 2014).

Üç tane gizli katmandan {hidden layer} oluşan düzencenin ilk gizli katmanında 36, ikinci katmanda 97, ve üçüncü katmanında 48 tane adet yapay sinir hücresi bulunmaktadır. Bu tasarıma yaklaşık 100,000 yapay sinir ağı benzetimi arasından bakılarak karar verilmiş ve hata payı en düşük olan tasarım seçilmiştir (Kulga, 2014).

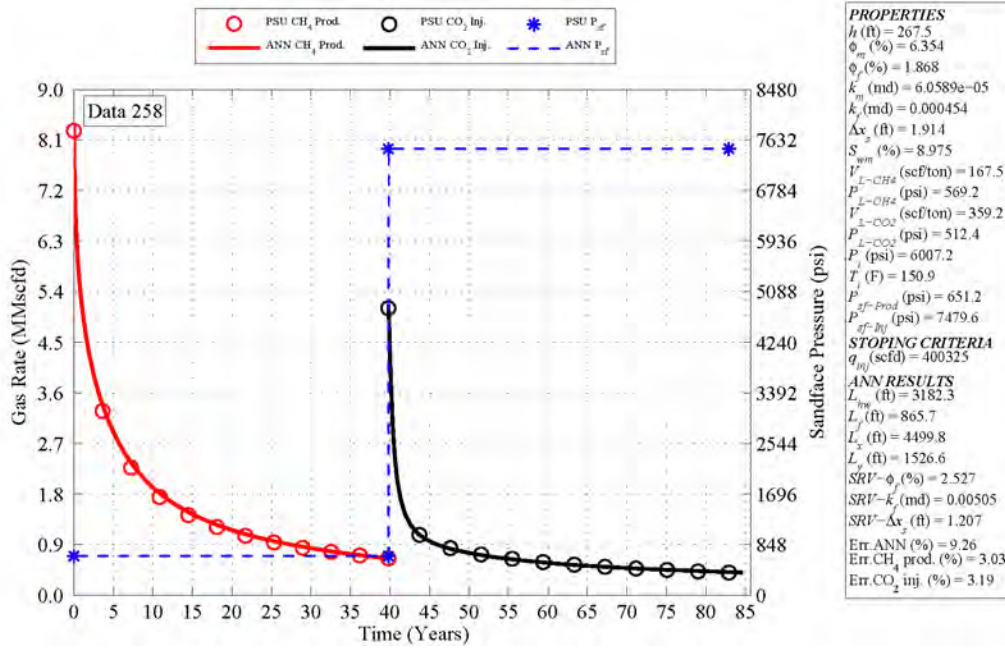
Bu aracın çıktı katmanında {output layer} ise PSU-SHALECOMP tarafından çözümlenen üretim ve enjeksiyon sonuçları vardır. Üretim ve enjeksiyon eğrilerinin her biri 12 eşit parçaya bölünmüş ve bu değerler yapay sinir ağı eğitilirken çıktı katmanının 12 üretim ve 12 enjeksiyon değeri olacak şekilde tanıtılmıştır (Şekil 3). Bu katmanda aracın duyarlılığını

arttırmak, daha başarılı bir araç geliştirmek için giri değerlerinin farklı birleşiminden oluşan 25 adet görevci bağ {functional link} kullanılmıştır.

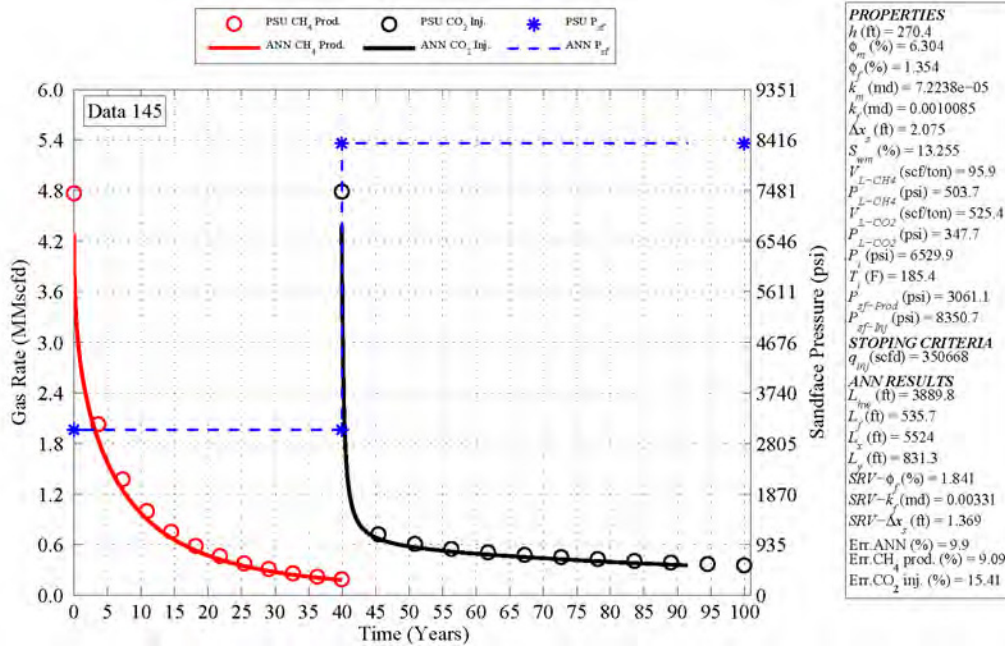


Şekil 3: Yapay sinir ağının son tasarımı (Kulga, 2014).

Sonuç olarak, elde edilen yapay sinir ağı aracı hiçbir sayısal benzetimcisi kullanmadan saniyeler içinde üretim ve enjeksiyon değerlerini farklı zaman aralıkları içinde ortalama olarak %4.44 oranında bir hata payı ile çözümleyebilmektedir (Kulga, 2014). Şekil 4 ve Şekil 5 hata payları yaklaşık olarak %3 ve %12 olan iki örnek sonuç performansını göstermektedir. Bu iki örnekte yapay sinir ağının başarılı sonuçlar verdiği görülebilir.



Şekil 4: Yapay sinir ağı ile elde edilmiş örnek bir kestirim (258 no'lu veri öbeği) (Kulga, 2014).



Şekil 5: Yapay sinir ağı ile elde edilmiş örnek bir kestirim (145 no'lu veri öbeği) (Kulga, 2014).

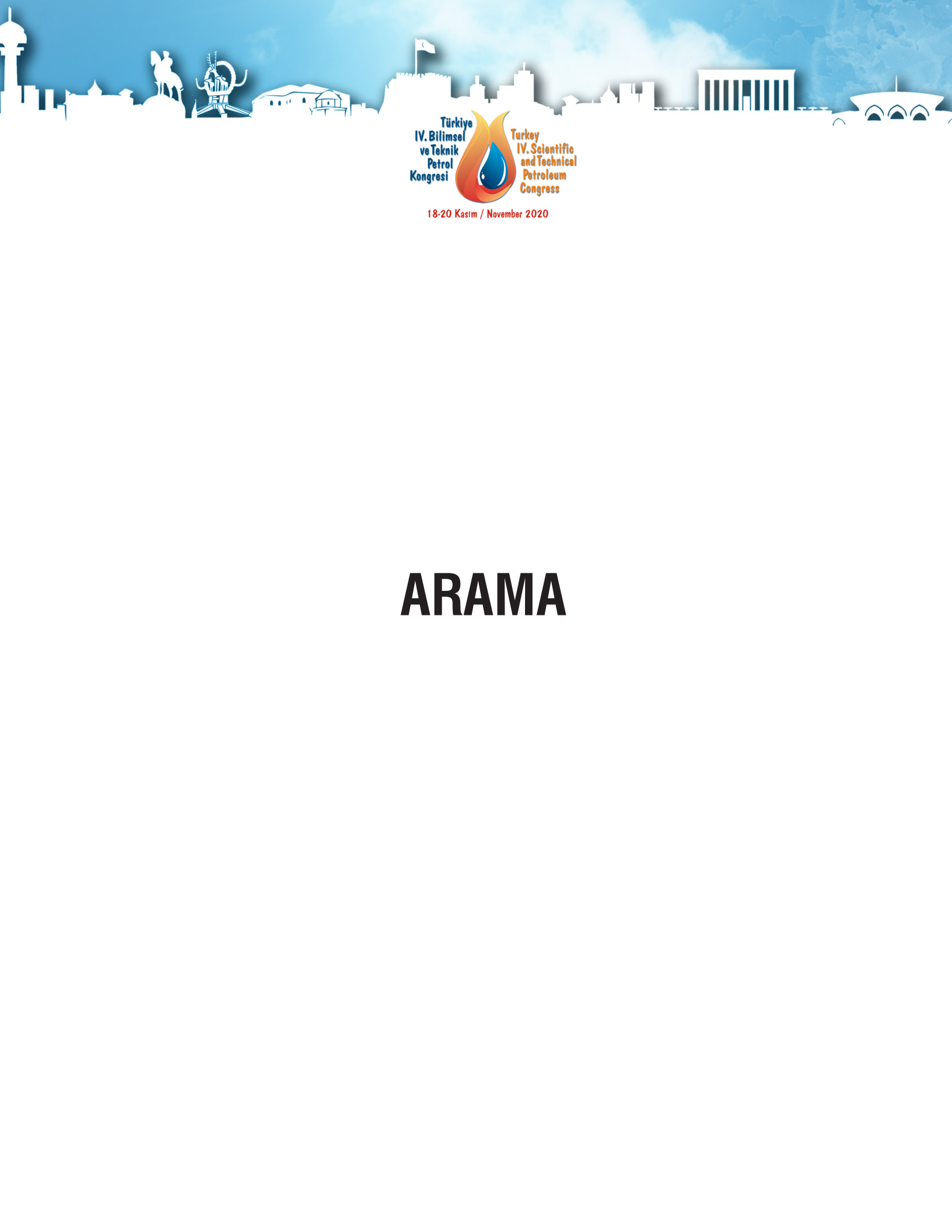
Yapay sinir ağı aracı özellikle üretim aşamasının kestirimini çok daha başarılı şekilde yapabilmektedir. Ancak karbondioksit enjeksiyonu aşamasında bilinmezlik ve karmaşıklık arttığı için başarı oranı bir miktar düşmektedir. Bu sonuçlar çerçevesinde, bu aracın şeyl gazı sahalarında metan üretim ve karbondioksit enjeksiyon tasarımlarında ticari benzeticileri destekleyen, projelerin iş akışını hızlandıran ve projenin ana bileşeni olan benzetimcilere yardımcı bir yazılım olduğu düşünülmektedir.

4 SONUÇ

Bu çalışmada, şeyl gazı sahalarında hidrolik çatlaklı yatay kuyulardan yapılacak metan üretimi ve bu tükenmiş sahalara yapılacak karbondioksit enjeksiyonunun PSU-SHALECOMP benzetimcisi ile yapılmış yürütümlerinden elde edilmiş sonuçlar ile bir yapay sinir ağı aracının eğitimi yapılmıştır. Aracın verdiği sonuçlar ortalama olarak %4.4 gibi bir hata payı içinde olup ile oldukça başarılıdır. Bu aracın benzetimcilerin yerine geçeceği düşünülmemelidir. Şeyl gazı sahalarında benzetimciler ile yapılacak yürütümlerini sayısını azaltmada, karar aşamasında kapsam dışı kalacak değişkenlerin hızlıca incelenmesinde kullanılabilir. Ayrıca niceliksel belirsizlik çözümlemelerinde de başarılı bir şekilde kullanılabilir.

REFERANSLAR

- Andrade, J., Civan, F., Devegowda, D., Sigal, R., 2010. Accurate simulation of shale-gas reservoirs, in: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/135564-ms>
- Bourbiaux, B., Basquet, R., Cacas, M., Daniel, J., Français, I., Sarda, S., 2002. An Integrated Workflow to Account for Multi-Scale Fractures in Reservoir Simulation Models: Implementation and Benefits, in: SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. SPE, Abu Dhabi. <https://doi.org/10.2118/78489-MS>
- Kulga, B., 2014. Analysis of the Efficacy of Carbon Dioxide Sequestration in Depleted Shale Gas Reservoirs. The Pennsylvania State University.
- Kulga, B., Ertekin, T., 2018. Numerical representation of multi-component gas flow in stimulated shale reservoirs. J. Nat. Gas Sci. Eng. 56, 579–592. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.06.023>
- MATLAB, 2013. Mathworks Inc.
- Mohaghegh, S.D., 2011. Reservoir simulation and modeling based on pattern recognition, in: SPE Digital Energy Conference and Exhibition 2011. <https://doi.org/10.2118/143179-ms>
- Siripatrachai, N., Ertekin, T., 2012. Alternate representations in numerical modeling of multistage hydraulically fractured horizontal wells in shale gas reservoirs, in: SPE Western Regional Meeting. <https://doi.org/10.2118/153813-ms>
- Solomatine, D., See, L.M., Abrahart, R.J., 2008. Data-Driven Modelling: Concepts, Approaches and Experiences, in: Practical Hydroinformatics. pp. 17–30. https://doi.org/10.1007/978-3-540-79881-1_2



Türkiye
IV. Bilimsel
ve Teknik
Petrol
Kongresi



Turkey
IV. Scientific
and Technical
Petroleum
Congress

18-20 Kasım / November 2020

ARAMA

Monitoring of Cavern Development for Gas Storage Projects

Dr. Andreas Reitze

SOCON Sonar Control Kavernenvermessung GmbH, Germany

ABSTRACT

The echometric surveillance of caverns is especially important with regards to their safe and effective operation. During the leaching phase the main purpose of surveying is to monitor and to enable a controlled cavern development, whereas in storage caverns it is primarily used for proving cavern stability.

The sonar tools developed and used by SOCON represent the start-of-the-art technology and can be used in caverns filled with liquid media (brine, hydrocarbons, water) as well as with gaseous media (natural gas, nitrogen, helium, hydrogen and air). With this tool technology of SOCON it is possible during a sonar survey to measure and process besides the geometry such parameters as M-CCL (multiple casing collar locator), speed of sound, temperature and pressure with a single tool run.

In the first instance the techniques used for surveying caverns are elucidated and then the entire survey procedure from the installation of necessary equipment right up to the execution of the sonar survey itself is described. Subsequently the special capabilities of the SOCON technology will be described, such as measuring through pipes and in natural gas.

The necessary interpretation of the recorded raw data is presented highlighting new possibilities for a real 3D-interpretation. In conclusion some interesting results of sonar surveys and cavern fields are presented using the programs of the CavInfo Software Suite.

1. INTRODUCTION

In the course of developing gas cavern fields, it is necessary to perform a range of underground surveys in the cavern well or cavern to ensure safe and controlled cavern development. Different borehole logging tools and different geophysical survey methods are used.

After drilling and cementing a cavern borehole, before leaching is started the integrity must first be checked by means of a primary integrity test. For this task, pulse neutron gamma tools are used to determine the depth of the brine/test-gas (usually nitrogen) interface. This technique is based on emitting neutrons from a neutron source in the tool. The neutrons interact with the rock and the surrounding medium (brine, nitrogen) to generate data on the interface between the brine and nitrogen.

During the subsequent leaching phase, ultrasonic tools are used to carry out echometric cavern surveys regularly and as necessary, depending on leaching status. In addition to documenting the geometric development of the cavern, these measurements serve as the basis for the numerical simulation of the next leaching phase. More brine-blanket interface measurements and adjustments during the leaching process ensure the planned and controlled development of the cavern.

Once the definitive cavern size and shape has been reached, a final cavern survey as well as a detailed survey of the cavern neck are carried out. Additional tightness tests are performed before completing the gas cavern and subsequent filling with gas. These can be performed with interface measurement tools using the pulsed neutron-gamma technique or the SoMIT® (Sonar Mechanical Integrity Testing) technique. After filling, the first echometric survey of the gas-filled cavern is carried out as the reference measurement for all subsequent surveys. The following figure shows the results of three final surveys of gas storage caverns in Germany.

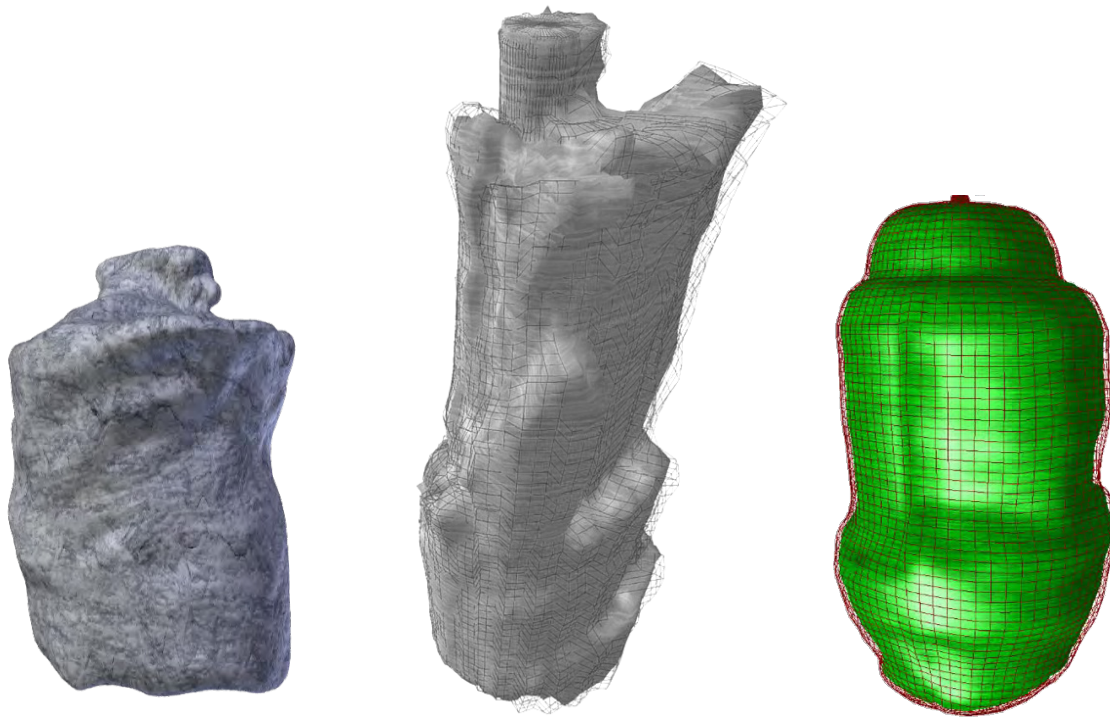


Figure 1: Sonar survey results of gas storage caverns (unscaled presentation)

2. SONAR SURVEYING OF CAVERNS

Sonic measurements in caverns must be performed in widely differing media. The range of media extends from water and brine to liquid hydrocarbons and natural gas and even to air at atmospheric conditions. The physical conditions in a cavern depend in the first place on the actual medium, which itself is affected by any previous cavern operations as well as by the surrounding rock.

2.1 Basic Measurement Principle

Sonar surveying of caverns is based on travel time measurements. The time taken by an acoustic pulse to travel from the measuring tool to the cavern wall and back is determined, i.e. the measured travel time corresponds to the two-fold distance. To convert the travel time into distance it is necessary to know the acoustic velocity in the medium. This means that the

accuracy and reliability of the measured cavern geometry depends directly also on the quality of determining the acoustic velocity.

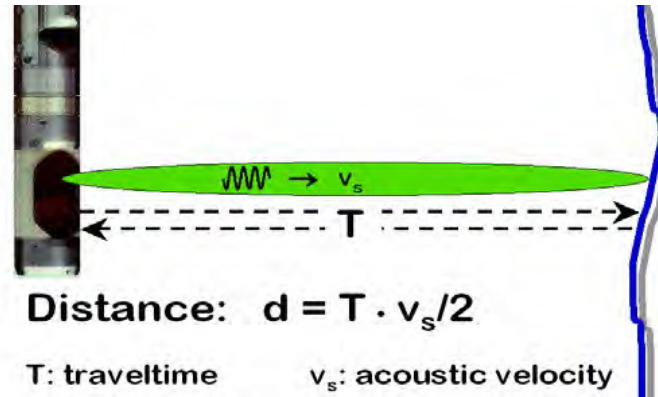


Figure 2: Distance determination using travel time measurements

The acoustic velocity needed is subject to complex physical relationships. It depends essentially on the temperature and density of the medium but some of the distinct variations in a specific medium cannot be explained solely by changes in these two parameters.

In the case of brine the acoustic velocity is strongly dependent on the salinity and the chemical composition. An occurrence of potassium and magnesium in the brine, for instance, tends to make the acoustic velocity higher. In liquid hydrocarbons the viscosity plays an important part. The acoustic velocity in gaseous hydrocarbons is affected not only by the pressure and temperature, but also by the moisture content and composition of the gas.

Conducting logging in the cavern can help identify certain situations that may exist inside the cavern. However, logging can supply values only along the borehole axis and it has to be assumed that the distribution of the measured parameter is homogeneous between axis and cavern wall, i.e. the acoustic velocity measured at a position on the axis is taken as a constant for the whole travel path of the sonar signal from the tool to the reflector and back again. The following table shows the typical ranges of acoustic velocity that can be expected in different types of media.

Table 1: Speed of sound in different media

Medium	Speed of sound, m/s
air	300 – 375
natural gas	390 – 510
oil/products	1200 - 1500
brine	1750 - 1900

As the sonic signals propagate they suffer from attenuation, the amount of which depends on the applied wavelengths resp. frequencies, the distance to the cavern wall and the medium in the cavern.

This process of dissipation or propagation attenuation increases with the distance from the acoustic emitter and is very much frequency dependent, i.e. high frequencies are more strongly

attenuated than low frequencies. Furthermore the moisture content affects this attenuation; it is higher in humid gas and lower in dry gas.

2.2 Beam Opening

One of the special physical properties of sonic surveys is the propagation characteristic. When a sonic transducer emits an acoustic pulse this does not propagate as a beam but rather in the shape of a sonic lobe. The maximum sound pressure is along the longitudinal axis, whereas this pressure decreases at right angles to the direction of propagation and eventually drops to zero. The angle between the central axis of the sonic transducer and the line connecting the central point of the transducer to a point perpendicular to the direction of propagation at which the sound pressure has dropped to a specific value is called the angle of beam spread or the beam opening. For a specific decrease of the sound pressure (normally a decrease of 6 dB is used, equivalent to 50%) this angle depends solely on the size of the transmitter/receiver transducer and the frequency of the sonic signal used. Moreover around the primary sonic lobe, smaller secondary lobes are formed of lower intensity and extent (Fig. 3).

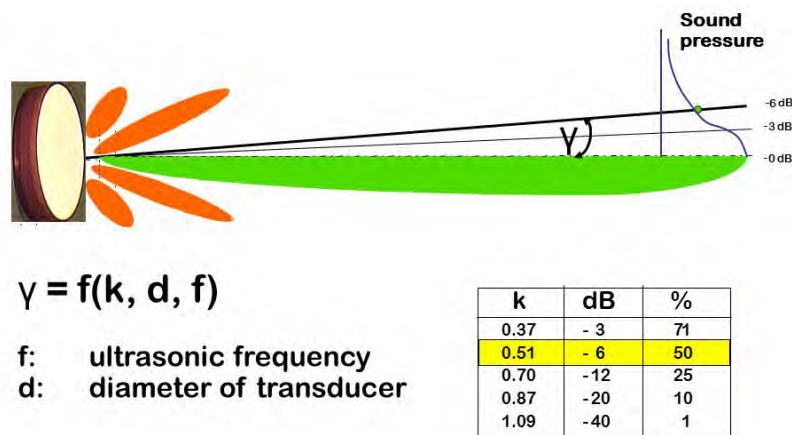


Figure 3: Beam opening of a sonic lobe

The focus of the emitted signal is better the higher the frequency used and the larger the transducer used. As a result of the generally relatively small internal diameter of the casing, the external tool diameter is also comparatively small (SOCON's tools have an OD of 42 mm, 50 mm or 70 mm) and consequently there is not much room to maneuver as regards the diameter of the sonic transducer used. The most effective way of focusing the emitted signal is therefore to use the highest frequency possible.

2.3 Survey procedure

In order to be able to perform optimal cavern surveying it is essential to find out the physical conditions in the cavern before the actual sonar survey is carried out. The variation of the individual parameters in the vertical survey axis should be measured by running a log in advance. It is extremely important that the data are measured continuously over the entire depth range of a cavern. Information obtained at isolated points cannot provide adequate clarification of the true physical conditions.

To convert the measured travel times into distances it is necessary to know the acoustic velocity over the entire vertical extension of the cavern. In addition, the temperature distribution should be recorded as it can be used for a plausibility check of the acoustic velocity distribution. Temperature recording must be made in particular with a view to cavern sections which have large temperature gradients or horizontal layering, because such zones must specifically be taken into account in order to achieve optimum results. If, for example, the temperature gradient is not recorded and the measurements with transducers are performed through a zone in which the temperature greatly varies, the ensuing refraction of the sonic beam would lead to an incorrect determination of the shape and volume of the cavern.

After the initial logging, the cavern shape is surveyed by a multitude of horizontal sections over the entire cavern depth as well as sections with tilted sonar head to measure bottom, roof or any other irregularities of a cavern (Fig. 4). During the survey procedure the measurement is based on point-by-point sampling of the cavern wall. First of all the survey head with its sonic transducer is positioned in the required direction with the appropriate tilt and is maintained in this position for as long as it takes to determine a point on the cavern wall with the required certainty (until all the necessary plausibility checks and correlations have been carried out).

In order to be able to apply this method properly SOCON's sonar tools are fitted with a gyro stabilization system, which prevents rotational movements of the tool while readings are taken. Without stabilization any movement of the survey head between the time of sending and receiving the signal will unavoidably lead to distorted results in the travel time measurement. Only when the tool is kept still is it possible to form an optimized sonic lobe, make multiple measurements of a single survey point and carry out subsequent correlation of the recorded response signals. Finally, at the end of a survey, the depth reference point is checked again to verify that the depth has been correctly tied in.

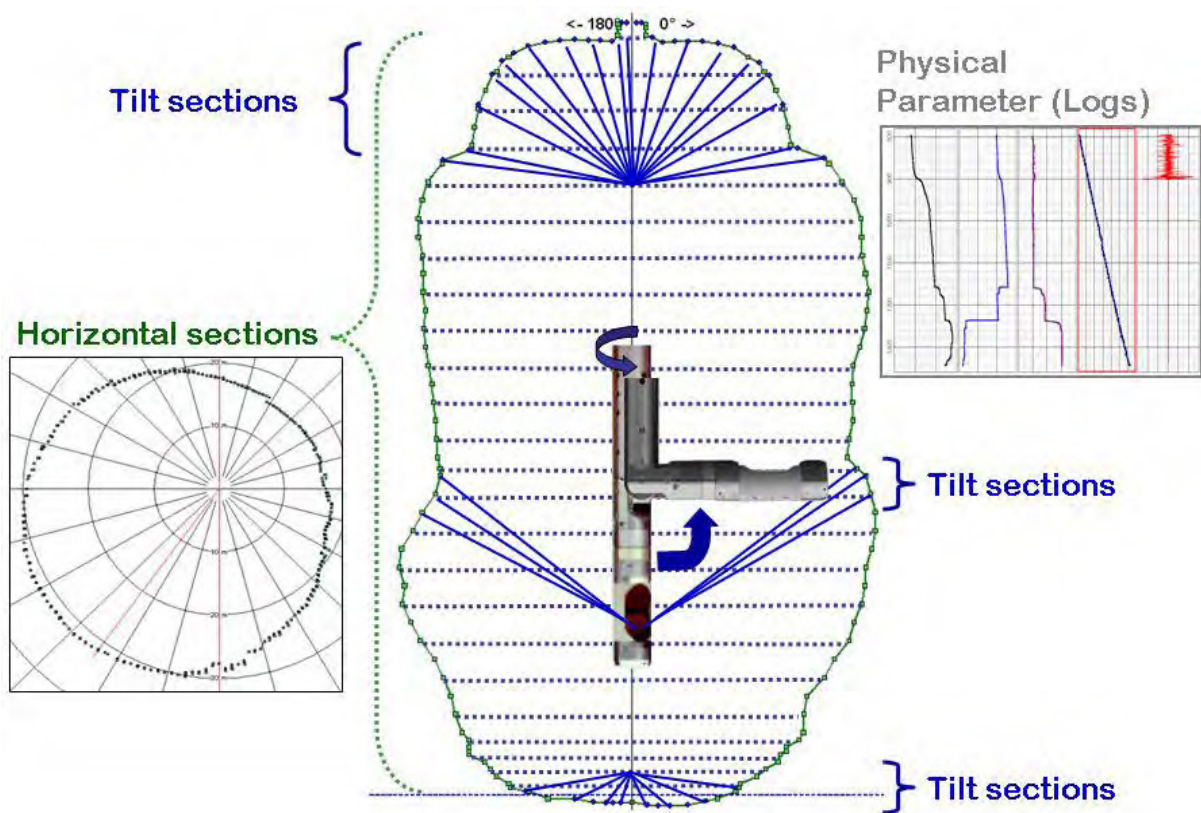


Figure 4: Survey procedure

2.4 Tool Technology

All echo tools have been developed by SOCON's own research and development department and represent the culmination of 50 years of experience in carrying out ultrasonic cavern surveying. The modular tool design (Fig. 5) contains subsystems for recording all the relevant parameters in a single survey run. Each functional unit, such as transmitter-receiver section, compass, rotation-tilt control, acoustic velocity measurement or CCL/Multiple-CCL, is equipped with its own processor and is controlled from the main computer at the surface via a digital bus. The advantage of the modular design is that future modifications no longer affect the whole tool but instead just individual modules.



Figure 5: Modular design of the SOCON echo tools type BSF2

Such a flexible arrangement as well as the large dynamic range of the transmitter-receiver electronics make it possible to adjust the tool quickly to the prevailing survey conditions. The crucial factor in selecting the proper wavelength for carrying out a survey is the medium in the cavern with its specific sonic wave propagation characteristics. The wavelength in turn affects the size of the angle of beam spread of the sonic lobe and depends on the acoustic velocity in the medium as well as on the measuring frequency.

Moreover, the modular design allows extra modules, for instance for dew-point measurements, to be easily added to the system. Each module represents an individual pressure resistant unit separated from the other modules by bulkheads so as to improve the operating safety and protect the sensitive components.

The tool is equipped with gyro stabilizers to suppress circular motion during surveying that would otherwise occur as a result of the stepwise rotational advance. The acoustic velocity is determined over three different reference lengths.

Rotation and tilting of the tool head can be effected in steps of one degree (1°), which enables irregularities of the cavern wall to be detected with high resolution. A four-conductor cable is

required to operate the echo tool, which can be used at temperatures between 0°C and 75°C and at pressures of up to 300 bar.

3. SONAR SURVEY RESULTS

3.1 Individual Caverns

The echometric survey of a gas storage cavern serves the combined purposes of identifying any changes in shape and also determining the actual cavern volume. The cavern convergence can be determined by comparing volumes surveyed in successive measurements.

The shape of a cavern can be more or less regular depending upon the geological situation and the specific implementation of individual leaching steps. The spectrum of possible shapes ranges from smooth regular cylindrical and pear-shaped caverns through to highly irregular Christmas tree shapes. Figure 6 illustrates the roof section of a storage cavern having a very regular shape, determined using two full surveys. As can clearly be seen, no significant changes in shape took place during the observation period. Only uniform convergence has occurred.

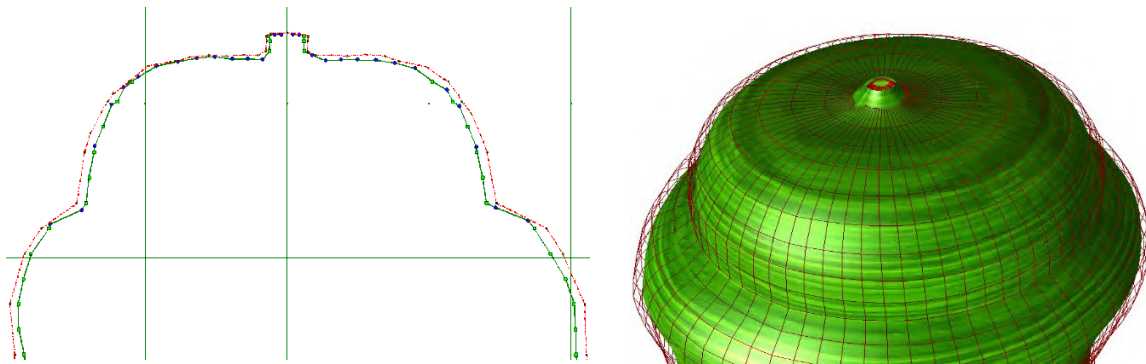


Figure 6: Convergence in the roof zone of a cavern

Irregularly shaped caverns often have projections protruding from the wall into the cavern. Zones of this kind are obviously subject to relatively high rock stresses because they are only supported by the medium stored in the cavern. In the case of gas storage caverns in particular, where operational requirements often result in very low internal cavern pressures, this support is accordingly also minimal. The fall of such a projection often leaves behind a smoother cavern wall. Figure 7 illustrates a cavern with a somewhat irregular shape, in which spalling has taken place in the roof zone in the period between two full surveys.

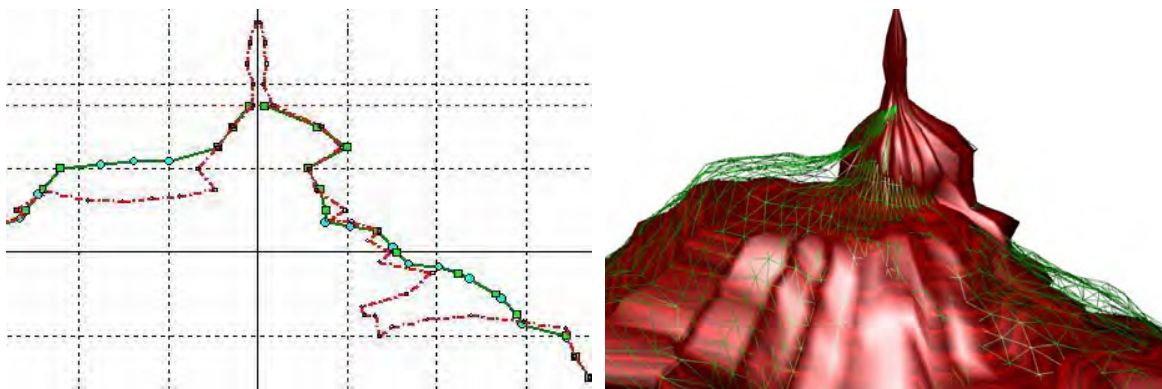


Figure 7: Changes in a cavern roof zone (previous sonar shown as a broken line)

This example demonstrates the importance of observing and analysing roof developments during the operating phase of a storage cavern. Bearing in mind that even minor changes may be crucial, the demands made on echometric surveillance are correspondingly high.

3.3 Cavern Fields

The three-dimensional display of individual caverns for presenting the results of sonar cavern surveys has for some time now been a part of standard operating practice. In the meantime high performance software is available also for modeling entire cavern fields with the caverns being displayed simultaneously.

3D-cavern field models can be created which include the situation not only in the underground but also at the surface. By applying the software CavWalk Professional, which has been specially developed for cavern fields, it is possible to create such models considerably more easily and efficiently than was previously possible using general standard software. Besides the geometry of the void also information on the geology, the courses of boreholes, the morphology of the Earth's surface and even the site installations can be incorporated into a general 3D-model. In addition to being very practical for presentation purposes, such models can be extremely useful for instance for correlating survey results with the geology or for supporting a range of planning activities.

In the course of the further optimization of our visualization options, we created a Virtual Reality (VR) interface for exploring the CavWalk 3D models with a VR headset. With the help of the controllers, the observer can move virtually with the cavern filed.



Figure 8: 3D-Model of a cavern field with CavWalk Professional and VR (Virtual Reality)

REFERENCES

- Reitze, A., von Tryller, H., 2005, The Influence of Physical Conditions Inside a Cavern on Execution and Evaluation of Sonar Surveys, SMRI Spring Meeting, Syracuse, USA, 279-291.
- Reitze, A., von Tryller, H., Hasselkus, F., 2007, Execution and analysis of sonar surveys to support rock-mechanical evaluations, The Mechanical Behaviour of Salt – Understanding of THMC processes in Salt – Wallner, Lux, Minkley & Hardy, Jr. (eds), Taylor and Francis Group, London, ISBN 978-0-415-44398-2, 377-381.

Reitze, A., Hasselkus, F., 2014, Sonar Surveys under Extreme Conditions (e.g. gas at very low pressure or crude oil) SMRI Fall Meeting, Groningen, The Netherlands, 61-73.

2.5D Sismik Yöntemiyle Veri Toplama ve Veri İşlem Çalışması Örnek: Hatay Programı

Orhan Güreli, Server Fatih Alpay

ARAR Petrol ve Gaz AÜP AŞ.

ÖZ

Yerin üç boyutlu (3D) olması nedeniyle, yerin içini en iyi şekilde görüntülemek için 3D veriye ihtiyaç vardır. 3D verinin toplanması için de verinin sahada üç boyutlu toplanması gerekir. Arazi şartları nedeniyle sahada her zaman üç boyutlu veri toplanamaz. Yani 3D veri toplamak isteriz ama arazi şartları nedeniyle bunu yapamayız. İki boyutlu (2D) sismikte maalesef 3D'nin yerini tutmaz. Bu durumda ne yapabiliriz?

Bu durumda 2.5D yöntemi kullanılarak üç boyutlu veri toplamaktır. Yani arazide 2.5D veri toplamak gereklidir. Bu amaçla denizdeki 3D tekniğini karaya uygulamaktır. Tek bir atış hattına paralel 120şer metre aralıklarla dört adet alıcı hattı yerleştirilmesi ile başlar. Daha sonra iki alıcı hattı sabit tutulup, diğer iki hattı diğerlerine paralel olacak şekilde ve aynı aralıklarla yerleştirilir. Böylece yan yana kaydırılarak 2.5D yapılması sağlanır. Bu şekilde istenilen kadar hat yapılabilir.

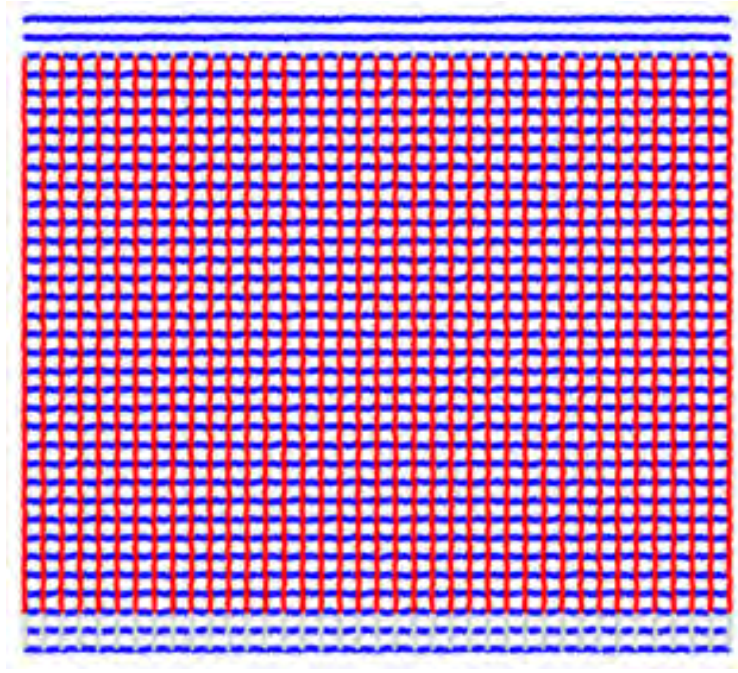
Bu yöntem ilk defa ARAR Petrol ve Gaz AÜP AŞ tarafından test amaçlı Hatay bölgesinde bir uygulaması yapıldı.

Bu çalışmada, ARAR Petrol ve Gaz AÜP AŞ tarafından Hatay bölgesinde denemesi yapılan bu yöntemin saha uygulaması ve sonuçları sunulacaktır. 2.5D ile elde edilen veriler hem 2D şeklinde hemde 3D şeklinde proses yapıldı. Her iki proses sonuçları da sunumda karşılaştırılmıştır.

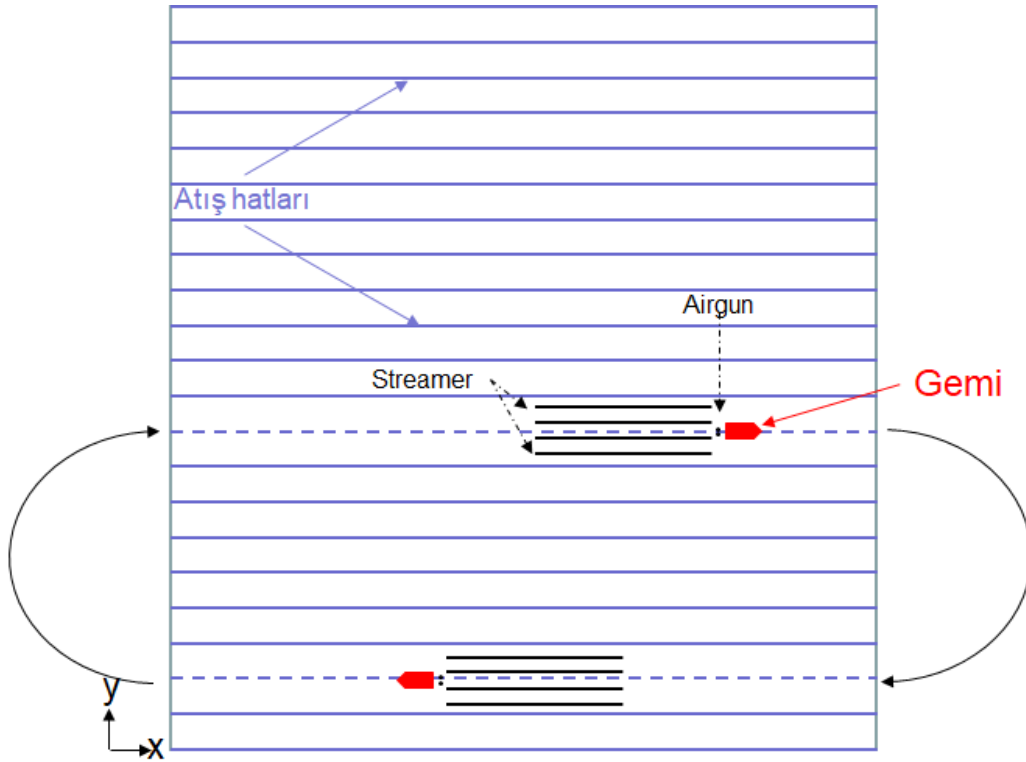
1. GİRİŞ

Karada ve denizde hem iki boyutlu (2D) hem de üç boyutlu (3D) sismik yapılmaktadır. Konvensiyonel kara sismiğinde 3D Orthogonal sismik yöntem uygulanmaktadır (Şekil 1). Bunun gibi yaygın olmasa da Brick, Zigzag, Radial gibi yöntemlerde kullanılmaktadır. Denizde ise bu yöntemler uygulanamamaktadır. Deniz şartları nedeniyle sadece Swath tekniği uygulanmaktadır (Şekil 2). Deniz 3D tekniğinde bin-size'lar dikdörtgen tercih edilir. Kara da ise kare şeklindedir. Karadaki tekniklerin uygulaması kolay olduğu için kare tercih edilir, denizde ise mecburiyetten dikdörtgen tercih edilir.

Karada uygulanan Orthogonal yöntemde atış ve alıcı hatları birbirine dik uygulanır. Denizde ise atış hattı ile alıcı kabloları (Streamer) paralel ve aynı yönlüdür. Denizde 3D sismik yapmak çok kolaydır. Karada ise arazi şartlarına göre kolay yada zor olabilir. Düz ve açık arazide 3D sismik yapmak kolaydır. Fakat arazi şartlarının zor olduğu –orman içi, fidanlık, ağaç olan bölge, engebeli bölge gibi- yerlerde sismik yapmak zordur. Bunun için 2.5D sismik yöntem geliştirilmiştir (Şekil 3). Bu yöntem, 3D sismik yöntemin uygulanamadığı yerlerde 3D sismik veri elde edebilmek için geliştirilmiştir.



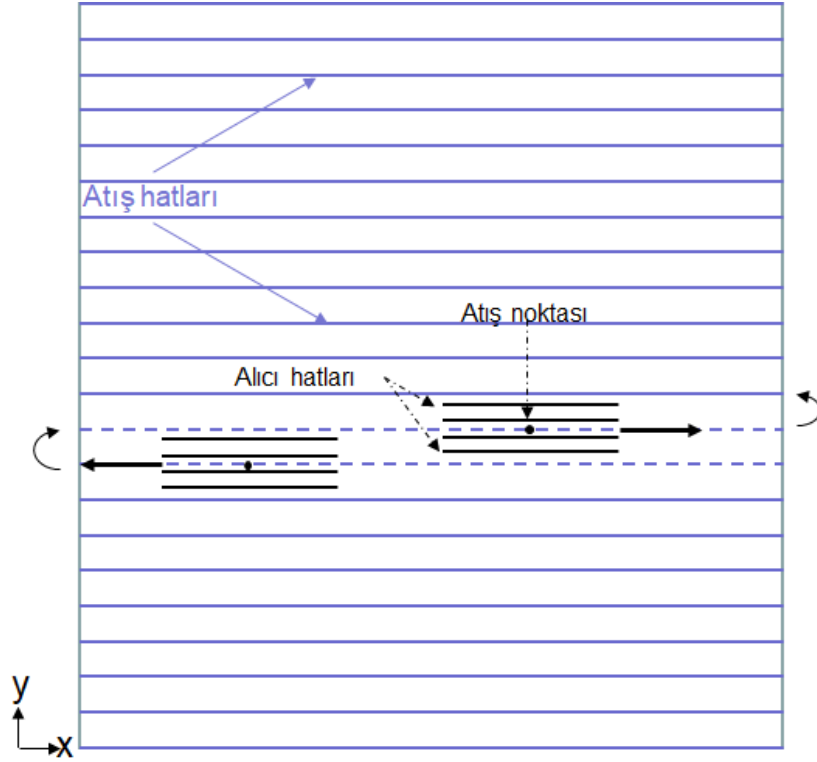
Şekil 1: 3D Kara Orthogonal sismik program örneği (Kırmızı hatlar atış hatlarını, mavi hatlar ise alıcı hatları göstermektedir).



Şekil 2: 3D Deniz sismik program örneği.

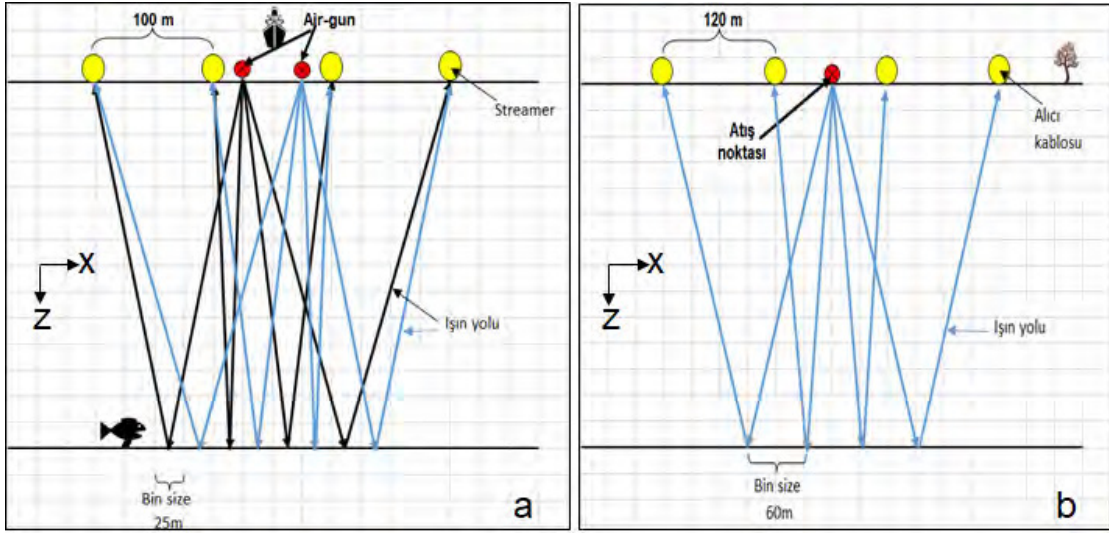
2. 2.5D SİSMİK YÖNTEMİ

2.5D sismik yöntem, 3D sismik yöntemin uygulanamadığı zor arazi şartlarında 3D sismik yapabilmek için geliştirilen bir yöntemdir. 3D sismik için uygun olmayan arazi şartların olduğu bölgelerde uygulanır. Bunun için denizde uygulanan 3D yöntemin karaya uygulanması ile olur. Karada da atış ve alıcı denizdeki gibi aynı yönde olacak şekilde tasarlanır. Öncelikle 3D sismik yapılması planlanan sahanın, denizdeki 3D sismik gibi planı yapılır (Şekil 3).



Şekil 3: 2.5D Kara sismik uygulama örneği örneği.

Denizde 3D sismik yapılırken 50m aralıklı iki airgun grubunu gemi çekiyor. Ayrıca dört adet 100er metre aralıklarla (bu aralık değişebilir) streamer'ı da (yani alıcı kablosunu) çekiyor. Flip-flop atış düzeni ile yer içinde 25er metre aralıklarla toplam 8 adet 2D sismik hat yapılıyor (Şekil 4a). Bu 2D hatlar birleştirilerek 3D deniz sismiği elde ediliyor. Karada 2.5D sismik yapmak için ise denizdeki yöntem referans alındı. Buna göre bir atış hattının sağına ve soluna 120şer metre aralıklarla (bu mesafe değişebilir) dört adet alıcı hattı seriliyor, ve tek atış hattı kullanılıyor. Böylece yer içinde 4 adet 2D sismik hat yapılıyor (Şekil 4b). Atış hatları arası 240m olacak şekilde ayarlanıyor. Hem denizde hemde karada 2 alıcı hattı overlap yapacak şekilde kaydırılarak 3D sismik elde ediliyor.



Şekil 4: a) Denizde iki airgun grubu ve dört streamer'lı 3D ışın yolu, b) Karada bir kaynaklı ve 4 alıcı kablolu 2.5D ışın yolu.

2.1 Örnek Çalışma : Hatay 2.5D Sismik Programı

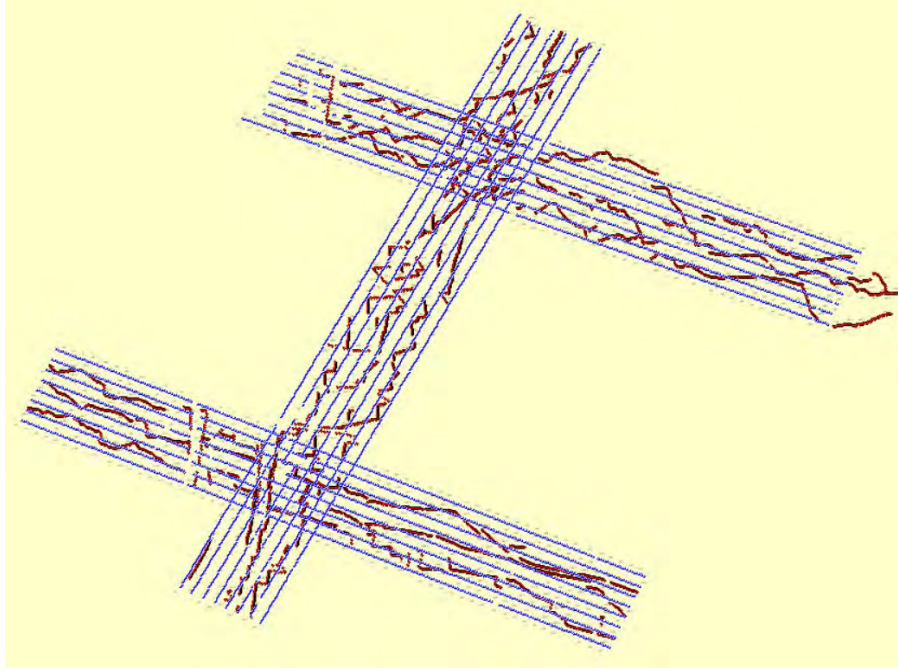
3D sismik yapılması planlanan saha tamamen narinciye, zeytin ağacı ve orman alanı ile kaplıdır. Bu nedenle konvansiyonel 3D sismik yapma imkanı yoktur. Normal 3D sismik yapabilmek için ormanda ağaç kesmek, bahçelerdeki zeytin ve narinciye ağaçlarını kesmek gerekir. Bunu yapmak imkansızdır. Bunun için denizdeki 3D sismik tekniğini karaya uygulamaktan başka seçenek yoktur (Şekil 5).



Şekil 5: 2.5D sismik programının yapıldığı alanın görünüşü.

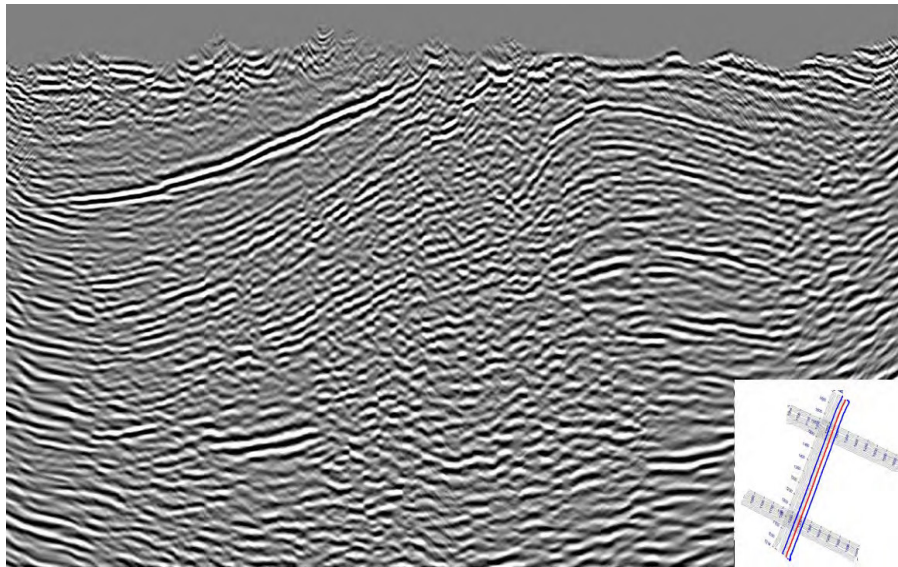
2.1.1 2.5D Sismik Veri Toplama Uygulaması

Şekil 6’da Hatay 2.5D sismik programı görülmektedir. Mavi renkli olanlar alıcı hatlarını, kırmızı noktalar ise atış noktalarını göstermektedir. Atış hattı arazi şartları nedeniyle düz yapılamadı. Sahadaki arazi yolları kullanıldı.

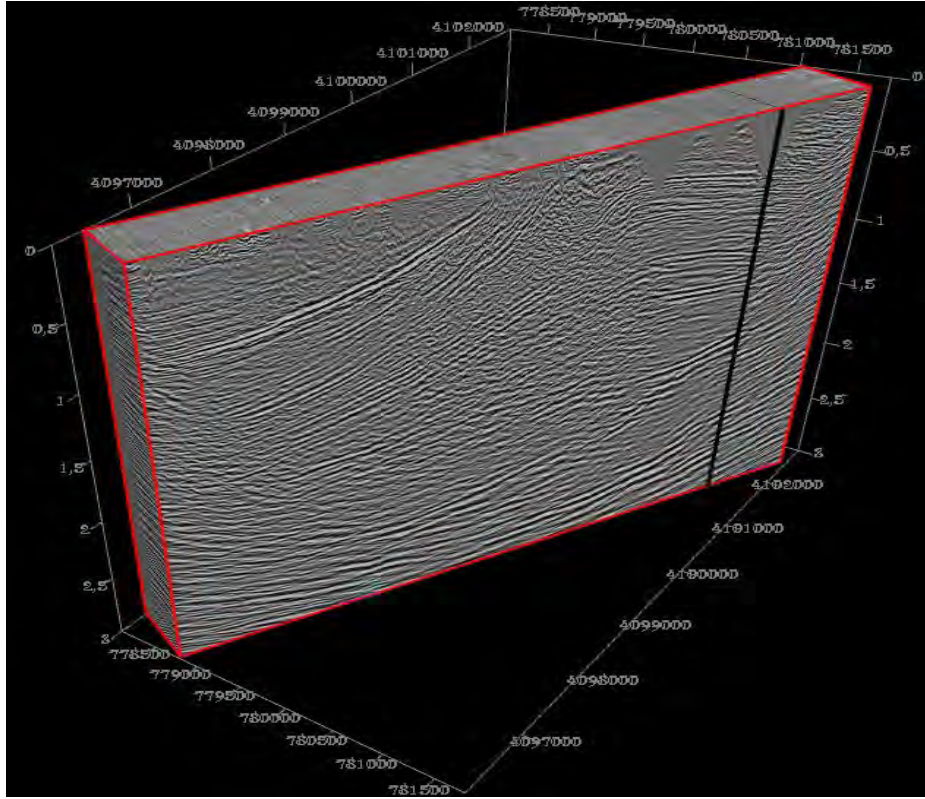


Şekil 6: Hatay 2.5D sismik programı.

2.1.2 2.5D Sismik Veri İşlem Uygulaması



Şekil 7: Hatay 2.5D sismik programı kapsamında elde edilen kesitin 2D görünüşü.



Şekil 8: Hatay 2.5D sismik programı kapsamında elde edilen kesitin 3D görünüşü.

Sahada toplanan 2.5D sismik verileri hem 2D (Şekil 7) hemde 3D (Şekil 8) şeklinde proses yapıldı. Özellikle 3D sismik proses edilen veri küp şeklinde görüntülenebilmektedir (Şekil 8). Yorumcu her iki veriyi de yorumda kullanabilmektedir.

3. SONUÇLAR

Arazi şartlarının 3D sismiğe uygun olmaması durumunda bu yöntem uygulanabilir. Atış ve alıcı hatlarının aynı yönlü olması sismik veri toplama işini kolaylaştırmaktadır. 3D sismik yapılamasa bile 2.5D sismik yöntemi ile 3D sismik veri elde edilebilmektedir. Böylece Yorumcu veri yorumlamayı 3D şeklinde yapabilmektedir.

REFERANSLAR

- Cordsen, A., Galbraith, M. and Peirce, J., 2000, Planning Land 3-D Seismic Surveys, SEG., 204. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists.
- Gureli, O., 2001, 2D-3D Marine Seismic Data Acquisition, 14. International Geophysical Congress and Exhibition Ankara/Turkey.
- Gureli, O., 2001, 3D Seismic Data Acquisition on Rough Topography, 13. International Petrol Congress and Exhibition Ankara/Turkey.
- Gureli, O., 2005, Comparison of 3-D Seismic Survey Designs, 15. International Petrol Congress and Exhibition 2005/Ankara /Turkey.

Türkiye’de Petrol ve Doğalgaz Arama için Suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) Analizinin Kullanımı: Batı, Kuzeybatı ve Orta Anadolu’dan Örnek Çalışmalar ve Önemli Sonuçlar

Yıldırım Palabıyık¹, Adil Özdemir²

¹İstanbul Teknik Üniversitesi, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, İstanbul

²Adil Özdemir Danışmanlık, Ankara

ÖZ

Yüzey ve yeraltı suları için önerilen TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) sınır değerlerini aşan sular, hidrokarbonca zengin sular olarak tanımlanmaktadır. Güncel çalışmalarda, kaynak kaya ve gaz numunelerinde yapılan tüm petrol jeokimyası analizlerinin, suda TPH analizi ile belirlenen petrol hidrokarbonlarınca zengin yüzey ve yeraltı sularında da uygulanabildiği, aynı havzalarda/bölgelerde benzer analiz ve yorumlama sonuçlarına ulaşıldığı belirlenmiştir. Bu nedenle, bu çalışmada, suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizi, literatürdeki paleocoğrafik ve paleotektonik verilere göre kaynak kayaların bulunduğu fakat mostra vermediği (yüzeyde görülmediği)/örtülü olduğu veya tükenmiş/tüketilmiş olduğu düşünülen Batı, Orta ve Kuzeybatı Anadolu’nun bazı bölgelerinde petrol ve doğalgaz aramak için kullanılmıştır. Bu bölgeler, Batı Anadolu’daki Seferihisar Yükselimi ve Karaburun Yarımadası (İzmir), Büyük Menderes Grabeni’nin Batısı (Aydın), Kuzeybatı Anadolu’daki Uludağ Masifi, Orta Anadolu’daki Niğde Masifi, Beypazarı Neojen Havzası (Ankara), Kızılırmak Grabeni (Nevşehir), Hasanoğlu ve Mamak (Ankara) bölgeleridir. İnceleme alanlarında seçilen yüzey ve yeraltı sularının tamamının, olgun petrol hidrokarbonlarınca zengin ve sulardaki hidrokarbonların biyolojik bozunmaya (biyodegradasyona) uğramamış petrojenik hidrokarbonlar olduğu tespit edilmiştir. Sonuç olarak, km’ler ölçeğinde geniş alanlarda tespit edilen bu olgun petrol hidrokarbonlarınca zengin sular, inceleme alanlarındaki çalışan petrol sistemlerinin varlığı için bir kanıttır. Jeolojik ve jeofizik (gravite ve havadan manyetik) verilerle, inceleme alanlarındaki olası rezervuarların muhtemel sınırları ve derinlikleri de belirlenmiştir.

Anahtar terimler: petrol ve doğalgaz arama, rezervuar hedefli arama, suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizi, suda petrol analizi, hidrokarbonca zengin sular, petrol jeokimyası

1. GİRİŞ

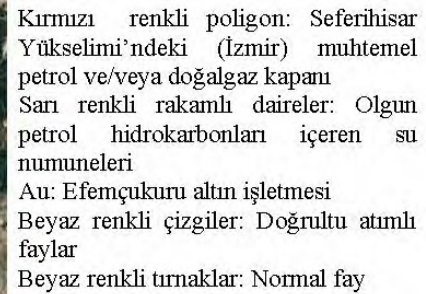
Özdemir ve Palabıyık (2019a), paleocoğrafik ve paleotektonik verilere göre Türkiye’nin Paleozoyik-Miyosen aralığında oluşmuş zengin bir petrol kaynak kaya varlığına sahip olduğunu belirtmişlerdir. Ayrıca, Türkiye kara alanlarının çoğunluğunun genç alüvyonlar, genç volkanikler, ofiyolitler ve ofiyolitik melanjlarla kaplı olduğunu, bu nedenle de Türkiye kara alanlarının petrol ve doğalgaz potansiyelinin geleneksel jeokimyasal yöntemlerle (kaynak kaya hedefli) araştırılabilme olanağının son derece sınırlı olduğunu ve Türkiye’de gelecekte yapılacak hidrokarbon aramalarında suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizi yönteminin kullanılmasının daha uygun olacağını belirtmişlerdir. Palabıyık ve Özdemir (2019), ülke

genelindeki birçok petrol ve gaz sızıntısının varlığı nedeniyle, arama faaliyeti açısından dünyanın halen en bakir ülkelerinden birisi olan Türkiye'nin önemli bir petrol ve doğalgaz potansiyeline sahip olduğunu öne sürmüşlerdir. Ayrıca, yine ülke genelindeki hidrokarbon emarelerinin Re-Os izotop sistemi ile jeolojik yaşlarının belirlenmesinin büyük önem arz ettiğini, bu yöntemle emarelerin, bulundukları havzadaki/bölgedeki jeolojik tarihçe ve mevcut tektonik yapılar ile de ilişkilendirilebileceğini belirtmişlerdir. Bunlara ek olarak, Özdemir ve Palabıyık (2019b), petrol kaynak kayalarını efektif, potansiyel ve tükenmiş/tüketilmiş olarak sınıflandırmış, petrol ve doğalgaz üretim sahalarının bilinen kaynak kayaları ile ofiyolitlerin oluşum ve yerleşim yaşlarını karşılaştırmışlardır. Karşılaştırma, ofiyolitler ile petrol kaynak kayası oluşumuna yol açan tektonik ve magmatik olaylar (mantonun sorguç şeklinde sokulumu sonucunda oluşan kitlesel yokolma vb.) ile petrol ve doğalgaz üretim alanlarının kaynak kayalarının yaşlarının oldukça uyumlu olduğunu göstermiştir. Dolayısıyla, ofiyolitler ile petrol kaynak kayası oluşumunun birbiri ile yakın ilişkili olduğu belirlenmiştir. Öte yandan, Özdemir ve Palabıyık (2019c-f), özellikle ekonomik boyutta bir yataklanma oluşturabilmiş metalik madenlerin bulunduğu alanlarda, bu yatakların petrol ve doğalgaz aranması için sık ve güvenilir bir belirteç olarak kullanılabileceğini de ifade etmişlerdir.

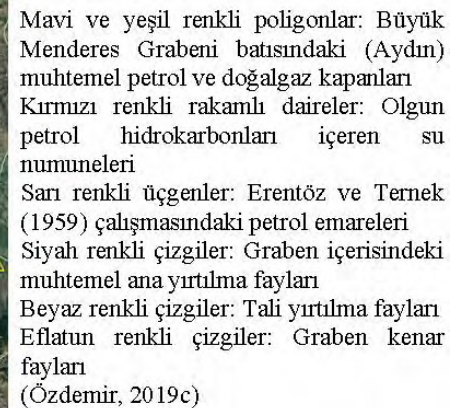
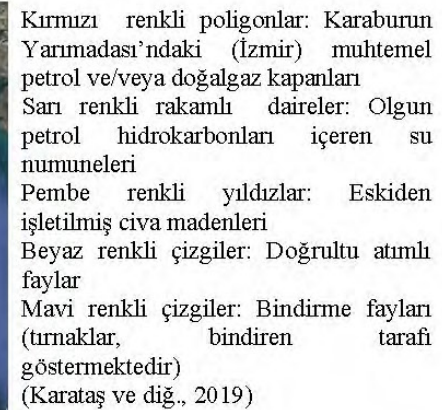
Türkiye'nin jeolojik yapısı, basit olarak, çeşitli mobil orojenik kuşaklarla çevrili ülkenin merkezini oluşturan sağlam bir kıtasal kabuk blokları topluluğu olarak tanımlanabilir. Bu mobil orojenik bindirme ve kıvrım kuşakları, petrol ve doğalgaz arama etkinliği açısından en önemli hedef alanlardır. Bu nedenle, bu çalışmada, Özdemir ve Palabıyık (2019a)'ın çalışmasındaki paleocoğrafik ve paleotektonik veriler esas alınarak, kaynak kayaların bulunduğu fakat mostra vermediği (yüzeyde görülmediği)/örtülü olduğu ve/veya tükenmiş/tüketilmiş olduğu düşünülen, fakat işletilebilir boyutta maden yatakları ve hidrokarbon emaresi bulunan ve bindirme ve kıvrım kuşakları içeren farklı havzalarda/bölgelerde, hidrokarbonlarca zengin suların ve organik jeokimyasal parametrelerin belirlenmesine imkan sağlayan ve rezervuar hedefli bir arama yöntemi olan suda TPH analizi, hidrokarbon arama amacıyla kullanılmıştır (Şekil 1-4).



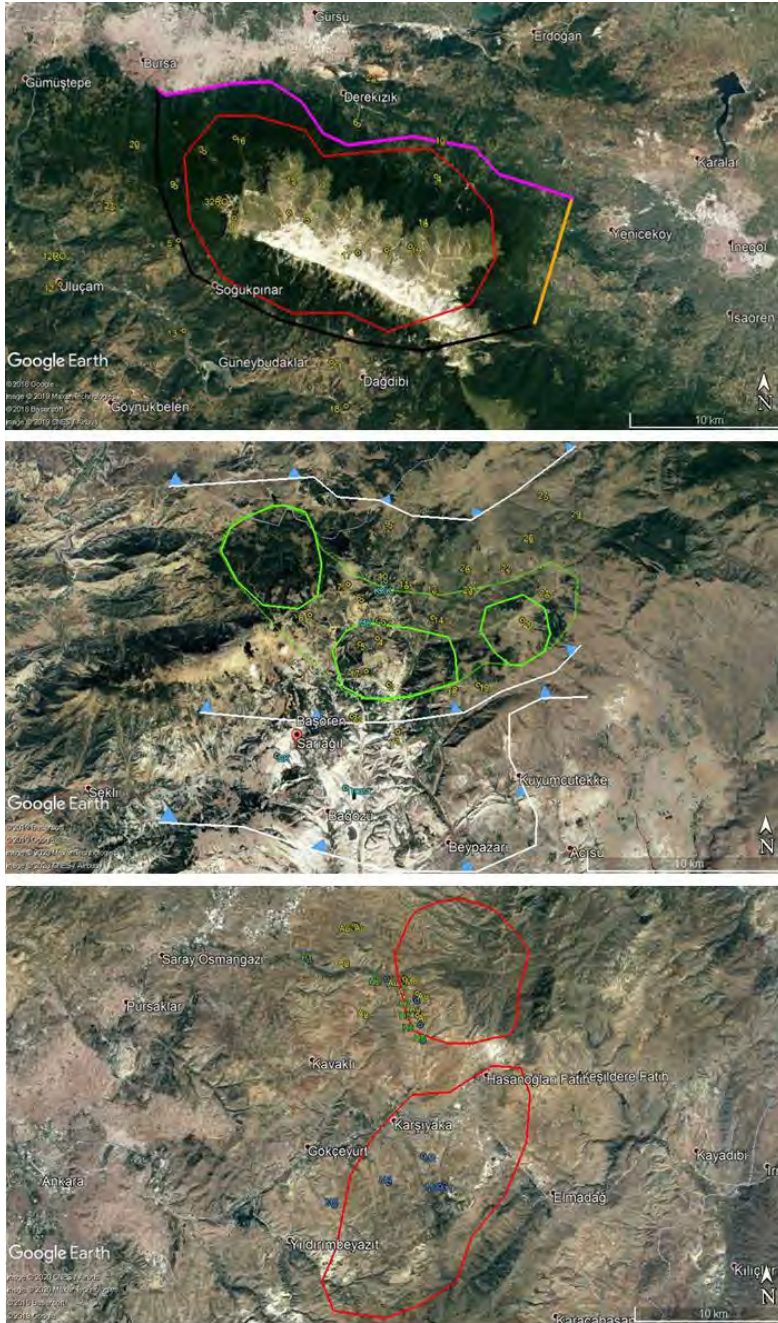
Şekil 1: İnceleme alanlarının yerbulduru haritası (Au: Altın, Hg: Civa, W: Volfram, S: Tuz, J: Jeotermal, K: Kömür, PŞ: Petrollü Şeyl)



(Özdemir ve diğ., 2020a)



Şekil 2: Batı Anadolu'daki muhtemel petrol ve/veya doğalgaz kapanları



Kırmızı renkli poligon: Uludağ Masifi'ndeki (Bursa) muhtemel petrol ve/veya doğalgaz kapalı

Sarı renkli rakamlı daireler: Olgun petrol hidrokarbonları içeren su numuneleri

Siyah renkli çizgi: Soğukpınar ve Kirazlı fayları

Pembe renkli çizgi: Bursa fayı

Turuncu renkli çizgi: Sınır fayı

(Palabıyık ve diğ., 2019)

Yeşil renkli poligonlar: Beypazarı Neojen Havzası'ndaki (Ankara) muhtemel doğalgaz kapanları

Sarı renkli rakamlı daireler: Olgun petrol hidrokarbonları içeren su numuneleri

SK: Sarıağıl kömür sektörü

KKK: Kabalar kömür mostrası

MK: Mençeler yaylası kömür mostrası

Beyaz renkli çizgiler: Kör bindirme fayları (turnaklar, bindiren tarafı göstermektedir)

Kırmızı renkli renkli poligonlar: Hasanoğlu ve Mamak bölgelerindeki (Ankara) muhtemel petrol ve/veya doğalgaz kapanları

Yeşil renkli rakamlı daireler: Olgun petrol hidrokarbonları içeren Hasanoğlu su numuneleri

Mavi renkli rakamlı daireler: Olgun petrol hidrokarbonları içeren Mamak su numuneleri

Au: Altın cevherli kaya numuneleri

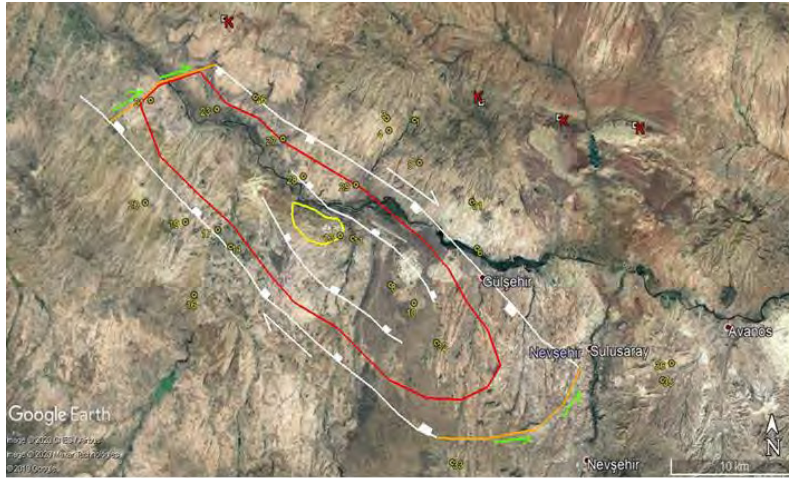
(Özdemir, 2019a,b; Özdemir ve diğ., 2020c)

Şekil 3: Kuzeybatı Anadolu'daki muhtemel petrol ve/veya doğalgaz kapanları

2. MATERYAL VE YÖNTEM

Başarılı bir petrol araştırmacısı olan Wallace Pratt, “petrol sahalarının bulunduğu lokasyonların, insanların kafasında olduğunu” belirtmiştir (Pratt, 1952). Hidrokarbon aramanın ana hedefi, karmaşık arazi koşullarındaki gizli petrol ve doğalgaz rezervuarlarının konumlarının belirlenmesidir. Sondaj ile elde edilen bilgiler, bu konuda kritiktir. Çünkü sondaj, petrol ve doğalgaz rezervuarları hakkında doğrudan bilgi vermektedir. Fakat sondaj verileri, sadece

yapıldığı lokasyondaki jeolojik özellikler hakkında bilgi sağlamaktadır. Bu durumda, jeokimyasal arama yöntemleri, petrol ve doğalgaz bulma başarı oranını artırmak ve arama maliyetlerini azaltmak için en etkin yöntemlerdir. Çünkü, jeokimyasal yöntemler ile belirlenen bileşenler, sadece petrol ve doğalgaz birikimleri ile birlikte bulunurlar veya onlardan türemişlerdir. Dolayısıyla, jeokimyasal arama çalışmalarından elde edilecek veriler havzada ve/veya kaparlarda petrol ve doğalgaz varlığının kanıtlarıdır. Ön jeolojik ve jeokimyasal arama yöntemlerinden elde edilen bu veriler ile anomali haritaları (jeofizik ölçümler ve/veya sondajlar için hedef alanlar) oluşturmak suretiyle petrol ve doğalgaz aramak sektörde bugüne kadar elde edilen tecrübelerin de bir sonucudur. Pirson (1942), farklı arama yöntemleri için keşif başarı oranlarını şu şekilde belirlemiştir: rastgele sondaj % 5.8, jeoloji % 8.2, jeofizik % 14.9 ve jeokimya % 57.8. Bu nedenle, bir inceleme alanındaki petrol ve doğalgaz arama faaliyetleri ile hidrokarbon varlığının kanıtlanabilmesi ve arama faaliyetlerine (jeofizik ve sondaj) devam edilebilmesi için, jeokimyasal anomali elde edilmesi ve elde edilen bu anomalilerin ortalama değerlerden yüksek çıkması oldukça önemlidir.



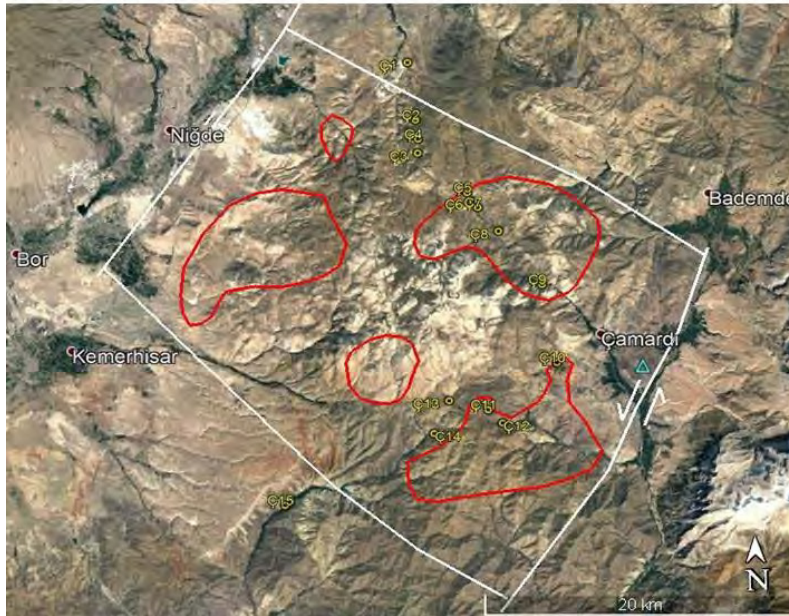
Kırmızı renkli poligon: Kızılırmak Grabeni'ndeki (Nevşehir) muhtemel doğalgaz kapaı

Sarı renkli rakamlı daireler: Olgun petrol hidrokarbonları içeren su numuneleri

Beyaz renkli çizgiler: Doğrultu atımlı faylar (tınaklar, düşen tarafı göstermektedir)

Sarı renkli poligon: Tuzköy tuz madeni

K: kömür sahası



Kırmızı renkli poligonlar: Niğde Masifi'ndeki (Niğde) muhtemel doğalgaz kapıları

Sarı renkli ve rakamlı daireler: Olgun petrol hidrokarbonları içeren su numuneleri

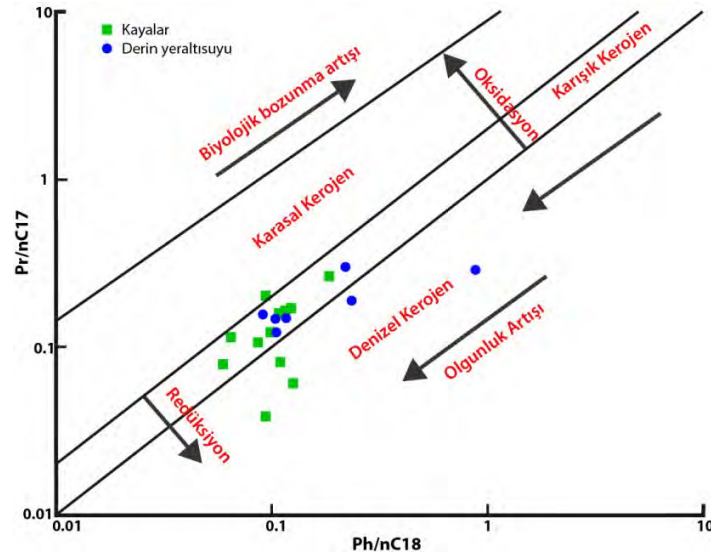
Turkuaz renkli üçgen: Erentöz ve Ternek (1959)'in çalışmasında belirtilen hidrokarbon emaresi

Hg: Eskiden işletilmiş Gümüşler civa madeni

Özdemir ve diğ. (2020b)

Şekil 4: Orta Anadolu'daki muhtemel doğalgaz kapanları

Eymold ve diğ. (2018), kaya gazı içeren formasyonlar üzerindeki sığ yeraltı sularının, hidrokarbonlarca zengin olduğunu belirlemişlerdir. Hidrokarbonlarca zengin bu sulardaki hidrokarbonların, derindeki kaynak kayalardan sığ akiferlere göç ettiğini belirtmişlerdir. Kreuzer ve diğ. (2018), petrolü havzalardaki fayların, jeolojik zaman boyunca hidrokarbonlarca zengin suların kaynak kayalar üzerindeki akiferlere taşınmasını kolaylaştırdığını ve sığ yeraltı sularının jeokimyasını etkileyerek bu sulara hidrokarbon zenginleşmesine sebep olduğunu belirlemişlerdir. Günümüzde, kaynak kayaların mostra vermediği (yüzeyde görülmediği)/örtülü olduğu veya kaynak kayaların tükenmiş/tüketilmiş olduğu havzalarda/bölgelerde hidrokarbonlarca zengin suların ve organik jeokimyasal özelliklerinin belirlenmesine imkan sağlayan suda TPH analizi, petrol ve doğalgaz aramacılığında kullanılmaya başlanmıştır (Özdemir, 2019a-c; Palabıyık ve diğ., 2019; Karataş ve diğ., 2019; Özdemir ve diğ., 2020a). Çünkü güncel çalışmalarda kaynak kaya ve gaz numuneleri üzerinde yapılan tüm organik jeokimyasal analizlerin, suda TPH analizi ile belirlenen petrol hidrokarbonlarınca zengin yüzey ve yeraltı sularında da uygulanabildiği, aynı havzalarda/bölgelerde benzer analiz ve yorumlama sonuçlarına ulaşıldığı belirlenmiştir (Şekil 5) (Özdemir, 2018; Liu ve diğ., 2018). Bu çalışmalara göre, bir petrol ve/veya doğalgaz rezervuarının/rezervuarlarının var olduğu bir bölgede yüzey ve yeraltı sularının olgun petrol hidrokarbonlarınca zengin olması gerekmektedir (Şekil 6). Bu bilgiler ışığında, suda TPH analizinin, rezervuar hedefli petrol ve doğalgaz arama aktivitesine hizmet edebileceği anlaşılmaktadır. Yüzey ve yeraltı suları için önerilen TPH sınır değerleri Tablo 1'de verilmiştir. Tablo 1'deki TPH değerlerini aşan yüzey ve yeraltı suları, hidrokarbonca zengin sulardır.

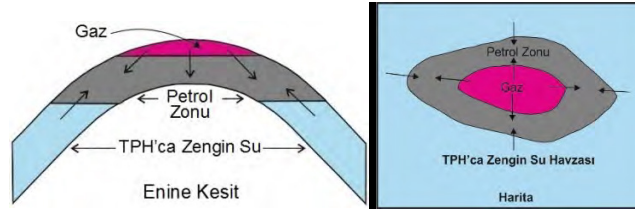


Şekil 5: Aynı bölgeden alınan kaynak kaya ve derin yeraltı suyu numunelerinin $Pr/n-C17$ - $Ph/n-C18$ diyagramı (Liu ve diğ., 2018) (Pr ve Ph : Pristan ve Fitan izoprenoid hidrokarbonlar, $n-C17$ ve $n-C18$: n -alkan hidrokarbonlar)

TPH değeri, sularının hidrokarbon kirliliği hakkında bilgi vermektedir. Sudaki TPH konsantrasyonlarını belirlemek için, gaz kromatografisi (GC) analizleri yapılmaktadır. Suda TPH tayininde, TS EN ISO 9377-2, 2000 sayılı *Hidrokarbonların Tayini - Bölüm 2: Çözücü*

Ekstraksiyonu ve Gaz Kromatografi Yöntemi standart testi kullanılmaktadır (diğer yöntemler: EPA Metot 1664 ve ASTM D7678-11). Bu analiz yönteminde yerüstü ve yeraltı sularından alınan örneklerdeki hidrokarbonlar ayrılmakta ve su numunesindeki toplam petrol hidrokarbonlarının miktarı tayin edilmektedir. Numunelerde buharlaşma veya biyodegradasyon (biyolojik bozulma) gibi hidrokarbon miktarını etkileyebilecek olayları önlemek için, bu numuneler asitlenerek saklanmaktadır. Numuneler, eğer asitleme işlemi yapılmışsa 14 gün, yapılmamışsa 7 gün içerisinde analiz edilmektedir.

Çalışma kapsamında, 8 bölgedeki doğal yüzey ve yeraltı suyu kaynaklarından 1 litre ölçekli plastik kaplarla 163 adet su numunesi alınmıştır (Şekil 1). Su numuneleri, şebeke suyu ile ilişkili olmayan ve arıtılmamış/işlem görmemiş doğal soğuk ve sıcak su kaynak ve kuyularından alınmış olup, standart prosedürlere (ISO 5667-3) göre toplanarak muhafaza edilmiştir. İnceleme alanlarından toplanan numunelerin, toplandıktan hemen sonra analizlerinin yapılması nedeniyle, numunelerde asitleme işlemi yapılmamıştır. Toplanan su numunelerinde, laboratuvarında standart yöntemler (ISO 9377-2) kullanılarak petrol jeokimyası değerlendirmelerine veri oluşturmak amacıyla gaz kromatografi (GC) cihazı ile TPH analizleri yapılmıştır. Bu analizler ile su numunelerinin doğrudan TPH konsantrasyonları (mg/lt cinsinden) belirlenmiş ve gaz kromatogramlarından organik jeokimyasal parametreler (CPI, NAR vb.) hesaplanmıştır. Jeokimyasal değerlendirmelerde, TPH konsantrasyonları ve hesaplanan parametreler kullanılmıştır.



Şekil 6: Birincil yöntemlerle üretim yapılan antiklinal bir petrol rezervuarının bileşenleri (Özdemir, 2018'den)

Tablo 1: Yüzey ve yeraltı suları için önerilen TPH sınır değerleri

TPH (mg/lt)	Referans
< 0.05	Liu ve diğ. (2018)
< 0.1	Zemo ve Foote (2003)
< 0.5	Özdemir (2018)
< 0.2	Tarım ve Orman Bakanlığı (2004a), Türkiye Yerüstü Su Kalitesi Yönetmeliği (EK-5, Tablo 2: Yağ ve Gres)
< 0.02	Tarım ve Orman Bakanlığı (2004b), Türkiye Su Kirliliği Kontrol Yönetmeliği (EKLER, Tablo 1: Yağ ve Gres)

3. PETROL JEOKİMYASI DEĞERLENDİRMELERİ

İnceleme alanlarından toplanan su numunelerinde yapılan TPH analiz sonuçları esas alınarak sulardaki hidrokarbonların miktarı, bozunma durumu ve kaynağı ile olgunluğu ve çökeltme

ortamının redoks koşulları petrol jeokimyası yöntemleri ile değerlendirilmiştir. Ayrıca, inceleme alanları için hazırlanan gravite ve havadan manyetik haritalar da, jeolojik ve tektonik açıdan yorumlanmıştır.

3.1. Sulardaki Hidrokarbonların Miktarı, Bozunma Durumu ve Kaynağı

İnceleme alanlarında seçilen su kaynaklarından toplanan tüm su numunelerinin TPH değerleri, yüzey ve yeraltı sularında bulunması gereken hidrokarbon sınır değerlerinden (Tablo 1) oldukça yüksektir (Tablo 2). Su numunelerinin tümünün Ph/n-C18 değeri, 1'den düşüktür. Bu değerlere göre, su numunelerindeki hidrokarbonlar biyolojik olarak bozulmamıştır (biodegradasyona uğramamıştır). Karbon Tercih İndeksi (CPI) değerlerine göre, su numunelerindeki n-alkanların kaynağı, petrojenik hidrokarbonlar ve organik maddece zengin yaşlı sedimanlardır. NAR (Doğal n-alkan Oranı) parametresine göre, su numunelerindeki n-alkanlar, petrojenik hidrokarbonlardır.

Tablo 2: Su numunelerinin TPH analiz sonuçları ve hesaplanan jeokimyasal parametreler (Özdemir (2019a-c; Karataş ve diğ., 2019; Palabıyık ve diğ., 2019; Özdemir ve diğ., 2020a, b)

Havza/Bölge	Numune sayısı	TPH (mg/lt)	CPI	NAR	Ph/n-C18	Pr/Ph
Seferihisar Yükselimi	25	0.40-0.79	0.84-1.56	0.06-0.31	0.03-0.36	0.04 - 6.12
Karaburun Yarımadası	23	0.40-0.71	0.73-2.10	0.00-0.37	0.02-0.29	0.14 - 27.43
Uludağ Masifi	24	0.40-0.82	0.79-2.08	0.15-0.50	0.05-0.15	3.33 - 10.67
Niğde Masifi	15	0.41-0.75	1.57-1.68	0.01-0.19	0.03-0.16	3.23 - 24.50
Beypazarı Neojen Havzası	25	0.46-1.00	1.50-1.91	0.02-0.32	0.04-0.13	5.14 - 17.17
Kızılırmak Grabeni	25	0.41-0.97	1.60-2.34	0.00-0.36	0.04-0.14	3.63 - 18.50
Hasanoğlu ve Mamak	12	7.51-45.31	0.97-1.78	0.01-0.39	0.09-0.99	0.23-0.97
Büyük Menderes Grabeni	14	5.44-114.76	0.89-1.08	-	0.31-0.69	0.25-0.50

3.2. Sulardaki Hidrokarbonların Olgunluğu ve Çökeltme Ortamının Redoks Koşulları

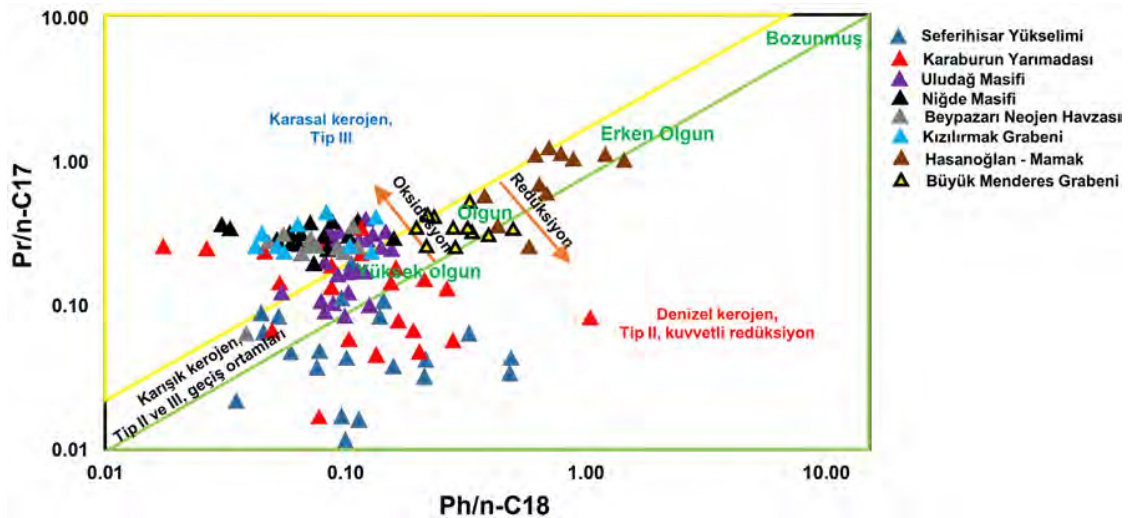
Su numunelerinin Pr/nC17 - Ph/nC18 ve Pr/n-C17 - Pr/Ph diyagramlarındaki konumlarına göre, hidrokarbonları türeten kaynak kayalar, denizel (Tip II kerojen), geçiş (Tip II-III kerojen) ve karasal (Tip III kerojen) ortamlarda çökelmiştir (Tablo 3 ve Şekil 7). Su numunelerindeki n-alkan hidrokarbonlar, olgun petrol hidrokarbonlarıdır (Şekil 7) ve tespit edilen bu olgun hidrokarbonlar, inceleme alanlarındaki çalışan petrol sistemleri için bir kanıttır.

Tablo 3: Sulardaki hidrokarbonların olgunluğu ve çökeltme ortamının redoks koşulları (Özdemir, 2019a-c; Karataş ve diğ., 2019; Palabıyık ve diğ., 2019; Özdemir ve diğ., 2020a, b)

Havza/Bölge	Kerojen Tipi	Ortam	Çökelme Ortamının Redoks Koşulları	Olgunluk
Seferihisar Yükselimi	Tip II-III	Denizel - Geçiş	Anoksik - suboksik	Olgun
Karaburun Yarımadası	Tip II-III	Denizel - Geçiş - Karasal	Anoksik - suboksik	Olgun
Uludağ Masifi	Tip II-III	Denizel - Geçiş - Karasal	Suboksik - oksik	Olgun
Niğde Masifi	Tip III	Karasal	Oksik	Olgun
Beypazarı Neojen Havzası	Tip III	Karasal	Oksik	Olgun
Kızılırmak Grabeni	Tip III	Karasal	Oksik	Olgun
Hasanoğlu ve Mamak Bölgeleri	Tip II-III	Geçiş	Anoksik	Olgun
Büyük Menderes Grabeni Batısı	Tip II-III	Denizel-Geçiş	Anoksik	Olgun

4. OLASI PETROL VE DOĞALGAZ KAPANLARI

Gravite ve manyetik verilerinin petrol ve doğalgaz aramalarında kullanımına yönelik yöntemleri ve saha uygulamalarını içeren birçok çalışma mevcuttur (Özdemir, 2019a-c; Özdemir ve diğ., 2020a). Araştırma alanlarında olduğu gibi, jeokimyasal yöntemlerle olgun petrol hidrokarbonlarının varlığı kanıtlanmış (olgun petrol hidrokarbonlarınca zengin sular belirlenmiş) olan bölgelerdeki petrol ve/veya doğalgaz kapanlarının/ rezervuarlarının yerinin belirlenmesi için özellikle sismik ölçümler çok önemlidir. Ancak, inceleme alanlarında değerlendirmeye esas olabilecek sismik ölçüm hatları bulunmamaktadır. Bu nedenle, bu alanların yeraltı jeolojisi MTA Genel Müdürlüğü tarafından üretilmiş olan gravite ve manyetik verilerden hazırlanan haritalar kullanılarak değerlendirilmiş ve yorumlanmıştır. Bu çalışmada, referans alınan alanların muhtemel petrol ve/veya doğalgaz rezervuarlarının sınırlarını ve derinliklerini belirlemek için kullanılan gravite ve manyetik yöntemler ve uygulamaları, Özdemir (2019a-c) ve Özdemir ve diğ. (2020a) çalışmalarında detaylı olarak açıklanmıştır.



Şekil 7: Su numunelerinin Pr/n-C17 - Ph/n-C18 diyagramı (diyagram: Peters ve diğ., 1999'dan).

4.1. Batı Anadolu'daki Olası Petrol ve Doğalgaz Kapanları

Seferihisar Yükselimi'nde (İzmir), Türkiye'nin kanıtlanmış en büyük altın cevheri rezervine sahip altın işletmelerinden birisi olan Efemçukuru Altın İşletmesi bulunmaktadır (Şekil 1 ve 2). Hazırlanan gravite ve manyetik haritaları ile belirlenen, maksimum 765 m derinliğindeki, baskın olarak GB-KD doğrultulu, hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği doğrultu atımlı faylarla sınırlandırılmış antiklinal, bölgedeki olası petrol ve/veya doğalgaz rezervuarıdır (Şekil 2) (Özdemir ve diğ., 2020a).

Karaburun Yarımadası'nda, eski tarihlerde işletilmiş civa madenleri bulunmaktadır (Şekil 1 ve 2). Hazırlanan gravite ve manyetik haritaları ile belirlenen, maksimum 220 m derinliğindeki, baskın olarak GB-KD doğrultulu hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği doğrultu atımlı faylarla sınırlandırılmış bindirme antiklinalleri, bölgedeki olası petrol ve/veya doğalgaz rezervuarlarıdır (Şekil 2). Yapıların iki bindirme zonu arasında olması, hidrokarbonların bu yapılarda birikmiş olma ihtimalini kuvvetlendirmektedir (Karataş ve diğ., 2019).

Türkiye'nin en yüksek entalpili jeotermal sahaları, Büyük Menderes Grabeni içerisinde yer almaktadır (Şekil 1 ve 2). Büyük Menderes grabeninin batı kısmında, Erentöz ve Ternek (1959) tarafından 5 adet petrol emaresi varlığı bildirilmiştir. Hazırlanan gravite ve manyetik haritaları ile belirlenen, baskın olarak GB-KD doğrultulu hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği Büyük Menderes grabeninde sıyrılma ve yırtılma faylarının etkisi ile havza içerisindeki sedimanter ve metamorfik birimlerin faylanması ve kıvrımlanması sonucunda oluşmuş 700 - 2500 m derinliğindeki karmaşık kıvrımlar (antiklinaller), grabendeki olası petrol ve/veya doğalgaz kapanlarıdır (Şekil 2) (Özdemir, 2019c).

4.2. Kuzeybatı Anadolu Olası Petrol ve Doğalgaz Kapanları

Uludağ Masifi'nde, eski yıllarda işletilmiş volfram yatağı bulunmaktadır (Şekil 1 ve 3). Gravite ve manyetik haritalar ile belirlenen, baskın olarak KB-GD doğrultulu hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği merkezinde granit bulunan metamorfik kayaların oluşturduğu antiklinal, bölgedeki olası petrol ve/veya doğalgaz rezervuarıdır (Şekil 3) (Palabıyık ve diğ., 2019).

Beypazarı Neojen Havzası, yaygın olarak petrollü şeyl ve kömürlü jeolojik birimler içermektedir (Şekil 1 ve 3). Hazırlanan gravite ve manyetik haritaları ile belirlenen, fay-ilerleme kıvrımlarındaki yaklaşık 100 m derinliğindeki antiklinaller, bölgedeki olası doğalgaz rezervuarlarıdır (Şekil 3). Yapıların iki bindirme zonu arasında olması, hidrokarbonların bu yapılarda birikmiş olma ihtimalini kuvvetlendirmektedir (Özdemir ve diğ., 2020b).

Hasanoğlan ve Mamak bölgelerinde bulunan Altındağ Altın arama sahasında, analizi yapılan kaya numunelerinde işletilebilir boyutta ve tenörde altın değerleri elde edilmiştir (Şekil 1 ve 3) (Özdemir ve diğ., 2019c). Hazırlanan gravite ve manyetik haritaları ile belirlenen, baskın olarak GB-KD doğrultulu hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği bindirme antiklinalleri, bölgedeki olası petrol ve/veya doğalgaz rezervuarlarıdır (Şekil 3) (Özdemir, 2019a, b).

4.3. Orta Anadolu'daki Olası Doğalgaz Kapanları

Niğde Masifi'nde, eskiden işletilmiş Gümüşler civa madeni bulunmaktadır (Şekil 1 ve 4). Hazırlanan gravite ve manyetik haritaları ile belirlenen, baskın olarak GB-KD doğrultulu hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği, merkezinde granit bulunan metamorfik

kayaçların oluşturduğu domsal yapılar (Şekil 4), bölgedeki olası doğalgaz rezervuarlarıdır (Özdemir ve diğ., 2020b).

Volkanosedimanter birimlerden oluşan Kızılırmak Grabeni'nde kayatuzu oluşumları vardır ve önceki çalışmalarda bu tuz oluşumlarının diapirik bir yapıya sahip olduğu belirtilmiştir (Şekil 1 ve 4). Hazırlanan gravite ve manyetik haritaları ile, grabende baskın olarak KB-GD doğrultulu hidrokarbonların kapanlanabileceği ve korunabileceği doğrultu atımlı faylarla sınırlanmış olan bir tuz domu yapısı belirlenmiştir. Bu tuz domu etrafındaki yapılar, olası doğalgaz rezervuarlarıdır (Özdemir ve diğ., 2020b).

5. SONUÇLAR

Bu çalışmada, inceleme alanlarının petrol ve doğalgaz potansiyelinin inceleme alanı ve çevresindeki doğal su kaynaklarından alınan örnekler üzerinde TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizleri yapılarak araştırılması amaçlanmıştır. Yapılan analizler sonucunda, sulara belirlenen n-alkan hidrokarbonların tamamının, olgun petrol hidrokarbonları olduğu tespit edilmiştir. Bu hidrokarbonların varlığı, inceleme alanlarındaki çalışan petrol sistemleri için bir kanıttır. Çok sayıda örnek üzerinde yapılan jeokimyasal analizlerle ile çalışan petrol sistemlerinin varlıkları kanıtlanan inceleme alanlarında detaylı petrol ve doğalgaz arama faaliyetlerine (jeofizik ve sondaj çalışmalarına) devam edilmelidir. Türkiye kara alanlarının çoğunluğu genç alüvyonlar, genç volkanikler, ofiyolitler ve ofiyolitik melanjlarla kaplıdır. Bu nedenle de, ülke geneli kara alanlarının petrol ve doğalgaz potansiyelinin ve yeni arama hedef alanlarının alışlagelmiş jeokimyasal yöntemlerle (kaynak kaya hedefli) araştırılabilme olanağı son derece sınırlıdır. Sonuç olarak, çok sayıda numune ile hidrokarbon varlığının kanıtlanabildiği rezervuar hedefli suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizinin, Türkiye'deki özellikle makro ve mikro ölçekte hidrokarbon emarelerinin ve işletilebilir boyutta metalik maden yataklarının bulunduğu alanlarda yapılacak gelecek hidrokarbon arama faaliyetlerinde hızlı, düşük maliyetli ve etkin bir yöntem olacağı düşünülmektedir.

TEŞEKKÜR

Bu çalışma, İstanbul Teknik Üniversitesi Bilimsel Araştırma ve Marmara Üniversitesi Bilimsel Araştırma ve Geliştirme Projeleri Birimleri tarafından finansal olarak desteklenen ve sırasıyla MAB-2019-42217 ve SOS-A-100719-0267 proje kodlu araştırma bulgularının bir kısmını içermekte olup, çalışmaya sağladıkları destekler için sözü edilen Birim Koordinatörlükleri'ne teşekkür ederiz.

REFERANSLAR

- Eymold, W.K., Swana, K., Moore, M.T., Whyte, C.J., Harkness, J.S., Talma, S., Murray, R., Moortgat, J.B., Miller, J., Vengosh, A., Darrah, T.H., 2018. Hydrocarbon-rich groundwater above shale-gas formations: A Karoo basin case study. *Groundwater*, 56(2), 204-224.
- Karataş, A., Özdemir, A. ve Şahinoğlu, A., 2019. Karaburun Yarımadası ve Seferihisar Yükseliminin (Batı Anadolu) Petrol ve Doğal Gaz Potansiyelinin İyot Hidrojeokimyası ve Suda Petrol (TPH) Analizi ile İncelenmesi. Marmara Üniversitesi, Bilimsel Araştırma ve Geliştirme Projeleri Koordinasyon Birimi, Proje No (9505): SOS-A-100719-0267 (Yayımlanmamış).

- Kreuzer, R.L., Darrah, T.H., Grove, B.S., Moore, M.T., Warner, N.R., Eymold, W.K., Poreda, R.J., 2018. Structural and hydrogeological controls on hydrocarbon and brine migration into drinking water aquifers in Southern New York. *Groundwater*, 56(2), 225-244.
- Liu, S., Qi, S., Luo, Z., Liu, F., Ding, Y., Huang, H., Chen, Z., Cheng, S., 2018. The origin of high hydrocarbon groundwater in shallow Triassic aquifer in Northwest Guizhou, China. *Environmental Geochemistry and Health*, 40(1), 415-433
- Özdemir, A., 2018. Suda TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) analizinin petrol ve doğalgaz arama amaçlı kullanımı: Türkiye’den ilk önemli sonuçlar. *Mühendislik Bilimleri ve Tasarım Dergisi*, 6(4), 615-636.
- Özdemir, A., 2019a. Hasanoğlu (Ankara) petrol sisteminin organik hidrojeokimyasal kanıtları. *Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi*, 25(6), 748-763.
- Özdemir, A., 2019b. Mamak (Ankara) çalışan petrol sistemini jeokimyasal kanıtı olarak olgun hidrokarbonlarca zengin sular ve bölgedeki potansiyel kapan alanı. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, 17, 244-260.
- Özdemir, A., 2019c. Büyük Menderes grabeni (Batı Anadolu) Neojen öncesi petrol sisteminin organik hidrojeokimyasal kanıtları ve potansiyel kapanlar. *Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi*, 16, 325-354.
- Özdemir, A., Palabiyik, Y., 2019a. A review of Paleozoic - Miocene petroleum source rocks of Turkey by paleogeographic and paleotectonic data: New interpretations and major outcomes. VII. Uluslararası Fen, Mühendislik ve Mimarlık Bilimlerinde Akademik Çalışmalar Sempozyumu, 15 - 17 Kasım 2019, Ankara, 689-725.
- Özdemir, A., Palabiyik, Y., 2019b. A new approach to petroleum source rock occurrence: The relationships between ophiolites, mantle plume, mass extinction and petroleum source rock. IV. Uluslararası Bilimsel ve Mesleki Çalışmalar Kongresi - Mühendislik Bilimleri (BILMES EN), 07 - 10 Kasım 2019, Ankara, 28-39.
- Özdemir, A., Palabiyik, Y., 2019c. A shallow and reliable indicator for deep oil and gas accumulations in the subsurface: Metallic ore deposits. IV. Uluslararası Bilimsel ve Mesleki Çalışmalar Kongresi - Mühendislik Bilimleri (BILMES EN), 07 - 10 Kasım 2019, Ankara, 40-57.
- Özdemir, A., Palabiyik, Y., 2019d. Significance of relationships between hydrocarbons and metallic ore deposits in oil and gas exploration: Part III. Lead and zinc deposits. BİLTEK Uluslararası Bilim, Teknoloji ve Sosyal Bilgilerde Güncel Gelişmeler Sempozyumu, 21-22 Aralık 2019, Ankara, 240-250.
- Özdemir, A., Palabiyik, Y., 2019e. Significance of relationships between hydrocarbons and metallic ore deposits in oil and gas exploration: Part II. Copper deposits. BİLTEK Uluslararası Bilim, Teknoloji ve Sosyal Bilgilerde Güncel Gelişmeler Sempozyumu, 21-22 Aralık 2019, Ankara, 230-239.
- Özdemir, A., Palabiyik, Y., 2019f. Significance of relationships between hydrocarbons and metallic ore deposits in oil and gas exploration: Part I. Gold deposits. BİLTEK Uluslararası Bilim, Teknoloji ve Sosyal Bilgilerde Güncel Gelişmeler Sempozyumu, 21-22 Aralık 2019, Ankara, 219-229.

- Özdemir, A., Karataş, A., Palabiyik, Y., Yaşar, E., Şahinoglu, A., 2020a. Oil and gas exploration in Seferihisar Uplift (Western Turkey) containing an operable-size gold deposit: Geochemical evidence for the presence of a working petroleum system. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*. Doi: 10.1007/s40948-020-00152-2.
- Özdemir, A., Palabiyik, Y., Karataş, A., Şahinoglu, A., 2020b. Türkiye'nin Yüzey ve Yeraltı Sularında TPH (Toplam Petrol Hidrokarbonları) Analizi Uygulamaları. 150 s (Yayımlanmamış).
- Özdemir, A., Kaya, İ., Şahinoğlu, A., 2020c. Metamorfik kayalarla ilişkili Altındağ (Ankara) orojenik altın cevherleşmesinin jeolojik ve jeokimyasal incelemesi: İlk bulgular. 2. Maden Mühendisliği Sempozyumu, 26-27 Mart 2020, Trabzon (kabul edildi).
- Palabiyik, Y. and Özdemir, A., 2019. Oil and gas seeps in Turkey: A review. VII. Uluslararası Fen, Mühendislik ve Mimarlık Bilimlerinde Akademik Çalışmalar Sempozyumu, 15 - 17 Kasım 2019, Ankara, 726-740.
- Palabiyik, Y., Özdemir, A. ve Şahinoğlu, A., 2019. Uludağ Masifi'nin (Kuzeybatı Anadolu) Petrol ve Doğal Gaz Potansiyelinin İyot Hidrojeokimyası ve Suda Petrol Analizi Kullanılarak Belirlenmesi. İstanbul Teknik Üniversitesi, Bilimsel Araştırma Projeleri Koordinasyon Birimi, Proje No: 42217, 75 s (Yayımlanmamış).
- Pirson, S.J. 1942. Theoretical and economic significance of geodynamic prospecting. *World Petrol*, 13, 38-42.
- Tarım ve Orman Bakanlığı, 2004a. Türkiye Yerüstü Su Kalitesi Yönetmeliği, <http://www.resmigazete.gov.tr/eskiler/2016/08/20160810-9.htm>.
- Tarım ve Orman Bakanlığı, 2004b. Türkiye Su Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği, <http://www.mevzuat.gov.tr/Metin.Aspx?MevzuatKod=7.5.7221&MevzuatIliski=0&sourceXmIsearch=>.
- Zemo, D.A. and Foote, G.R., 2003. The technical case eliminating the use of the TPH analysis in assessing and regulating dissolved petroleum hydrocarbons in groundwater. *Groundwater Monitoring & Remediation*, 23(3), 95-104.

Automated Thin Section Image Analysis Using Machine Learning and Image Processing

Farhad Khalilzadeh

Target Digital Bilgi Teknolojileri

Summary

This study focuses on creating an AI powered Thin Section Image Analysis software. Using Machine Learning (ML) algorithms we try to increase the speed of thin section analysis. This work automatically detects staining status , Litholgy of the thin section, Dunham texture , different rock features abundances in thin section images. The workflow for multi-class lithology classification includes: (a) scanning the thin sections to obtain a high-resolution image, (b) definition of the training data set by a petrography specialist (identification of main lithologies), (c) segmentation , (d) feature extraction: edge detection, texture extraction and noise reduction, train- test split validation, and model training. The results have demonstrated potential as a relatively cheap and fast approach to obtain lithology classification and therefore quantification in a highly complex tight reservoir.

Keywords : Machine learning, pattern recognition from thin section rock images, lithological classification, rock properties.

Introduction

The Oil and Gas industry is increasingly taking advantage of digital technology and its application in the determination of reservoir properties for production optimization. One of the key elements for reservoir characterization is the study of the distribution of lithological units.

This paper tries to identify lithology from thin sections and core images of rock samples obtained by drilling. Oil and gas company petrographers spend months studying the hundreds of thin sections obtained for rock cores in order to identify lithology, fluid inclusions and other characteristics of the rock formations (such as porosity, vugularity and pore throat connectivity / permeability). This process, referred to as Reservoir Rock Typing (RRT) is labour intensive, and error prone (depending on the expertise level of the petrographer doing the work). Furthermore, there is the risk of introducing inconsistencies due to differing biases of the humans studying the thin sections. the purpose of this project is to perform RRT using artificial intelligence techniques in order to – speed up the process, thereby reducing the cost - de-skill the process, thereby reducing the need for specialist skills - reduce the variability of outcomes introduced by using multiple humans

who have their own biases - reduce the variability introduced by the same human whose interpretation of the thin section changes over time.

The main objective of this study is to test the success of Machine Learning (ML) models in predicting lithologies from cutting samples. The samples are prepared as thin section images and are obtained from tight oil and gas reservoirs. Supervised ML models are assessed for automatic lithology segmentation, classification and posterior quantification of the different lithologies predicted in the samples.

Technological Approach

The goal is to perform reservoir rock typing (RRT) with minimal human intervention. The approach is to use neural networks to identify and classify patterns visible in the high resolution photographic images of the rock thin sections. we will take the following steps: - prepare datasets that belong to different rock formation types (e.g., clastic sandstones, fractured carbonates) - perform clustering on the images to identify candidate lithological elements – perform classification of clusters to identify top lithological elements (grains of various lithology, vugs, porous space, fluids) - perform supervised, as well as unsupervised training on a training dataset - build a human interface to help classify uncertain reservoir rock types. We will use large datasets obtained from our customers and will therefore require high performance computational power. We are expecting to obtain over 90% accuracy of machine based RRT, and we will also build an interface that will help improve results over time, through human expert intervention.

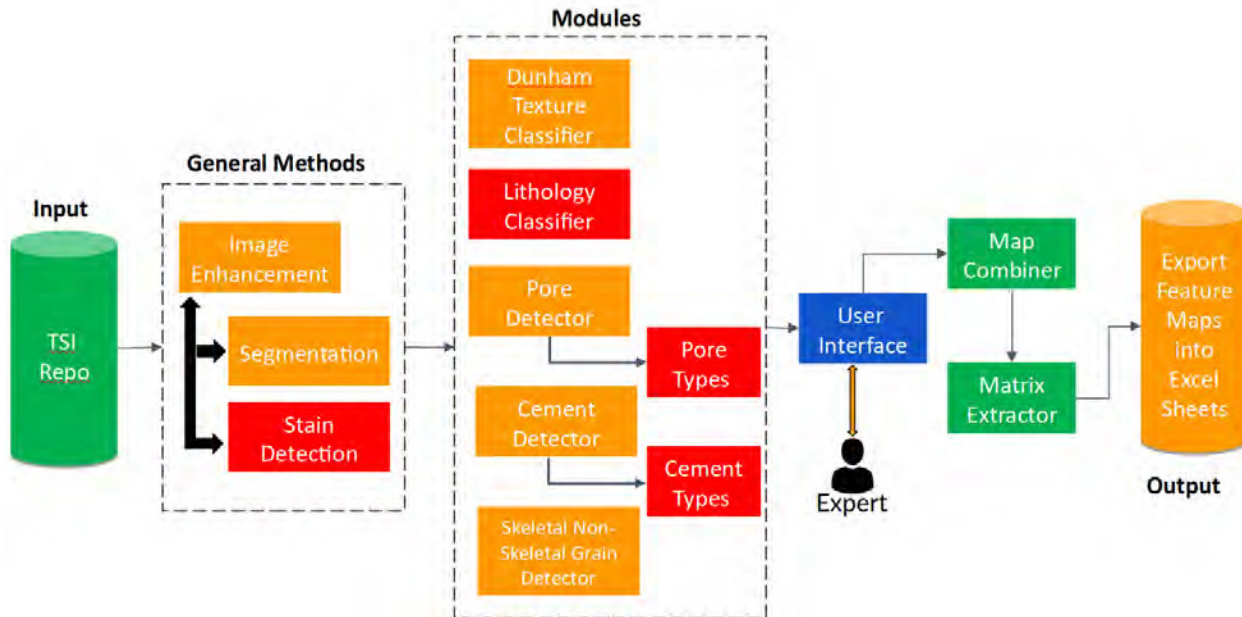
The approach is to develop a Human-in-the-Loop System, which employs the state of the art Artificial Intelligence, Deep Learning and Image Processing techniques to optimize Accuracy, Efficiency and Speed for analysis of Thin Section Images by expert users.

Dataset

The problem domain is not new; in fact there have been other attempts to use machine learning for reservoir rock typing. Our unique advantage is to be able to use very large libraries of thin sections (as opposed to few hundred thin sections what normally would be available in a small study, due to prohibitive costs).

For this project we used a dataset that consists of 800 thin section images from different wells. The dataset consists of different scales and different image qualities.

Overall system Main workflow:



The workflow for multiclass lithology classification and other features in drill cutting images with a supervised machine learning algorithms includes:

Image Enhancement : To improve the quality of images and remove the noises from the images, three types of filters including the median, erode, and dilate filters were used. The median filter removes small discontinuities without geometrical changes within pores. The erode and dilate filters erode and enlarge the edges of pores, respectively.

Segmentation : The image segmentation includes identification and isolation of the pixels that belong to the same class, which can be used for creating a representation of image to detect the important elements for a research work.

Stain Detection : using deep convolution neural network we classified the thin section images into stained or not stained images. As most features are better detected in stained thin section images this phase is important for the next feature detection phases of the algorithm.

Dunham Texture classifier : To automatically detect the dunham texture of the thin section images a ResNet deep neural network model is trained and tested with 99% accuracy.

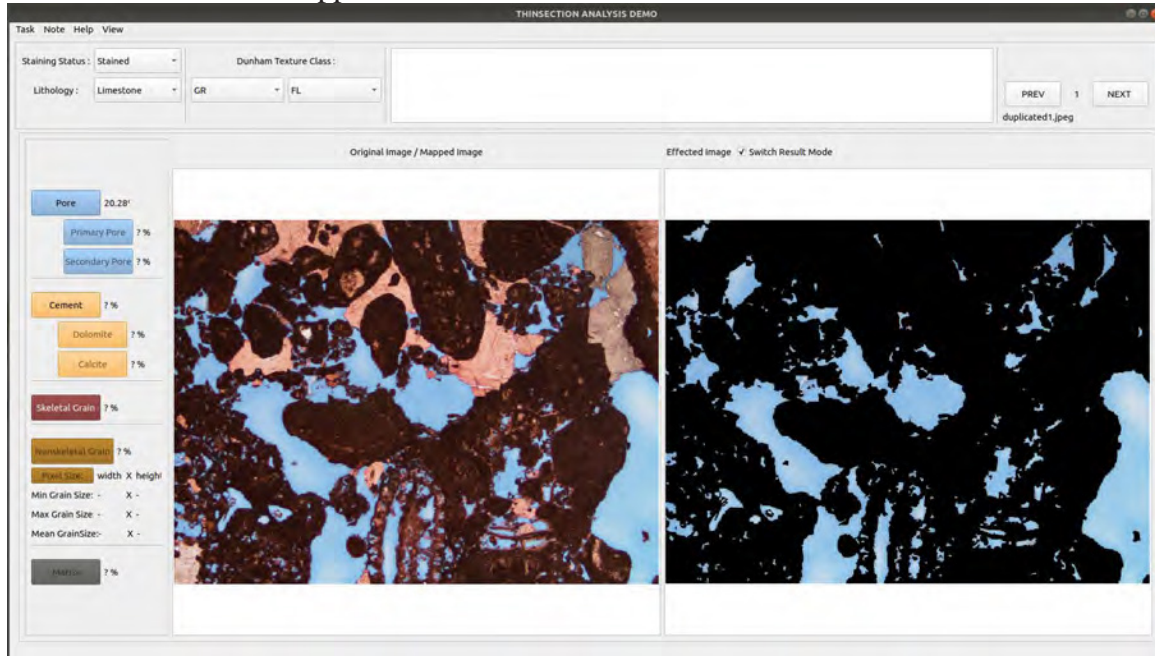
Other feature detection models :

Most of the other feature detection models are used some deep neural network models combined by some classical image processing steps to increase the accuracy and also the speed of the software.

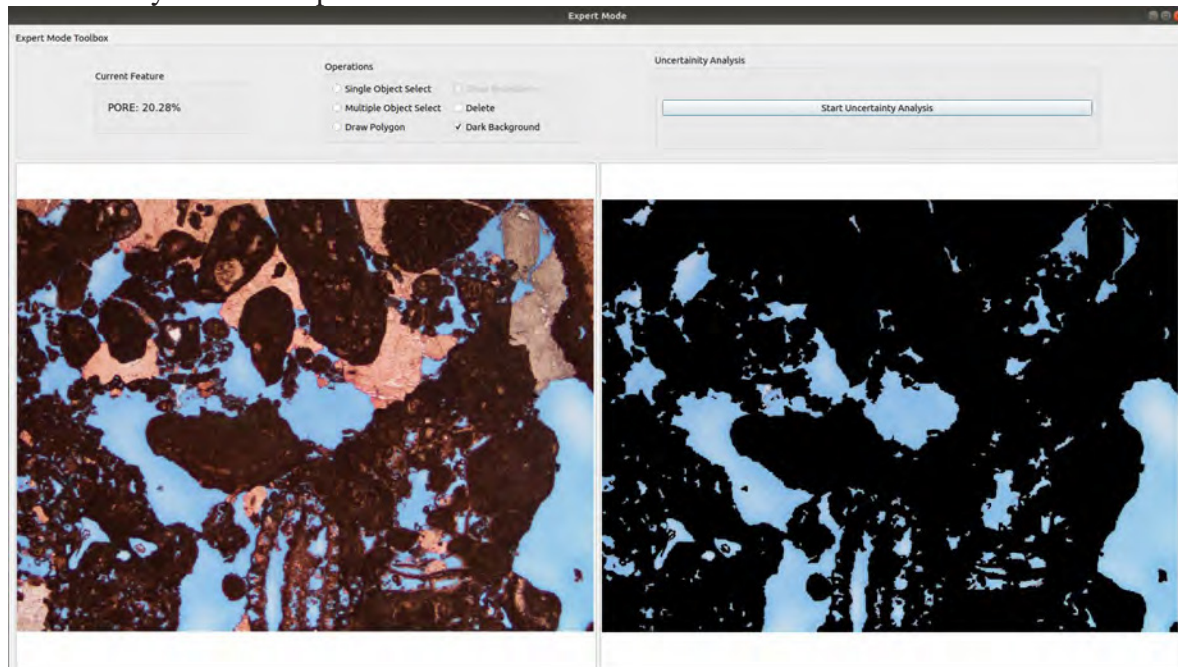
UI

Below are some screenshots of working application GUI. The GUI is designed as it works fine in different operating systems.

The main window of the application :



The below screenshot belong to expert mode where a sedimentologist can easily work with automatically created outputs and fine tune the results in some short minutes.



Applications of software

The application is useful in both research and education as it overcomes limitations associated with physical petrographic analysis of specimens using a microscope. In research, it would be of considerable benefit to perform petrographical analysis of samples while travelling, completing fieldwork or working away from the laboratory without the need for an Internet connection. Users

can generate their own data sets that can be analyzed and re-analyzed over multiple sessions consistently and quickly, with the ability to add and export annotations.

Interpretations can be easily shared among collaborators creating an efficient workflow.

Although it is designed to analyze the thin sections and extract the features needed for oil and gas industry but this tool can easily be used for other kinds of thin section analysis to find different features in the rock such as mine industry with some little modifications.

Conclusion

In this preliminary project, thin section automation by intelligent algorithms is shown to significantly increase the speed, accuracy and efficiency of thin section image analysis compared to manual analysis of experts.

We expect that the proposed human-in-the-loop intelligent system increases the speed of thin section analysis from couple of images to couple of hundred images per day, achieves a much higher accuracy compared to the classical analysis methods.

Future enhancement to:

Improve the algorithms to farther speed up the automation process and increase the accuracy.

Improving the user interface to increase the speed of analysis process. Add additional features to differentiate cement types, pore types, etc.,

References

Arganda-Carreras, I., Kaynig, V., Rueden, C., et al., (2017). Trainable weka segmentation: a machine

learning tool for microscopy pixel classification. *Bioinformatics*, 33(15), 2424–2426.

Budenny, S., Pachezhertsev, A., Bukharev, A., Erofeev, A., Mitrushkin, D., & Belozarov, B., (2017).

Image Processing and Machine Learning Approaches for Petrographic Thin Section Analysis. In *SPE*

Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers. SPE-187885-MS.

Izadi, H., Sadri, J., & Bayati, M., (2017). A new intelligent method for mineral segmentation in thin

sections based on a cascade approach. *Computers & Geosciences*, 99, 37-49.

Ronneberger, O., Fischer, P., & Brox, T., (2015). U-net: Convolutional networks for biomedical image

segmentation. In International Conference on Medical image computing and computer-assisted intervention (pp. 234-241). Springer, Cham.

Schneider, C.A., Rasband, W.S., & Eliceiri, K.W. (2012). NIH Image to ImageJ: 25 years of image analysis. *Nature methods*, 9(7), 671.

Wardaya, P.D., Khairy, H., & Sum, C.W., (2013). Extracting Physical Properties from Thin Section: Another Neural Network Contribution in Rock Physics. *International Petroleum Technology Conference*. doi:10.2523/IPTC-16977-MS



18-20 Kasım / November 2020

ENERJİ POLİTİKALARI VE MEVZUAT

Mevzuatta değişiklik önerileri

Cafer Sarıyıldız, M. Batuhan Eser

Arar Petrol Ve Gaz Arama Üretim Pazarlama A.Ş.

Türkiye’deki petrol arama ve üretim faaliyetleri 6491 sayılı Türk Petrol Kanunu ve bu ana düzenlemeye tabi olarak çıkarılan Uygulama Yönetmeliği kapsamındaki düzenlemeler çerçevesinde yürütülmektedir. 6491 sayılı Türk Petrol Kanunu bir çok yönden hem devletimiz hem de arama-üretim faaliyetlerini yürüten yatırımcı tüzel kişiler açısından ülkemiz hidrokarbon kaynaklarının en etkin ve hızlı bir şekilde aranması ve üretilmesine yönelik düzenlemeler içermektedir. Bununla beraber Kanun’un belli kısımlarında, her geçen gün gelişmekte olan sektörün realitelerine uygun, birtakım ilaveler ve düzenlemeler yapılmasının yerli üretimi arttırıcı etkisi olacağı ve ülkemizin petrol ve doğal gaz konusunda dışa bağımlılığını azaltmaya yardımcı olabileceği kanaatindeyiz. Bu bağlamda özellikle; petrol sektörünün çalışma koşulları göz önüne alınarak diğer bazı meslek gruplarında olduğu gibi petrol faaliyetlerinde çalışan işçiler açısından, fazla mesai, gece çalışması, rotasyonlu çalışma, hafta tatili gibi konularda özel düzenlemeler yapılması operasyonların daha etkin bir şekilde sürdürülmesine yol açacaktır. Ayrıca Petrol Kanunu’muzun 26. Maddesinde belirtilen ancak henüz hayata geçirilmeyen teşvik mekanizmasının bir an önce yürürlüğe konması da faaliyetlerin hızlandırılmasına yarayacaktır. Bu çerçevede Petrol faaliyetlerinde bölgesel teşviklerden yararlandırılması, vergi muafiyetlerinin kapsamının genişletilmesi ve ruhsat başvurusu yapan firmalara başvurdıkları alanlar ile ilgili olarak daha önceden elde edilen sismik vb. verilere erişim imkanı gibi teşvikler düşünülebilir. Yine ruhsat iş programlarında, aynı yatırım tutarı taahhüdünün korunması şartıyla ve ilgili kurumun (MAPEG) onayı ile tadilat yapılabilmesi imkanının tanınması da ülkemiz petrol alanlarının daha efektif şekilde aranmasına yardımcı olacaktır. Doğal gaz keşfinin ardından EPDK nezdindeki lisans süreci tamamlanıncaya kadar geçecek ara dönemde petrol ruhsatı sahibi tarafından geçici mahiyette gaz satışı yapılabilmesi imkânı ve halihazırda doğal gazın iletiminde yaşanan problemlerin giderilmesi (özellikle gazı dağıtım şirketleri aracılığıyla teslim prensibinin esnetilmesi) konularında ilave düzenlemelere gidilmesi son derece müspet sonuçlara imkan tanıyacaktır.

Anahtar Kelimeler: Mevzuat, Kanunu, Yönetmeliği

Petrol Şirketleri İçin ‘Data Foundation’ın Önemi ve PPDM’in Rolü

H. Çağlar Erdiham, Baran B. Kıvılcım, K. Berkay Aydemir ve Barış Fındık

Target Digital Bilgi Teknolojileri

ÖZ

Yüz yılı aşkındır çok çeşitli ve tarzda 'Data' biriktiren petrol şirketleri, uzun yıllardır 'Data'nın güvenliği, depolanması ve gerektiğinde 'Data'ya hızlı bir şekilde ulaşılması konusunda endişeliler. Son yıllarda Big Data, Machine Learning (ML) ve Artificial Intelligence (AI)'ın yükselişe geçmesiyle beraber petrol şirketleri bu servislerden de yararlanmak istiyor. Tabi öncelikli olarak 'Data Governance' ve 'Data Quality Improvement' aşamalarını geçmeleri gerekiyor.

Bilginin en pahalı şey olarak değerlendirildiği günümüzde, Professional Petroleum Data Management (PPDM, a non-profit organization) tüm petrol şirketlerini doğru ve belli bir standart ile depolanmış 'Data' üretmeye teşvik ediyor ve bunun için yol gösterici olmaya çalışıyor. Bu sayede kaliteli 'Data', ML ve AI teknolojilerinde de kullanılabilir hale geliyor.

Günümüzde en azından Data Governance ve Data Quality Improvement projelerini büyük ölçüde tamamlayan büyük petrol şirketleri, ML ve AI teknolojilerinden yararlanmak üzere adımlarını atmaya başladılar bile. Peki bu aşamalar ve sonrasında vaat edilenler nelerdir?

1. GİRİŞ

‘Data’, Latin kökenli ‘Datum’ kelimesinin çoğul halidir. 1600’lü yıllarda kullanılmaya başlayan bu kelime bir yerlerden edinilmiş saf veri anlamına gelir. İşlenmiş veriye (dataya) bilgi (information) denilirken, metadata ise veri hakkındaki veri olarak tanımlanır. Örneğin bir kitabın metadatası; yazarının adı veya hangi tarihte basıldığı olabilir. Yine kitap örneğinden gidilecek olursa, bir kitabın bütün içeriği o kitabın datasıdır. Bu içeriğin bilgi değeri görebilmesi için bir beyin ya da makine tarafından işlenerek mantıklı ve bir amaç uğruna kullanılabilir bir hale gelmesi gerekir. İşlenmiş bu veri (data) sonucu oluşan çıktı bilgidir (information).

Tanımlanmasında fayda olacak diğer iki önemli kavram ise ‘Data Foundation’ (Veri Temeli/Veri Özelliği) ve ‘Data Center’dır (Veri Merkezi). Verinin (datanın) Metadata’sı ile beraber, bir data depolama modeli ile veri tabanlarına (Database) depolandığı yerlere ise veri merkezi adı verilir. Adından da anlaşılacağı üzere aslında veri merkezleri genel olarak saf datayı ya da bilgiyi barındıran datanın depolandığı yerleri tanımlar. Data Foundation ise veri merkezinden farklı olarak, verinin özellikleri ile tanımlanır. Örneğin Data Foundation’ın ne kadar güçlü olduğunu tanımlamak için ‘Data Foundation’ı oluşturan verinin büyüklüğü, çeşitliliği ve doğruluğu gibi özelliklerine bakılır. Etkili bir Data Foundation, ham bilgileri eyleme geçirebilmek için gerekli altyapıyı sağlar. Örneğin, böyle güçlü bir Data Foundation’a sahip bir sistem ile otonom araçlar çok yakında yollarda görülebilir.

2. YAPAY ZEKA VE MAKİNA ÖĞRENMESİ

Yapay zekanın bir alt kolu olan makine öğrenmesi uygulamaları geliştirebilmek için çok data gerektiği bilinen bir gerçektir. Tabi datanın sadece boyutu ve çokluğu değil, çeşitliliği ve doğruluğu gibi özelliklerine de bakmak gerekir, yani bir bütün olarak Data Foundation'ın gücüne. Ayrıca bu kadar büyük ölçekli ve güçlü Data Foundation yapısına sahip datanın, makine öğrenmesi ya da benzer diğer yapay zeka uygulamaları ile bilgiye dönüştürülebilmesi için veri merkezleri, çok iyi kurgulanmış ve gelişmiş data modellerine ihtiyaç duyarlar. Aslında temel olarak makine öğrenmesi uygulamaları ile koca bir kütüphaneye konmuş bir insan arasında çok büyük bir fark yoktur. Sadece insan beyni çok daha küçük boyutta bir veri topluluğu ile çok daha yavaş bir veri işleme kapasitesi ile çalışırken, makine öğrenmesi algoritmaları çok daha büyük veri topluluğu ile çok daha hızlı çalışırlar.

3. DÜNYADA VERİYE YAKLAŞIM

Makine öğrenmesinin başlangıcı olarak kabul edebileceğimiz yapay sinir ağlarının doğuşu, Warren McCulloch (sinir sistemi fizyolojisi uzmanı) ve Walter Pitts (matematikçi) tarafından, 1943 yılında yayınlanan, sinir ağları ve onların nasıl çalıştığı ile ilgili bir makaleden ortaya çıkmıştır. Bu çalışmanın bilgi teknolojilerinde çok büyük bir ilgiyle karşılanmamasının iki temel sebebi olarak; yeterli dataya sahip olmamamız ve yeterli dataya sahip olsak bile, bu kadar büyük ölçekli datayı işleyecek teknolojiden yoksun olmamızı diyebiliriz.

3.1 Veri Artışı ve Teknolojinin Gelişmesi

IDC (International Data Corporation), Data Age 2025 raporunda belirttiğine göre; 2016'da yaklaşık 20 Zettabyte olan dünyadaki toplam veri boyutu, 2018'de 35 Zettabyte'a ulaşmış. 2025 tahminlerinde ise 175 Zettabyte olacağını belirtilmiştir. 175 Zettabyte'ın büyüklüğünü anlamak için bir örnek vermek gerekirse; bu büyüklükte bir veri DVD'lere koyulmak istense ve bu DVD'ler üst üste koyulsa, Dünya ile Ay arasındaki mesafenin 23 katı uzunluğa erişecek bir DVD yığını elde etmiş olursunuz. Bugünün Türkiye'sinde oldukça iyi bir indirme hızı sayılabilecek bir indirme hızıyla, yani 25 Mb/s ile bu büyüklükte bir veriyi indirmeyi denerseniz, bunun için 1,8 milyar yıla ihtiyacınız olacaktır.

Veri artışının yanı sıra, bu verileri işleyecek donanımların gücündeki artış da makine öğrenmesi yöntemlerini popüler hale getirdi. Samuel H. Fuller ve Lynette I. Millet'in belirttiği rakamlarda; 1990 ve 2010 yılları arasında, kişisel bilgisayarların işlem gücü 10.000 kat arttı. Yani makine öğrenmesinin ilgi görmediği, yeterli verinin bulunmadığı ve bilgisayarların işlem gücünün yetersiz olduğu ilk zamanlara göre insanlık çok yol kat etmiş oldu.

3.2 Dijitalleşme Çağı

Dijitalleşme çağı büyük verileri de beraberinde getirdi. Kamera, mikrofon ve sıcaklık sensörleri gibi alıcılardan gelen büyük çaptaki veriler, aynı zamanda bu verilerin işlenme ihtiyacını da doğurdu. Bilgisayarlardan öncede var olan algoritmalar, hızlı işleme becerisi olan bilgisayarlar sayesinde dijital ortamlarına kavuştular. Örneğin, dijital fotoğraf makineleri ile beraber oluşan büyük fotoğraf verilerinden yararlanılarak, benzer fotoğraflarda bulunan objelerin yerleri yapay zekâ algoritmalarına öğretildi. Böylece bu algoritmalar, herhangi bir insana ihtiyaç duymadan, kendileri çalışarak objelerin yerlerini tespit edebilmeye başladılar. Bugün bu algoritmalar

sayesinde, trafik, güvenlik ve sağlık gibi sektörlerde, nesne takibi alanında büyük gelişmeler sağlandı.

4. PETROL FİRMALARINDA VERİYE YAKLAŞIM

Petrol aramacılığı ve üretimi ile ilgilenen şirketler, envanterden, finans ve insan kaynaklarına, arama faaliyetlerinden, üretim faaliyetlerine, lisanslama işlerinden, bakım işlerine kadar çok geniş bir kapsamda çalışırlar. Düzenli olarak ve durmadan gelen bu büyük veri topluluğu, bazı şirketlerce oldukça güvenli, düzenli ve en azından şirket içinde kabul gören standartlar ile kaydedilirken, bazı şirketler ise bu dijitalleşme çağını çok daha geriden takip etmektedir. Tabi burada diğer önemli bir faktör ise verinin kalitesi ile beraber güvenilirliğidir. Buradan sonraki kısımlarda veri depolamadaki 3 önemli kısmı; fiziksel yeterlilik (donanım), veri kalitesi ve veri tabanı bakımlarından daha ayrıntılı bir şekilde ele almaya çalışacağım.

4.1 Fiziksel Yeterlilik (Donanım)

Geleneksel olarak, şirketler kendi sunucu sistemlerini kurmayı, çalıştırmayı ve yönetmeyi tercih ederler. Fakat, veri hacmi büyüdükçe, karmaşık yapay zeka algoritmaları ile bu veriyi anlamlandırmak hem çok zorlaşmakta hem de donanım ve çalışan maliyeti dikkate alındığında büyük bir bütçe ayrılmasını gerektirmektedir.

Hemen bütün şirketler bugünlerde bulut bilişim sistemlerine geçerek, veri depolama ve işleme aşamasında bu sistemlerin; ulaşılabilirlik, ölçeklenebilirlik, düşük maliyet, süreklilik ve güvenlik gibi özelliklerinden faydalanmaya başlamışlardır.

2009'da yapılan bir çalışmaya göre, bulut bilişim, proje başlangıcında dezavantajlı gibi görünse de uzun vadede, maliyet, hız ve performans açısından çok daha avantajlı hale gelmektedir. Bu sebeplerden dolayı, Netflix, LinkedIn, Facebook gibi büyük bütçeli şirketler servislerini bulut bilişim üzerinden sağlamaktadırlar.

4.2 Veri Kalitesi

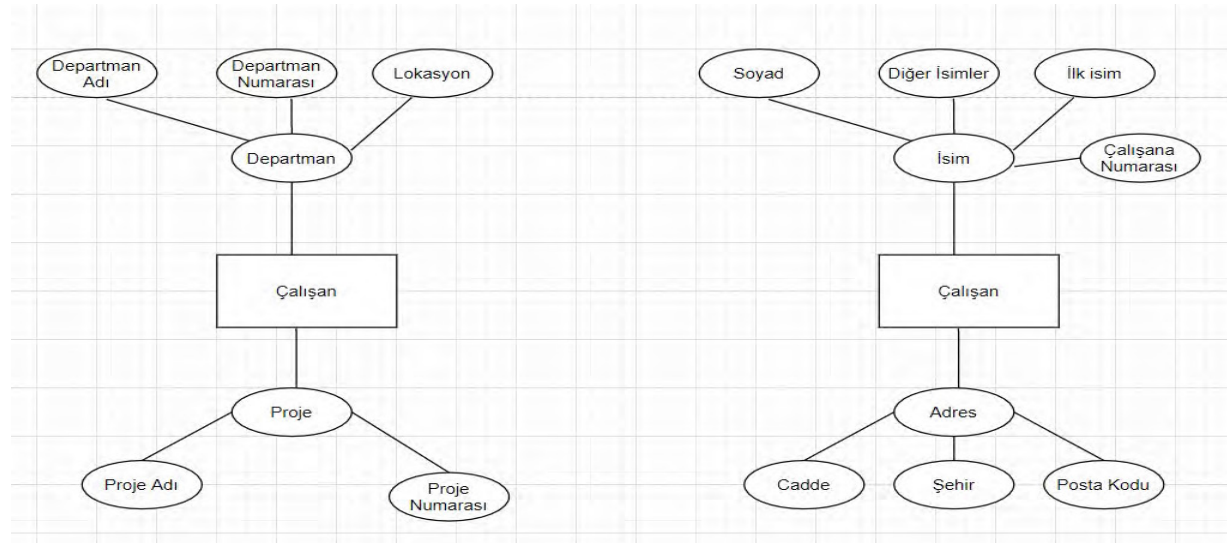
Verinin kalitesi birkaç farklı noktadan ele alınabilir. Verinin oluşturulduğu tarihe bağlı olarak depolama şekli ve formatı büyük değişkenlik gösterir. Örnek vermek gerekirse; bilgisayarların geniş bir şekilde kullanılmaya başlandığı zamanların öncesinde, kağıda daktilo ile yazılmış bir veriden, bugünün pdf (Portable Document Format) formatı ile kayıtlı bir veri, taşınabilirliği, kopyalanabilirliği ve okunabilirliği olması açısından, oldukça farklılık gösterir. Diğer önemli bir husus ise verinin metadata barındırıp barındırmamasıdır. Bir kuyu raporundan (asıl veri olarak ele alalım) örnek vermek gerekirse; hangi tarihte, hangi şirket tarafından, kaç metreye sondajı yapıldığı gibi metadatalar, asıl veri kaydedilirken metadata olarak belirlenmemiş ise, bu veriyi ileride kullanması gereken bir uzman, veriye ulaşmakta ciddi zorluklar yaşar. Özellikle karar verme aşamalarında veriyi kullanacak olan uzmanlar bu sebepten çalışma saatlerinin büyük bir bölümünü, ihtiyaçları olan veriyi aramaya harcarlar. Journal of Petroleum Technology'de yayınlanan bir araştırmaya göre, ortalama bir jeofizikçi, çalışma zamanının sadece %18'ini verimli çalışmaya harcarken, %60'ını veri aramaya harcamaktadır. Son olarak verinin üretilme aşamasındaki koşullara bağlı olarak, verinin güvenilirliği de verinin kalitesini belirleyen diğer önemli bir husustur. Örnek olarak petrol aramacılığı amacı ile açılan bir sondaj kuyusunun operasyon raporları düşünüldüğünde, bu raporları hazırlayan uzman kişi ya da ölçümleri yapan

cihazların güvenilirliği düşük ise, aslında fiziksel olarak yapılan bu sondaj operasyonlarının değerini gösteren raporların da güvenilirliği düşük olmuş olur. Petrol aramacılığı sırasında yapılan yüksek maliyetli operasyonların birçoğunun, bir petrol rezervuarı keşfetmek ya da mevcut bir rezervuarı, bu operasyonlar sırasında toplanan veriler ile, geliştirmek için yapıldığı düşünülürse, üretilen bu güvenilirliği düşük verinin boşa harcanmış kaynaklar olarak niteleneceği aşıkardır. Bütün bu veri kalitesi sorunlarının, verinin oluşturulduğu andan sonraki bir zamanda çözülmeye çalışılması, veri kalitesi artırma projelerinde ciddi bir maliyet getirir. M. Lager'ın yaptığı bir araştırmaya göre; verinin veri tabanına ilk girişinde kalite kontrolü yapılarak girilmesi 1\$'lık bir maliyet getiriyor ise, kalite kontrolü yapılmamış bir veriyi düzeltmek ortalama 10\$'lık bir maliyet getirmektedir. Eğer kalite kontrolüne yeteri önem verilmez ve bu veriye dayanan kararlar alınır ise verilen yanlış kararlar sonucu şirkete maliyet 100\$'ı bulmaktadır.

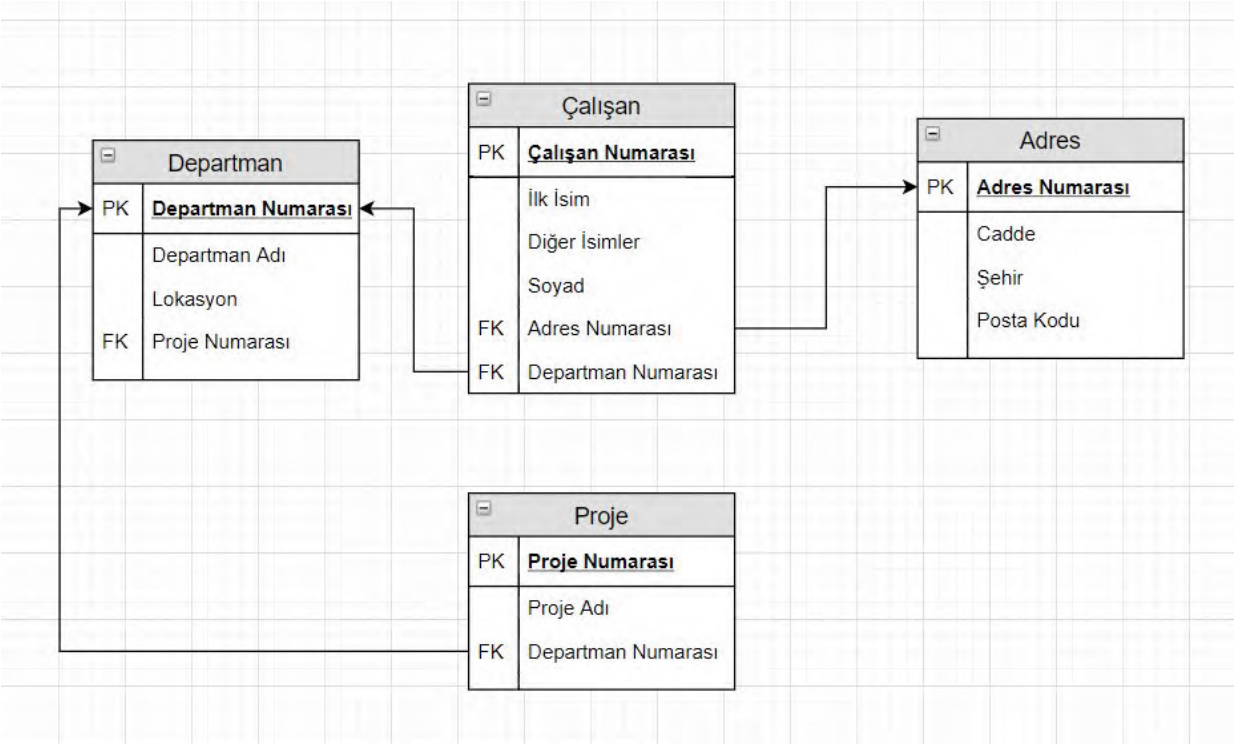
4.3 Veri Tabanı

Veri tabanı genellikle elektronik olarak bir bilgisayar sisteminde depolanan, yapılandırılmış bilgi veya verilerden oluşan düzenli bir koleksiyona denir. Veri tabanları genellikle bir veri tabanı yönetim sistemi (Database Management System-DBMS) ile yönetilir. Veri, DBMS ve bunlarla ilişkili uygulama yazılımları bir araya geldiğinde sıklıkla ve yalnızca veri tabanı sistemi olarak adlandırılırlar.

Günümüzde en yaygın olarak kullanılan DBMS, RDM (Relational Data Model) yani ilişkisel veri modelidir diyebiliriz. Verileri tablo formatında depolayarak bu tablolar arasındaki ilişkiyi ve düzenlemeyi sağlayan en yaygın dil ise SQL'dir (Structured Query Language). Veri tabanı profesyonellerinden başka insanların anlamasında biraz zorluk olan RDM tasarlanmadan önceki aşama olan ERD (Entity Relationship Diagram) tanımlanması, bu tanımlı yapacak asıl konu uzmanı için göreceli olarak daha kolaydır. Takip eden tabloda sırasıyla basit bir ERD ve bu ERD'ye bağlı bir RDM incelenebilir.



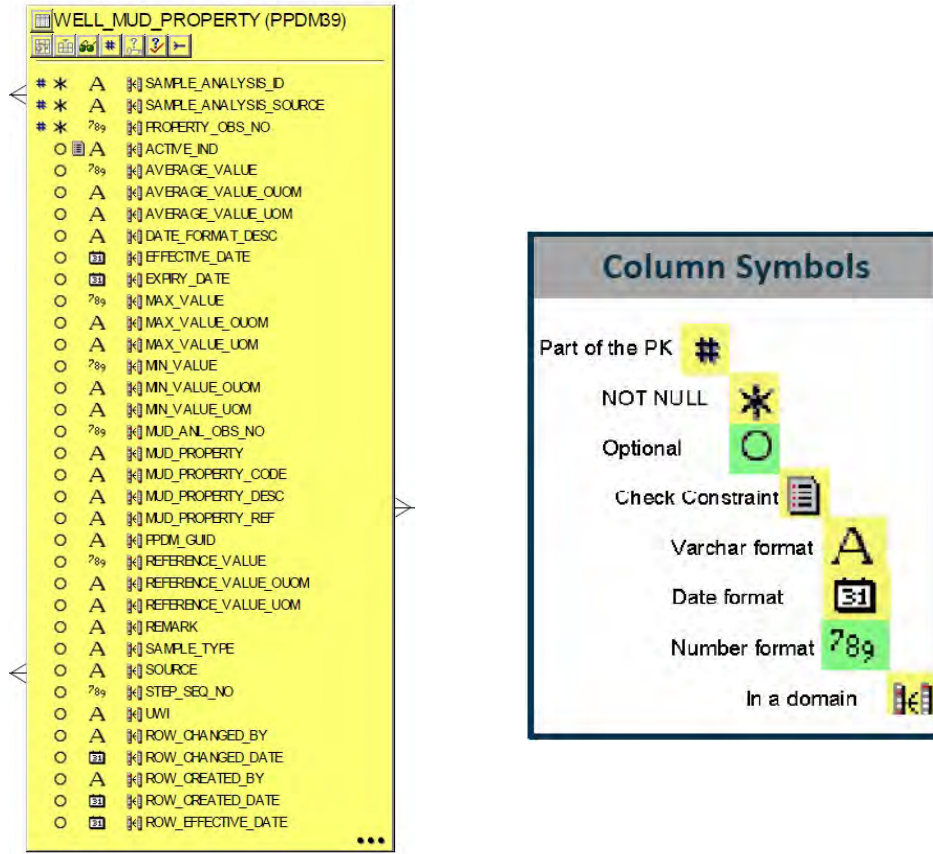
Şekil 1: ERD örneği



Şekil 2: RDM Örneği

5. VERİ MODELLEME

Önceki bölümlerde verilen ERD ve RDM örnekleri, çok basit bir şekilde veri modelleme aşamalarının temel mantığını anlatmak için yapılmıştı. Hem sayıca hem de boyut olarak çok büyük veriye sahip kurumsal bir şirketin, hemen hemen bütün verilerini uçtan uca modelleme amacı taşıyan veri modelleri, ne yazık ki bu basit örnekte olduğu gibi kolayca tasarlanamaz. Bu tarz şirketlerin veri modellemesi bir veri modelleme uzmanı tarafından yapılmalı ve bu uzmana, modelleme sırasında mutlaka bahsi geçen verinin uzmanının yardım etmesi gerekir. Bir örnek ile basitçe somutlaştırmak için sondaj sırasında kullanılan çamur özellikleri veri modellemesini ele alalım. Bir veri modelleme uzmanından veriyi RDM yöntemi ile modellemesi istenir ise, bu veriler; birimleri, birbirleri ile ilişkileri ve var ise ait oldukları grupları ile beraber modelleme uzmanına verilmelidir. Bu işlem parçalar halinde ERD yöntemi ya da başka bir yöntem ile yapılabilir. Bütün bu işleri yapacak rolün ise bahsi geçen verinin asıl sahibi ya da o veri hakkında uzman olan benzer biri tarafından yapılması gerekir. Aşağıda sondaj sıvısını ele alan bir örnek olarak, PPDM (Professional Petroleum Data Management – a nonprofit organization) tarafından geliştirilmiş, PPDM’in 3.9. versiyonu olan veri modelinden alınmış bir tablo ve onun yanında bu tablonun lejantı incelenebilir.



Şekil 3: PPDM39 Well_Mud_Property Tablosu ve Lejanti

6. PPDM (PROFESSIONAL PETROLEUM DATA MANAGEMENT ASSOCIATION)

PPDM'in resmi sitesinden alınan tanımı ile PPDM: Petrol endüstrisinde en iyi uygulamaların, standartların, eğitim ve sertifika programlarının, geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması yoluyla, petrol veri yönetiminin profesyonelleştirilmesine liderlik eden, küresel ve kar amacı gütmeyen bir topluluktur. PPDM, dünya çapında faaliyet gösteren şirketler, düzenleyiciler, yazılım satıcıları, veri satıcıları, danışmanlık şirketleri ve veri yönetimi profesyonellerinin ihtiyaçlarını temsil eder ve destekler.

PPDM aracılığıyla bir araya gelen petrol veri uzmanları; endüstri ihtiyaçlarını karşılamak amacı ile, iş odaklı ve pragmatik veri yönetimi standartlarını beraberce oluştururlar. PPDM'in tanımlamaya çalıştığı temel standartlar arasında; Kamu Petrol Veri Modeli, Standart Kuyu Tanımı, Kuyu Durumu ve Sınıflandırması ile örnek uygulamalar, veri kuralları ve daha fazlası bulunmaktadır. Eğitim ve sertifikasyon programlarına ek olarak, PPDM mesleki gelişim fırsatları da yaratır. Bu fırsatlar arasında; konferanslar, fuarlar, çalıştaylar, İK destek araçları ve öğrenci gelişim programları bulunmaktadır.

PPDM, yukarıda sadece bir tablo ile örneklendirilmiş, büyük bir petrol şirketinin veri modellemesinde, uçtan uca kullanılmak üzere, en yeni versiyonu olan 3.9.'da 2688 tablo ve bu tabloların birbiri ile ilişkisini tanımlıyor.

7. SONUÇ

Anlaşılabileceği üzere petrol aramacılığı ile ilgilenen bir şirketin veri modellemesinin yapılması, veri kalitesinin sürekli kontrol edilip yükseltilmesi ve veri yönetiminin bir bütün olarak sürekliliğinin sağlanması pek de kolay ya da tek seferlik bir iş olarak algılanmamalıdır. Ayrıca veri yönetimi işi sadece bilgi işlem departmanlarının tek başına yönetebileceği işler değildir. Bu süreçlerde muhakkak ilgili verinin sahibi ya da uzmanlarının bulunarak sürece katkıda bulunması beklenir.

Veri yönetimini, bütün departmanların katkısı ile, sürekli ve bir şirket kültürü içgüdüğü ile yapmayan firmalar, aldıkları kararlar ile süreçlerini yanlış yöneterek gelirlerini ciddi derecede düşürürler. Sirius Decisions'ın yaptığı bir araştırmanın sonucuna göre, veri kalitesinin son derece yüksek olduğu şirketlerin bile %10 civarındaki verisinde kalite sorunları gözlenmiştir. Yine aynı araştırmada, karar verme aşamasında yüksek kaliteli verilerden yararlanan firmalar kazançlarını %66 oranında artırmışlardır.

REFERANSLAR

- Aberdeen Group, 2012, The Big Data Imperative: Why Information Governance Must be Addressed Now, Dec.
- P.C. Lesslar, F.G. van den Berg, May 1998, Managing Data Assets to Improve Business Performance, SPE, Sarawak Shell Bhd. Journal of Petroleum Technology.
- M. Lager, 2009, CRM Magazine, Data Quality Best Practices Boost Revenue by 66 Percent, 22 Jan.
- W. W. Eckerson, TDWI Report Series, Data Quality and the Bottom Line, Achieving Business Success Through a Commitment to High Quality Data.
- T. Friedman, M. Smith, 2011, Measuring the Business Value of Data Quality, 10 Oct.
- C. Bradley, Data Management Advisor (DMA), Data Governance and the Consequences of Dirty Data.
- E. Udeh, Data Quality in the Oil and Gas Industry
- M. Mosley, M. Brackett, S. Earley, First Edition 2010, The DAMA Guide to The Data Management Body of Knowledge (DAMA-DMBOK Guide).
- P. Lesslar, H. Stephenson, U. Algan, J. Lewis, The National Data Repository, Data Quality Metrics Workstream, Part-1: Background and Case for Change.
- P. Lesslar, H. Stephenson, U. Algan, J. Lewis, The National Data Repository, Data Quality Metrics Workstream, Part-2: Business Rules Fundamentals.
- P. Lesslar, H. Stephenson, U. Algan, J. Lewis, The National Data Repository, Data Quality Metrics Workstream, Part-3: Implementation Guide.
- S. Marsland, 2014, Machine Learning: An Algorithmic Perspective, Chapman and Hall/CRC.
- T. M. Mitchell, 1997, Machine Learning.
- X. Zhu, A. B. Goldberg, 2009, Introduction to Semi-supervised Learning, Synthesis Lectures on Artificial Intelligence and Machine Learning 3.1, 1-130.

- T. C. Redman, 1998, The Impact of Poor Data Quality on the Typical Enterprise, Communications of the ACM 41.2, 79-82.
- D. Reinsel, J. Gantz, J. Rydning, 2018, The Digitization of the World from Edge to Core, IDC White Paper.
- S. H. Fuller, L. I. Millett, 2011, Computing Performance: Game Over or Next Level in Computer, vol. 44, no. 1, Jan., 31-38.
- D. Kondo, et al., 2009, Cost-benefit Analysis of Cloud Computing Versus Desktop Grids, IEEE International Symposium on Parallel & Distributed Processing.
- C. P. Papageorgiou, M. Oren, T. Poggio, 1998, A general framework for object detection, Sixth International Conference on Computer Vision (IEEE Cat. No. 98CH36271).

TÜRKİYE CUMHURİYETİNİN KURULUŞUNDAN İTİBAREN PETROL ARAMALARININ YETERİNCE GERÇEKLEŞMEMESİNİN SEBEPLERİ VE NETİCELERİ

Ahmet E. AKÇAEL

Emekli, Petrol İşleri Genel Müdürü

I. İLK DÖNEM PETROL ARAMALARI 1925-1954

Dünyada petrolün ticari olarak bulunması 1860'lı yıllara rastlamaktadır. Osmanlı Devleti'nin son zamanlarında Ülkenin birçok yeri ile birlikte Irak Petrolleri üzerinde büyük paylaşımlar yaşanmıştır. Bu devreye ait çok geniş bilgiler literatürde yer almaktadır.

Bu tebliğde Türkiye Cumhuriyeti'nin kurulmasını takiben Ülkemizde petrol aramaları ve neticeleri üzerinde değerlendirmeler yapılması esas alınmıştır.

Cumhuriyet döneminin ilk yıllarında, Hükümet petrol araştırmayı prensip olarak ele almış ve 24 Mart 1926 tarihinde 792 sayılı Petrol Kanunu kabul edilmiştir. 20 Mayıs 1933 tarihinde 2189 sayılı yasa ile Petrol Araştırma ve İşletme İdaresi ve 20 Haziran 1935 tarihinde ise Maden Tetkik Arama (MTA) kurulmuş ve Petrol İdaresi bu kuruluşa bağlanmıştır.

1925 yılında Ülkemizde petrol jeoloğu ve mühendisi olmaması sebebiyle jeolog M. Lucius Türkiye'ye çağrılarak Ülkemizin petrol kaynaklarının tesbiti çalışmalarına başlanmış ve 1929'da ise Petrol Jeoloğu Cevat Eyüp Taşman ABD'den Türkiye'ye davet edilerek petrol aramalarına başlanmıştır. 1936-1940 yıllarında yurt dışına 65'e yakın Türk talebesi petrol aramalarında değişik branşlarda eğitim almak üzere Avrupa ve daha çok ABD'ye burslu olarak gönderilmişlerdir. Bu arkadaşların o zamanın şartlarında yurt dışına gidişleri, dönüşleri ve Türkiye'de saha çalışmalarını, araştırmalarını minnetle karşılıyoruz. Mehlika Taşman, Kemal Lokman, Ziya Kirman, Kasım Önder, Melih Genca, Hulusi Berilgen, Mithat Tolgay, Raşit Ceylan, Rıfat Beyazıt, Ferhan Sanlav, Selahattin Özkan ve o gruptan daha nicelerini hürmetle anıyoruz.

Bütün zorluklara rağmen 20 Nisan 1940'da Raman-1 kuyusunda petrol bulunmuş ve 1951 de Garzan sahası keşfedilmiştir. 1954 yılına kadar 76 adet kuyu açılmış ve 96 bin ton petrol üretilmiştir.

II. KLASİK PETROL KANUNU DÖNEMİ 1954---

1. 1954 yılında devletçi ve liberal düşüncüler arasındaki büyük tartışmalar sonucunda TBMM'de kabul edilen 6326 Sayılı Petrol Kanunu ile ülkede petrol kaynakları yerli ve yabancı şirketler tarafından aranmaya başlanmıştır. 1954 yılında liberal Petrol Kanunu yapılırken dünyadaki eğilim yakından incelenmiş ve Washington/ABD'de petrol yöneticiliği yapmış jeolog ve hukukçu olan Mr. Max Ball danışman olarak getirilmiştir. Mr. Max Ball'da mali işler için maliyeci ve hukukçu olan Mr. Bossert'i getirmiştir. Söz konusu danışmanlarla bir ekip kurularak 5-6 ay gibi bir zaman içinde kanun çalışmaları tamamlanmıştır. Ruhsat alan şirketler ve yeni kurulan TPAO'nın 1965 yılına kadar yaptığı ciddi boyutlardaki arama ve sondaj faaliyetleri, birçok sahanın keşfini de beraberinde getirmiştir. Bu gelişmeler Ülkenin petrol potansiyeli yönünden büyük umut yaratmıştır. Ancak, 1961'den itibaren liberal anlayışın yerini devletçi düşüncelerin alması petrol aramalarını yavaşlatmıştır.

2. 1960'lı yıllarda petrol sektörünün basında ve bazı çevrelerde Devletleştirme istekleri 1973 yılına kadar sürmüştür. Bu politikanın kabulü 05.04.1973 tarihinde çıkarılan devletçi Petrol Reform Kanununa kadar devam etmiştir. Bu husus, yabancıların Türkiye'de petrol aramalarında frene basma veya Türkiye'yi terketme şeklinde tezahür etmiştir.
3. 1960-1970 yılları arasında Dünya Petrol arzı tüketimin önüne geçmiş ve fiyatlar şirketlerin uyguladıkları indirimlerle devam etmiştir. Bu dönemde bilhassa Libya'da, Basra Körfezinde, Kuzey Afrika ülkelerinde, Alaska ve Kuzey Denizinde büyük petrol rezervleri bulunmuş ve şirketler bu ülkelere yönelmişlerdir.
4. 1964-1973 tarihleri arasında İthal edilen ham petroller için İndirimlerin tespitinde geç kalınması (İndirim Kararnamesi 1973 yılında çıkarılmıştır) şirketleri mali yönden zor durumda bırakmıştır.
5. Petrol İşleri arşivlerinde 5-10 milyar değerinde arşiv dökümanları, sondaj karot kırıntıları, loglar ve raporları bulunmaktadır. Ancak, bunların şirketlerin hizmetine sunulmasında büyük aksaklıklar yaşanmıştır. Bunun da esas sebebi kendi arşiv binası ve bu hizmetleri verebilecek asgari imkanların bulunmamasıdır. TPAO arşiv hususunda yardımcı olmuştur. Ancak TPAO ve şirketler rakip kuruluşlar olması ve PİGM adına hizmet vermesi ilave bir iş olmuştur. Ruhsat alan şirketlerin bu bilgilere ulaşmada çok zaman ve uğraşı yaşadığı bir gerçektir. Arşivler milli servettir ve en iyi şekilde muhafaza edilmelidir. Arşiv ve idare binası yapılması için en az 10-15 yıl boyunca her yıl kurum bütçesine yatırım konulmasına rağmen Maliye Bakanlığı Ocak ayında bu yatırımları tasarruf tedbirleri meyanında yok saymıştır. Ülke için petrolün önemi belirtilirken fiiliyatta gereken imkanın sağlanmamasını anlamak mümkün değildir. Petrol şirketleri için arşivlerin kullanılması büyük değer taşımaktadır. Karot, kırıntı gibi değerlerin dışında arşivlerin korunması için bilgilerin bilgisayar ortamına alınması Orta Doğu Teknik Üniversitesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü ve PİGM ile birlikte 1990'lı yıllarda yapılabilmektedir. Yukarıda belirtildiği gibi arşivlerin kullanılması bilhassa yabancı petrol şirketlerini bezdirmiş ve arama faaliyetlerini geciktirmiştir.
6. Döviz sıkıntısı nedeniyle 1967-1970'li yıllarda ithal ham petrol dövizinin ödenememesi ve bu dövizin Petrol Kanunu'na göre ithal edilmiş sermaye gibi muameleye tabi tutulması dolayısıyla şirketler Türkiye'ye bir nevi kredi sağlamaya zorlanmıştır.
7. 1963 yılında Batman- Dörtyol Boru hattı yapımı gündeme gelmiş ve petrol bulan yabancı şirketlerin buna ortak olmasını istemesine rağmen boru hattı TPAO tarafından kurulmuştur. Bu hususlar 1966-1967 yılında Prof. Dr. Turhan Feyzioğlu başkanlığında kurulan TBMM'si Araştırma Komisyonunda incelenmiş ve bir durum raporuna bağlanmıştır. Ancak, bu araştırma olayı da yabancı şirketlerin yukarıda zikredilen sebeplere ilave olarak petrol aramalarını yavaşlatmıştır.
8. 1971 yılının son aylarında ham petrol fiyatları hızla artmaya başlamıştır. Aynı zamanda petrol rezervlerinin 30 yıllık ömrünün kaldığının ifade edilmesi, petrol şirketlerini büyük çaplı arama yatırımlarına sevk etmiş ve Dünya'da yılda 40-50 Milyar \$'lık bütçe ayrılarak petrol aramasında seferberlik yaşanmıştır. Ancak, Nisan 1973'de çıkarılan devletçi Petrol Reform Kanunu yabancı şirketlerin Türkiye'ye ilgi duymasını önlemiştir. TPAO'da yatırım imkanının kısıtlı olması sebebiyle kendinden beklenen performansı gösterememiştir. Petrol Kanununda değişiklik yapılması 1968-1972 arasında uzunca bir süre tartışılmasına ve hazırlanmasına karşılık 1972 yılı sonunda o günün Hükümetinin tutumunu yansıtabilecek şekilde Maliye Bakanlığı Gelirler Genel Müdür Yardımcısı ile Petrol Dairesi Reis Muavinin İPRAŞ- İzmit'e bir ay süre ile gönderilmeleri ve Kanunu orada hazırlamaları ile yapılan değişiklikler Petrol Reformu Kanunu şeklinde lanse edilerek Meclis'ten geçirilmiştir. Devletçi kanunun zamansız çıkarılması ile Türkiye, yabancı şirketlerin büyük kaynaklarla Dünya çapındaki aramalarından hiç pay alamamıştır.

9. 12 Mart 1971 Muhtırası'ndan sonra kurulan Hükümetin Enerji ve Tabii kaynaklar Bakanlığı da yabancı petrol dağıtım şirketlerinin ellerinde olan akaryakıt depolama tesislerinin devletleştirileceğini ilan etmesi yabancı petrol şirketlerini korkutmuştur
10. Petrol Fiyatlarının 16 Ekim 1973'te 5.12 \$/varil ve 1974 başında 11.65 dolar/varil'e çıkması ile Hükümet 1.1.1974'ten başlamak üzere yerli ham petrol fiyat artışlarını Hazineye almak için 20 Sayılı FON'u tesis etmiştir. Bu FON ile petrolün 5.12 dolar/varil fiyatı dondurulmuş ve fiyat artışları FON'a alınmıştır. İlk uygulamalarda TL/dolar kuru da sabit tutulmuştur. Tabii bu husus petrol arama ve üretim şirketlerini yine yatırım yapmamaya itmiştir. Esas itibarıyla FON veya vergi artırımı bütün ülkelerde yapılmış ve kabul görmüş olmakla birlikte Türkiye'de tatbikatı çok katı olmuştur. Takip eden yıllar içinde 20 Sayılı FON Kararnamesi birçok değişikliğe uğramıştır. 1980'den önce bulunan petrol için uygulanan ve petrol şirketleri lehine 1989 yılında yapılan yerli ham petrolün kuyu başı fiyatından alınan %10 FON payını şirket arama yaptığında bu FON'u arama harcamalarında kullanma hakkına sahip olmalarına rağmen petrol üreten şirketler maalesef bu imkanı iyi değerlendirememişlerdir. Dolayısıyla aramalarda bir gelişme olmamıştır.
11. Ham petrol ithal fiyatları ile, yerli üretilen ham petrol fiyatları ve rafinerinin petrol ürün fiyatlarının Hükümet tarafından tesbiti rafineri sektörünü karsız bir işletmeye dönüştürmüştür. ATAŞ Rafinerisi ortaklarından BP sahip olduğu %17 hissesini satmak istemesine rağmen alıcı çıkmadığı için satamamıştır. Bu durum, entegre petrol şirketleri için yatırımların yapılmasında isteksizlik getirmiştir.
12. ATAŞ Rafinerisinin 1978 yılında devletleştirilmesine girişilmesi de yabancı şirketlerin aramalara girmesini tamamen önlemiştir. ATAŞ rafinerisi bu sebeple 1978 yılında sadece 1.5 milyon ton yerli ham petrol işlemiştir. Sonuçsuz kalan bu devletleştirme de Türkiye'yi büyük bir maliyet ödemesiyle karşı karşıya getirmiştir. En az 2 milyon ton ilave petrol ürünü ithalatı yapılmak zorunda kalmıştır.
13. 25 Ocak 1980 Kararları arasında yer alan 8/ 172 ve 8/ 178 sayılı Bakanlar Kurulu Kararları ile petrol aramalarını teşvik için bir seri iyileştirme yapılmış ve bu hususların 1983 yılında mevcut Petrol Reform Kanunu'nun değiştirilmesi için çıkarılan kanunda yer alması neticesinde liberal bir ortama dönülmüştür. Türkiye'de Devletçi tutumdan ürken şirketler TPAO ile ortaklık şeklinde aramalara girmeyi tercih etmeye başlamışlardır. Ancak bu da sınırlı kalmıştır. Bu gelişmelere ilave olarak 13.6.1980 tarihinde kabul edilen 8/1039 sayılı karar ile "Petrol Arama Fonu" kurulmuştur. FON'un kaynağı akaryakıt fiyatlarına benzinlerde 1 TL/litre ve diğerlerinde 0.5 TL/litre ilave miktarlardan oluşmaktadır. FON'dan arama aşamasında düşük faizli kredi verme öngörülmüştür. Ancak bu FON'da, 2 defa TPAO'ya yapılan ödemeler ile kısıtlı kalmıştır.
14. Bazı yerli Holding şirketleri 1980'li yıllarda petrol aramalarına girmişlerse de yatırım imkanlarının kısıtlı olması ve yeteri kadar yabancı petrol şirketleri ile ortaklık yapamamaları ve 13. Maddedeki FON'dan yararlanamamaları, bu niyetleri de yarıda kesmiştir.
15. 1984-1985 yıllarından itibaren petrol potansiyeli yüksek olan Güney Doğu Anadolu Bölgesi'ndeki terörist aktivitelerin başlaması ve devam etmesi petrol aramalarını yavaşlatmıştır. Bölgenin güvenliğe kavuşması uzadıkça aramalarda yetersiz seviyelere inmiştir.
16. Yıllar itibarıyla dünyada gelişen olaylar karşısında ham petrol fiyatlarının çok yüksek seviyelere çıkması petrol aramalarına başlamak için gerekli olan istikrarlı ortamı sağlayamamıştır. Çünkü Türkiye'den beklenen düzenlemeler ve iyileştirmeler hep askıda kalmıştır.

17. 1988 yılında denizlerde arama yapmak üzere Petrol Kanunu'nun 45. maddesine dayanan Bakanlar Kurulu Kararı ile yapılan düzenleme yabancı şirketleri Ülkeye çekmekle beraber mevcut Kanunun bazı maddelerinde yapılması düşünülen teşvikleri gerçekleştirecek düzenlemelerin kanunlaştırılmaması bu faaliyetleri de akamete uğratmıştır.
18. Üretim yapan Shell, Mobil gibi şirketlerin Rafineri ve Dağıtım aşamalarındaki zararları önemsenmeyerek gerekli düzenlemelerde bulunulmaması ve hatta bu dönemde (1994-1995) şirketlerin hükümetin üst düzeyinden randevu dahi alamamaları, şirketlerin Türkiye'deki arama faaliyetlerinde isteksizlik yaratmış ve 1996-1997 yıllarında üretim sahalarını daha küçük şirketlere satarak Türkiye'deki petrol aramalarına son vermişlerdir. Büyük şirketlerin Türkiye'den çekilmesi petrol aramalarına büyük bir darbe olmuştur.
19. Dağıtım ve rafineri aşamasından da çekilmeyi düşünen Shell 1998 Temmuz ayında çıkarılan akaryakıtta Otomatik Fiyat Sistemi'nin yürürlüğe girmesi ile Türkiye'de kalmaya karar vermiştir.
20. 1997-2001 yılları arasında ham petrol fiyatlarının düşük seyretmesi yine Türkiye'yi aramalar için cazip bir ülke olmaktan uzak tutmuştur.
21. 1995-1996 yılları petrol üreten şirketlerin transferlerini inceleyen SAYIŞTAY Petrol Kanunu'nun 116. Maddesi ile sağlanan imkanın yanlış değerlendirildiğini ve uygulandığını savunarak transferlerin durdurulmasını bir rapora bağlamıştır. Yabancılar izahında zorlanan ve gerçekte devletin büyük zararına sebep olan ve makuliyetten uzak bulunan bu hususu düzenleyen kanununun 116. maddesinin 2013'e kadar düzeltilmemesi de yabancı şirketleri petrol aramaları yönünden beklemeye itmiştir.
22. Türkiye'de petrol sektöründe arama, üretim, boru hattı, rafinaj, dağıtım ve petrokimyadan oluşan dikey ve yatay entegrasyonun dağıtılması sebebiyle milli petrol şirketimiz TPAO arama yatırım imkanları bakımından güçsüz hale sokulmuştur. Ayrıca da dünyada gelişen petrol şirketlerinin hizmet alma modeline uyum sağlayamama sebebiyle masraflı hale gelmiştir. Bu sebeple kendisinden beklenen arama yatırımlarını zaman zaman mali sıkıntılar nedeniyle yerine getirememiştir. Ülkede şu ana kadar 5000'e yakın sondaj yapılmıştır. Bunun sadece 2000 adedi arama kuyusudur. Bir yılda ortalama 80-85 kuyu açılmıştır. TPAO'nın sondaj kulesi imkanı iyi olmasına rağmen maddi yetersizlik dolayısıyla kulelerin atıl kalması kaçınılmaz olmuştur.
23. 1954 yılında çıkarılan Petrol Kanunu'nun değiştirilmesi hususu 1961 yılında gündeme getirilmiş ve ancak 1973 yılında gerçekleştirilmiştir. Aynı şekilde 1973 Kanunu 1983 yılında değiştirilmiştir. 1988-89 yılında deniz aramalarının teşviki için düşünülen değişiklikler gündemde kalmakla birlikte hiç bir zaman gerçekleştirilememiştir. Bu durum şirketler için belirsizlik oluşturmuş ve aramaları geri bıraktırmıştır. Netice itibariyle 10-20 yıl gibi uzun sürelerde Petrol Kanunu'nda değişiklik yapılmasının gündemde tutulması arama faaliyetlerine büyük zarar vermiştir.
24. 2003 yılında 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu'nun çıkarılışı müsbet bir adım olmuşsa da, Kanunun 10. Maddesi ile yerli ham petrol için Piyasa Fiyatı belirlemede getirilen kıstaslar, yerli hafif petrolün fiyatını emsal dünya fiyatının çok altında, orta ve ağır petrolde ise dünya fiyatının üstünde tesbit edilmesine yol açarak petrol aramalarına büyük bir darbe olmuştur.
25. 2004 yılından itibaren artan petrol fiyatları, dikkate alınmadan 1990'lı yıllardan itibaren Petrol Kanunu maddelerinde düşünülen değişiklikler Kanun formuna konularak 17.01.2007 tarihinde 5574 sayılı Türk Petrol Kanunu adı ile kanunlaşmıştır. Ancak Cumhurbaşkanlığı vetosu ile TBMM'ye iade edilmiştir. Kanunun 6 yılı aşkın bir süre Meclis Komisyonu'nda beklemesi, artan petrol fiyatlarına rağmen yine Türkiye'nin aramalar yönünden beklemeye alınmasına yol açmıştır. 30 Mayıs 2013'de kabul edilen

6491 sayılı Türk Petrol Kanunu, 1954 tarihli 6326 sayılı Kanun 'la ekonomik ve mali yönden aynı mahiyette olup Dünya Petrol Sektöründe olan son gelişmeleri dikkate almaması ve bilhassa ham petrol fiyatlarının 100 \$/varil'in üzerine çıkmış olması ve buna paralel olarak mali rejim düzenlemesinin yapılmaması sebebiyle Kanunun getirdikleri Devlet aleyhine ve milli kaynakların kaybına sebep olacak nitelikte bulunmaktadır. Diğer bir ifade ile yeni Türk Petrol Kanunu ile petrol aramalarının sürdürülebilir ve güvenli olmasının sağlanması mümkün olmamıştır. Ayrıca, artan petrol fiyatlarının makul kısmının Hazine'ye alınması önlenmiştir.

26. 14.02.2019 tarihli ve 7164 sayılı Kanun ile Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Maden İşleri Genel Müdürlüğü ile birleştirilirken, 31. Maddesi 2. fıkrasıyla, 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu'nun ham petrolün Piyasa Fiyatının hesaplanma şekli değiştirilmiştir. Yapılan değişiklikle Türkiye'de üretilen ham petrolün emsalinin dünya piyasasından Türkiye'de teslim yeri olan limana veya rafineriye kadar getirilmesi için gerekli bütün giderlerin yarısı yerine tamamı ve daha önce hesaba katılmayan Süveyş Kanalı geçiş ücreti ile Batman veya civarında üretilen ham petrolün Batman rafinerisinde oluşan piyasa fiyatına Batman-Dört Yol Boru Hattı geçiş ücreti hesaba alınmazken bu değişiklikle piyasa fiyatına eklenmiştir. Ayrıca, yerli ham petrole emsal olarak 26 API'den daha ağır petroller için Ras Gharip (21.5 API) yerine, Arab Heavy (27.5 API) petrolünün otuz gün vadeli fiyatının emsal alınması hususu getirilmiştir. Ancak yapılan değişiklikler piyasa fiyatı için yeterli değildir. Yanlışlığı aşikar olarak 16 yıl süre tatbik edilmesi ve sonra bir kısmının değiştirilmesine gidilmesinin izahı da mümkün görülmemektedir. Değişken hususların kanunla sabitlenmesi meselenin tabiatına aykırıdır.

27. 1960 İhtilali, 1971 yılı Muhtırası ve 1980 İhtilali, 28 Şubat müdahalesi dolayısıyla askeri yönetimlerin hakim olduğu dönemlerde yabancı petrol şirketleri aramalarını asgari düzeye indirmişler veya beklemeye almışlardır. Maalesef, bu dönemler yabancı şirketler açısından riskli dönemler olarak adlandırılmakta ve yatırımlarının başka ülkelere kayması kaçınılmaz olmaktadır.

Son 60 yılda yukarıda 27 madde başlığı altında kısaca izah edilen hususlar çerçevesinde Türkiye'nin yabancı petrol şirketleri yönünden aramalara cazip olmaması ve şirketlerin aramaları beklemeye alması, tamamen Türkiye'nin yanlış uygulamaları, politikaları veya politikasızlığı ve petrol aramalarına gereken önemin sözde ifade edilmesine rağmen uygulamalarda yer almadığı şeklinde ifade etmek yanlış olmayacaktır.

III. MEVCUT YASALARIN DEĞERLENDİRİLMESİ VE ÖNERİLER

Tebliğin II. kısmında son 60 yılda uygulanan petrol politikalarının yanlışlığı belli ölçülerde belirtilmiş ve bunlardan Türk Petrol Sektörü'nün gereken dersleri çıkarmış olması gerekmektedir. Ancak bugün için mevcut ve ilgili Petrol Kanunlarının Ülke Petrol Sektörüne ne şekilde hizmet ettiğinin incelenmesi önem arz etmektedir.

Petrol global bir emtia olup Dünya üzerinde kendi politikaları ve ekonomisini düzenlemektedir. Bu sebeple konunun iyi anlaşılması için öncelikle Dünya'da petrolün ekonomisi, mali rejimleri ve vergilendirilme hususunda bilgileri gösteren ekleri incelemek uygun olacaktır, Ek:1,2,3. Bu eklerde dünyanın çeşitli ülkelerinde varil başına petrol üretim maliyetleri, vergi nispetleri ve kazanç oranları gösterilmektedir.

5015 sayılı Petrol Piyasası Yasası'nın 10.maddesinde yerli petrol üretiminin piyasa fiyatı tesbit usulu verilmiştir. Petrol üreten şirketler için önemli olan bu ekonomik değerlendirme sistemi çok büyük rahatsızlık ortaya koymaktadır. Kanuna göre yapılan Piyasa Fiyatı hesaplama sisteminin daha iyi anlaşılması için Ek:4'teki tablo verilmiştir. Ayrıca, Kanun maddesinin yazılış tarzından ve tablonun irdelenmesinden görüleceği üzere sistemin

kabul edilebilirliğinin izahı mümkün bulunmamaktadır. Bu sebeple piyasa fiyatı eski haliyle Türk Petrol Kanunu'na taşınmalıdır.

2013 tarihli 6491 sayılı Türk Petrol Kanunu'nun 12. Maddesi yerli ham petrol üretiminin vergilendirilmesini tarif etmektedir. Kanunda şirketlerin safi kazançları üzerinden ödeyecekleri verginin %55'i geçemeyeceği limiti getirilmektedir. PİGM tarafından yapılmış ve yayınlanmış olan Ek:5 tablosundan görüleceği üzere şirketlerin ürettikleri petrolün varilinden net 45 \$/varil kazanç elde ettikleri hesap edilmektedir. Bu hesaplama, şirketlerin 2008 yılı için Kurumlar vergisi beyanındaki rakamlarla teyid edilmektedir.

Dünya'da şirketlerin %70-80 arasında vergiye tabi olduğu ve kazançlarının varil başına, petrolün 100 \$/varil olduğu zaman, %10 veya 10\$ olduğunun tahmin edildiği bilgisi eklerde verilmiştir. PİGM'lüğü tablosundan görüleceği üzere Türkiye'de verginin miktarı ise %34 olmaktadır. Global bir emtia olan petrolün Türkiye'de Dünya'ya göre sebepsiz çok yüksek gelir sağlanmasını ve Hazine kayıplarının izahını yapmak mümkün görülmemektedir.

6491 sayılı Türk Petrol Kanunu'nun sağladığı diğer teşvik hususların bazılarını ifade etmeyi faydalı bulmaktayım:

1. Ülkemizde petrol aramalarında yüzde yüz yatırım indirimi bulunmaktadır.
2. Mevcut uygulama ile yabancı şirketler ruhsat sahibi olduğu milli petrol kaynaklarının satışını yurtdışında gerçekleştirdiği takdirde bu satıştan doğan gelir vergilendirilmemekte, sadece satın alan şirketin tescili yapılmaktadır.
3. Devlet Hissesi miktarı %12.5 olarak belirlenmiştir.
4. Sermaye transferleri yılın her zamanında yapılabilir.
5. Petrol yatırımlarının maliyetinin düşük olması için dar mükellifiyet esastaki şirketlerin Kurumlar vergisi % 5 olarak belirlenmiştir.
6. Türk Petrol Kanunu'nda petrol keşfedildiğinde "işletme ruhsatı, arama ruhsatının verildiği tarihteki şartları ihtiva eder" denilmektedir.

Bu sebeplerle, 6491 sayılı Kanunun 12. Maddesinde belirlenen vergi sistemi yukarıda belirtilen teşvik unsurları Ülkede petrolün bulunması halinde 2001 yılında 4686 sayılı çıkarılan "Milletlerarası Tahkim Kanunu" ile birlikte iyi irdelenmesi gerekmektedir.

Kanun ile getirilen teşviklerin ve vergilendirme hususunun , Dünya petrol politikaları ile uyumlu olması lazımdır. Bu sebeple Kanundaki bazı hususlar yabancı şirketler tarafından güvenli görülmemektedir. Hiç bir şirket makul olmayan bir teşviğin devamlılığına inanmamakta ve istememektedir. Halen üretilen yerli petrol üretiminden hasıl olan mali kayıplar yarın ülkede karada veya denizde petrol bulunması durumunda çok büyük değerlere ulaşabilir.

Dünyada değişen petrol politikaları, petrol hukuku, mali petrol rejimleri ve genel petrol kullanım ekonomisi konularında, Türkiye'nin ilgili meslek dallarında yeterli uzman elemanların yetiştirilememesi dolayısıyla ilgili Bakanlık, Kuruluş, Üniversite ve medyada uzman eleman noksanlığının Ülke ekonomisine olumsuz tesirleri ve geçmişte verdiği ekonomik kayıpların irdelenmesi ile bu eksikliğin süratle nasıl giderilmesi hususunda kamuoyu oluşturulması ve öneriler getirilmesi bu tebliğin konu özeti olmalıdır.

Petrol üzerinde uygulanan kararlar netice itibariyle hükümetlerin politikaları olarak icra edilmektedir. Petrol ekonomik yönüyle Dünya'da işlenen en dinamik konu olması bakımından, ülke politikalarına karar veren organları güncel şekilde bilgilendirmenin yanında kamu oyunu da bilinçli, doğru ve heyecanlı tutmak gerekmektedir.

Ülkemizde bugün için petrol sektörünün teknik yönünü oluşturan Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği, Jeoloji ve Jeofizik Mühendislikleri iyi düzeyde eğitim ve öğretim vermektedir. Ancak petrolün hukuku, ekonomisi ve maliyesi hususunda Hukuk, Maliye ve Ekonomi Fakültelerinde gerekli eğitim ve uzmanlık eğitimleri bulunmamaktadır. Ayrıca, teknik

personelede yeteri kadar petrolün hukuku, maliyesi ve ekonomisi hususunda eğitim verilmeli ve bu personelin hukuk, ekonomi ve maliye konularında uzmanlaşması imkanı sağlanmalıdır.

Bugün için Mer’i 5015 ve 6491 sayılı Kanunlar ile Petrol hakkı sahibine uygulanan “Mali Rejim” Ülkenin zararına işlemektedir. Bir an için mevcut durum petrol üreten şirketler ve ilgililer için menfaatli görünse de petrol aramaları için mevzuatın güvenli ve sürdürülebilir olmadığı görülmektedir. Bu sebeple bugüne kadar 160’ın üzerinde yabancı şirket Ülkemize petrol aramaları için gelmişken bugün az sayıda şirket çalışmaktadır. Bu ise herkes için zararlı bir durum oluşturmaktadır.

Acilen yerli petrol üretimine uygulanan “Mali Rejim”in yeniden düzenlenmesi ve yukarıda belirtilen mer’i Kanunların ise çok kısa sürede Dünya petrol sektöründeki gelişmelere uyum sağlaması için değiştirilmesi gerekmektedir.

Ekler:5 adet

REFERANSLAR:

1. PİGM Yıllık Bültenleri
2. Halit Edip Özcan, Fotoğraflarla Ulusal Petrol 1929-1954, TPAO, 2006
3. Ernst & Young. (2009). Global oil and gas tax guide 2009

Ek:1

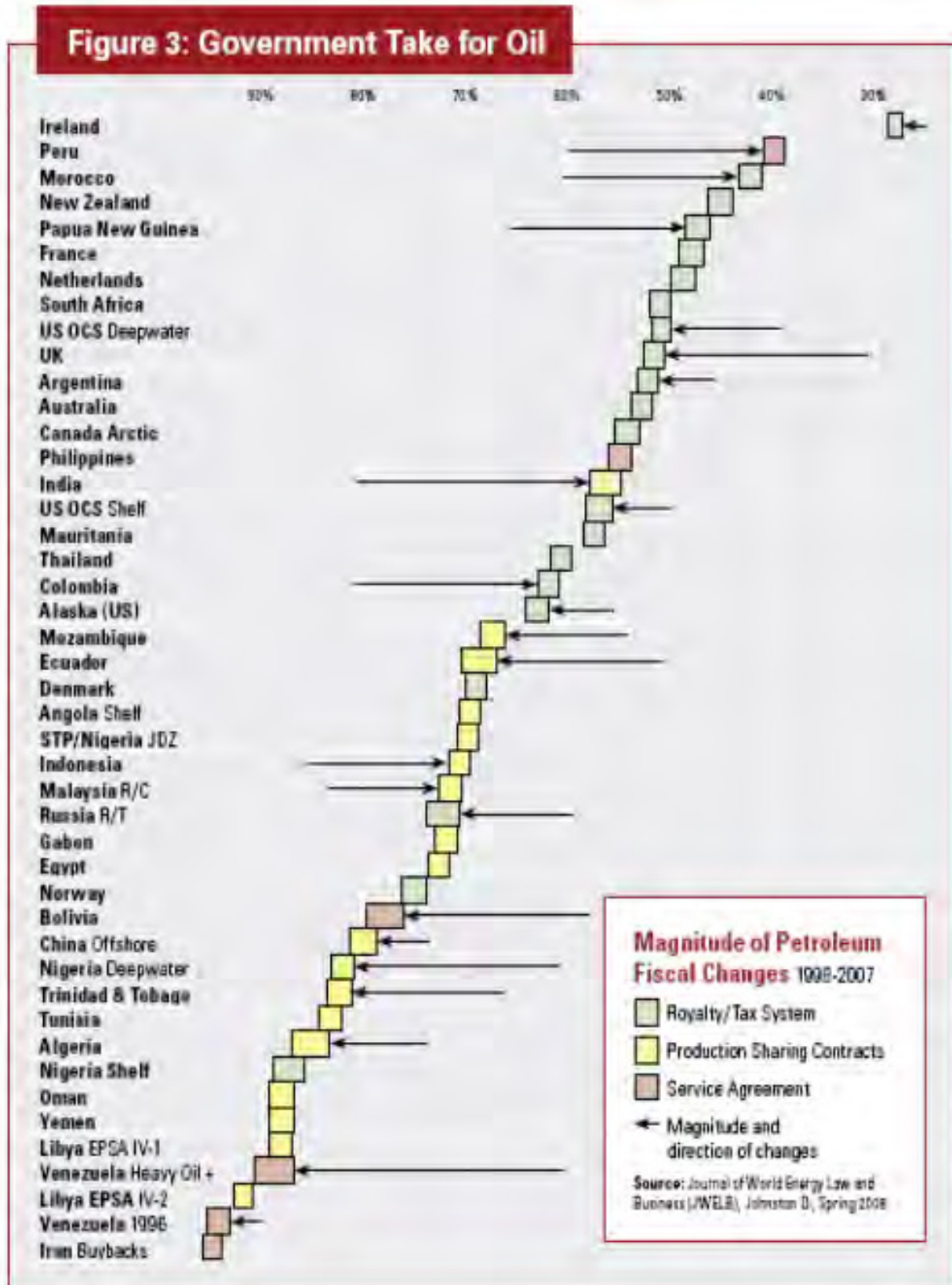
2008 Yılında Dünya Arama ve Üretim Maliyetleri \$/Varil



Arama, geliştirme, üretim maliyetleri dahil;
Vergi, devlet hakkı, diğer devlet payları hariç
Not: Bu değerler, göreceli alınmalıdır. Mutlak değerler, farklı kaynaklarda, ciddi değişiklik gösterebilir

Kaynak: CERA, 2008

Ek:2



Taxation along the oil and gas supply chain

Urals \$105.32 (average for 1H 2008, Med spot)

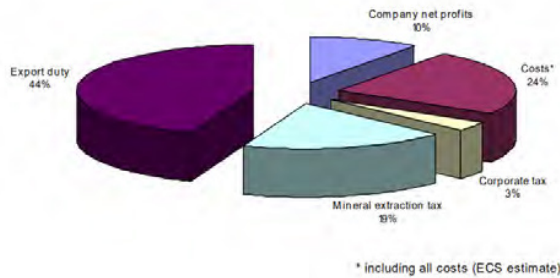
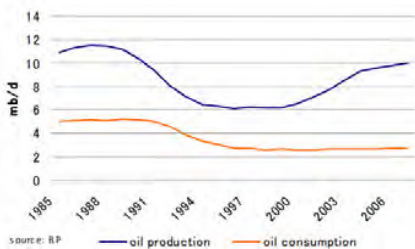


Figure 11: Rent Distribution-Russian Urals Urals \$105.32 (average for 1H 2008, Med spot) Company net profits 10% Costs* 24% Corporate tax 3% Mineral extraction tax 19% Export duty 44% * including all costs (ECS estimate)

The Russian government currently has a three-tier tax system, comprising of a corporate tax, a MET, and export duties on crude and products, to receive benefits from the country's oil wealth. Corporate tax is imposed on oil company's profits at a rate of 24%, the same rate as the other industries. MET was introduced in the 2002 tax reform, replacing the levies and taxes that were previously imposed on subsoil asset developers. MET is also linked to oil prices and the rate is \$20.05 per barrel at writing. While these taxes have been successful in collecting upstream rents, there are concerns over the impact of high taxes on investment and production. Contrary to the steady growths achieved from the mid-1990s until the early 2000s, increases in Russian oil output has slowed in recent years. The current taxes are designed to take more than 90 % of the income earned on the price levels above \$25 per barrel. **As shown above, oil company's net profits are estimated at around 10% or \$10 per barrel under the current price levels (\$105.32 for the average for Urals Mediterranean spot prices during the first half of 2008).** To reverse the slowing trend and replace reserves, a range of incentives to encourage investment in and production from remote and depleted fields are needed. Reflecting this view, in March 2008 the Russian finance minister Alexei Kudrin announced that MET would be reduced by around 7%, or \$4.2 billion in total, to promote the upstream investment. The reduction will only be applied to oil and not to gas. Meanwhile, Kazakhstan has started imposing a crude export duty of \$109.90 per tonne of crude oil (around \$15 per barrel) from June 2008. The rate is also set by a formula linked to oil prices and the current rate is based on the first quarter 2008 average price of \$97.53.

Meanwhile, Kazakhstan has started imposing a crude export duty of \$109.90 per tonne of crude oil (around \$15 per barrel) from June 2008. The rate is also set by a formula linked to oil prices and the current rate is based on the first quarter 2008 average price of \$97.53.

Figure 12: Russian Oil Production and Consumption



Kaynak:Energy Charter Secretariat,2008, Taxation along the oil and gas supply chain pp37

Ek:4			
6326 , 5015 ve 7164 sayılı Yasalara göre Kuyubaşı ve Piyasa Fiyatı Hesabı ve Karşılaştırması			
	6326 Sayılı Yasaya Göre	5015 Sayılı Yasaya Göre	7164 Sayılı Yeni Düzenlemeye göre
HAM PETROL, API	33.5	33.5	33.5
Dolar Kuru, TL/\$	1.8	1.8	1.8
MUKAYESE HAM PETROLU	(Arab Light= 34 API)	(Arap Medium=31 API)	(Arap Medium=31 API)
MUKAYESE HAM PETROL FİYATI, \$/varil	114	110	110
SPESİFİK GRAVİTE	0.857	0.857	0.857
API GRAVİTE FARKI	-0.5	2.5	2.5
0,1 GRAVİTE FARKI, 2 cent/0,1	2	2	2
HESAPLANAN GRAVİTE, \$/varil DÜZELTMESİ	-0.1	0.5	0.5
GRAVİTE DÜZELTMESİ İLE YERLİ EMSAL FİYATI, \$/varil	113.9	110.5	110.5
NAVLUN			
MUKAYESE HAM PETROL ÇIKIŞ LİMANI	Ras Tanura	Ras Tanura	Ras Tanura
RAS TANURA-İZMİT NAVLUNU, \$/Ton	14	14	14
RAS TANURA-İZMİT NAVLUNU, \$/Ton	14	(Gerçek Navlunun 1/2'si) 7	14
AFRA TENZİLATI,%	120%	120%	120%
NAVLUN, \$/Ton	16.8	8.4	16.8
SÜVEYŞ GEÇİŞ ÜCRETİ,\$/Ton	4.8	YOK (Alınmıyor)	4.8
NAVLUN, \$/varil	2.95	1.15	2.95
SİGORTA, \$/Varil (0,075%*(C+F))	0.0088	0.0084	0.0085
PİYASA FİYATI, (CIF) \$/varil	116.9	111.7	113.5
DAHİLİ KARA NAVLUNU \$/Varil (Kara+Boru Hattı)	-1.340	-1.340	-1.340
DENİZ NAVLUNU (Dört yol-İzmit= 4,6 \$/Ton)	-0.63		
KUYUBAŞI FİYATI	114.88	110.31	112.11
Not:Hesaplamalardaki bazı değerler yaklaşık veya tahminidir.			

Ek:5



**Günlük 1000 Varil Üretim Yapılan Bir Sahadan
Elde Edilebilecek Devlet ve Şirket Gelirleri**

Hasılat	100.000 \$
Devlet Hissesi (% 12,5)	12.500 \$
İşletme Gideri (Varil başına 20 \$ alınmıştır.)	20.000 \$
Vergi Öncesi Gelir	67.500 \$
Kurumlar Vergisi (% 20)	13.500 \$
Kurumlar Vergisi Sonrası Gelir	54.000 \$
Stopaj (% 15)	8.100 \$
Toplam Devlet Payı (*)	34.100 \$
Şirketin Net Geliri	45.900 \$

(*) Toplam Devlet Payı = Devlet Hissesi + Kurumlar Vergisi + Stopaj' dan oluşmaktadır.

Tabloda 1 varil ham petrol fiyatı 100 \$ ve üretim 1000 varil üzerinden hesaplanmıştır.

Investment Into The Turkish E&P Industry

Chris de Goey

CEO, ARAR Petrol ve Gas A.S.

=== *Note: The opinions and wording expressed in this paper are entirely personal and do not reflect the views of ARAR A.S.* ===

ABSTRACT

Turkey has an attractive petroleum regulation and commercial market. Whereas TPAO is focusing on optimising production from existing assets and exploring unconventional and offshore, and whereas the main International Oil Companies have pressed the “pause” button on the expensive offshore exploration in Turkey, large parts of onshore Turkey remain under-explored. There are few private operators in Turkey and there has been modest foreign investment to date. At the same time, local petroleum production remains a small fraction of national consumption levels, making Turkey heavily dependent on petroleum imports for the foreseeable future, despite Climate Change resolutions steering the country to increased levels of alternative energy sources.

There are at least 4 ways in which the industry could seek to increase the levels of investment into the Turkish oil and gas sector – and particularly into the exploration of new reserves. Firstly, creating more awareness with international energy companies and investors that Turkey upstream is an attractive value proposition. Secondly, the State could create fiscal and non-monetary incentives to reduce the net exploration cost for local and international operators. For instance, by providing seismic or well data, possibly supported by a basin-wide interpretation, and followed by a broadly publicised licencing round. Or by providing bankable tax incentives for exploration losses. Thirdly, operators could increase the understanding of Exploration & Production (E&P) fundamentals with Turkish banks and other investors. Unless local banks understand the risk-reward cycle they will continue to disadvantage petroleum investments compared to more familiar industries, nor would they offer internationally well-known products such as Reserves Based Lending (RBL). And fourthly, existing or start-up private companies can embrace and develop novel technology solutions.

1. INTRODUCTION

Turkey’s economy is heavily dependent on oil and gas. The vast majority (>90%) of petroleum consumption is imported from other countries, with local operators struggling to produce more than 5% of the consumption needs. These energy imports weigh heavy on Turkey’s international trade balance, so it is clear that Turkey would benefit from increased local petroleum production.

However, on analyzing the status of the upstream oil and gas industry in Turkey, one quickly realizes that it is not yet fully developed: next to TPAO, there are only several local private sector companies operating, and only a handful of foreign private companies.

The service sector is not well represented either, due to a lack of continuous activity. This is leading to increased costs for services and less attractive terms. Moreover, the locally active service companies have to import equipment from abroad, leading to delays and extra costs.

Geographically, almost all upstream activity is focused on the Thrace basin and on the SE Anatolian basin. Some operators are exploring unconventional plays in these regions. TPAO is furthermore leading Turkey's exploration efforts offshore in the East Mediterranean. But large parts of Turkey *onshore* remain under-explored.

Turkey's energy regulatory and market conditions allow smaller accumulations to still be exploited with attractive economic returns. As such, Turkey should not only focus on expensive large offshore or onshore shale prospectivity, but also on the many smaller onshore plays.

This paper makes a case for increased hydrocarbon exploration activity in Turkey by stimulating existing and new exploration companies to undertake more, innovative activities to discover and prove up new oil and gas reserves in the under-explored regions of the country.

2. DRIVERS OF THE GLOBAL AND TURKISH E&P INDUSTRY

Oil & gas exploration and production is a connected international enterprise. Supply, demand and prices are determined on the basis of global and local drivers. The global balance and trends tend to set the scene for the local market conditions. Whereas there are many factors influencing the energy industry, this paper only mentions several of the main drivers that have a profound effect on the Turkish E&P sector.

Globally, demand for oil & gas has increased at pace since the 1970's. (see Figure 1). Whereas the growth in fossil fuels (also includes coal) relative to alternative energy sources is expected to decrease, most of the future scenarios include a modest reduction in oil consumption and an increase in gas demand (see Figure 2). This is because economic growth in developing countries will significantly increase overall energy demand, to an extent that cannot be met by increased renewable generation capacity. Huge regional differences are also expected.

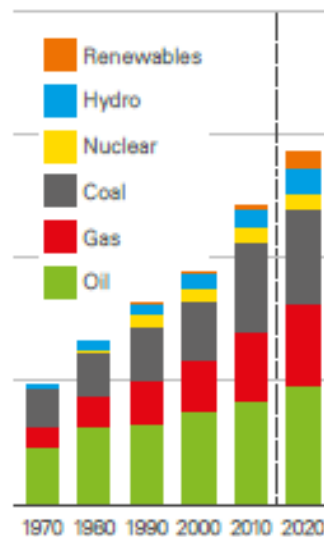


Figure 1: Historic Primary Energy Demand by Fuel Type (BP 2019, ref 1)

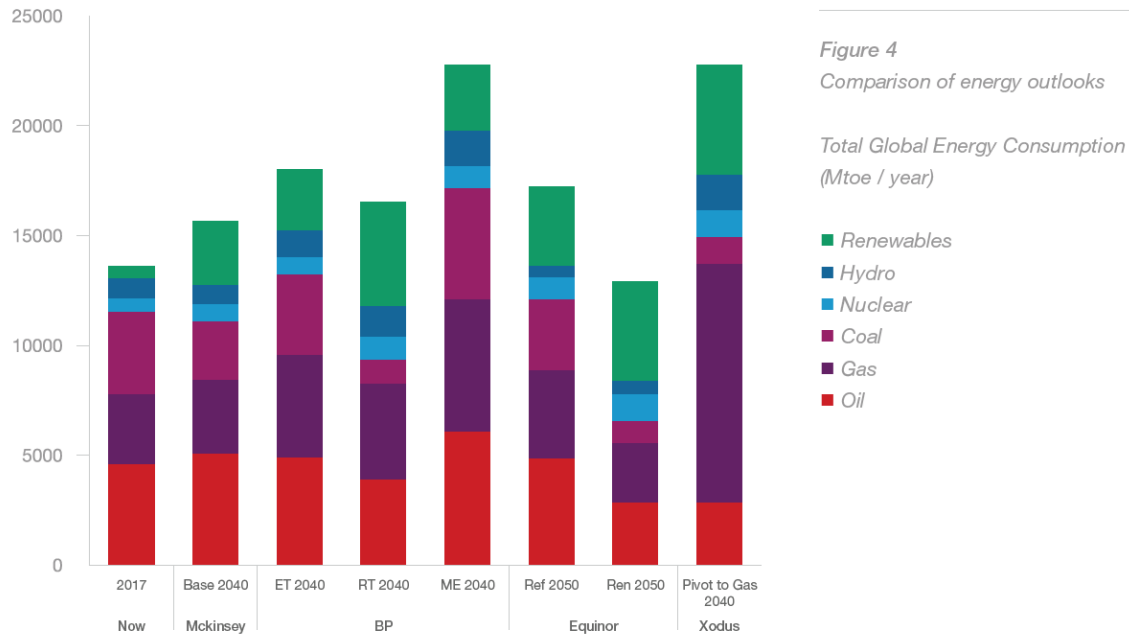


Figure 2: Scenarios of Future Total Global Energy Consumption (Xodus Group Ltd 2020, ref II)

In recent years Climate Change has led to significant political debate, international agreements to reduce greenhouse gases, increased regulation and company activity. In the long term, this may reduce the contribution of fossil fuels to marginal levels. In the short to medium term, however, this is not a feasible option. Nevertheless, the need to reduce greenhouse gas emissions is at the top of the agenda of many governments, leading to ambitious and costly initiatives to increase energy efficiency, increase the use of more sustainable energy sources, and reduce carbon dioxide emissions, for instance through carbon capture and storage (CCS). Several large oil companies have stated the target to be carbon dioxide neutral by 2030.

Another important driver of energy policy is security of supply. If given a choice, no country or company wants to be totally dependent on a single source of its energy supply. Due to conflicts, operational issues, bad weather or other reasons outside the control of the energy user, important supplies of energy may be cut off. Responsible governors therefore continually consider alternative options of energy supply and related infrastructure.

Technological innovation has historically been a key driver of energy demand and supply. For example the industrial revolution, the (car) engine, aviation, have all massively contributed to the demand for energy and driven towards fossil fuels. Exploration and development techniques, such as seismic acquisition, horizontal extended well drilling and reservoir stimulation have significantly improved our ability to economically produce hydrocarbons. Batteries, semiconductors, LED, the internet and nano-technology are all examples of innovations that have reduced fossil fuel energy intensity.

Turkey has a relatively young and growing population. The vast majority of fossil fuels is imported. The government has set out its energy strategy for the coming years (*ref III*). Basically, it calls for diversification of energy sources, reducing reliance on imports, increasing energy efficiency and embracing more renewables capacity. The strategy touches upon all key drivers mentioned above. Whether this strategy will be successfully implemented or not, Turkey will continue to be massively reliant on import of oil and gas in the next decennia. Therefore, every extra unit of locally produced hydrocarbons will be gladly absorbed by the Turkish system.

3. STATUS OF THE ONSHORE E&P INDUSTRY IN TURKEY

Turkey does not have the abundance of discovered easily accessible hydrocarbon resources that neighbouring countries such as Iran and Iraq possess. There are however two prolific basins in Turkey: Trakya and Guneydogu Anadolu. Most upstream activity happens in these basins. The vast majority of the rest of Turkey has seen very little E&P activity, despite proven petroleum systems and numerous shows.

By almost all measures (exploration wells per km², seismic acquisition per km², total \$ invested, etc), the hydrocarbon exploration and development activity in Turkey is modest compared to international operations. Why is this the case?

The local regulatory framework is good and supportive of the upstream industry. The fiscal policy is straightforward and not too cumbersome compared to other countries.

By far the largest operator in Turkey is TPAO. In addition, there are several small and medium sized international operators active in Turkey. Most of the large companies are no longer active in the country. These organisations require the possibility of multi-million boepd reserves and therefore focus on regions where these prospects are more tenable, such as Exxon in Guyana, Equinor in the Norwegian North Sea, or ENI in Egypt. That kind of scale is in Turkey only available offshore and possibly in unconventional plays. As a result, exploration activity is largely left to local operators (next to TPAO). But as is set out below, these local companies find it hard to raise the necessary capital for exploration, or to move from discovery to commercial production.

Petroleum maturity in Turkey is a mixed picture. Producing fields in the two prolific basins are entering the final stages of their lives and operators are considering late life techniques such as IOR and EOR. On the other hand large parts onshore remain under-explored and new discoveries are few and far between.

2.1 How Can The State Improve Exploration?

Whereas the legislative framework is supportive of petroleum exploration activity, improvements in certain areas could provide more clarity or allow for a more straightforward implementation of the law. For instance, the licence application process is largely an administrative exercise and if several applicants are competing over the application of a certain exploration block, the criteria behind the award decision are not always clear. It would also be helpful to operators if there was

room to discuss possible changes to the commitment activities on the exploration block, if changed circumstances would require a different exploration program.

Another example is assistance with access to the best technology and expertise. Our industry is technology driven and many prospects are unlocked with new practices and innovations. Stimulating international collaborations, inviting leading innovators to establish local centres, and allowing frictionless access to international providers (eg import, customs and excise processes) can help local universities, service companies and operators adopt leading technology.

Fiscal policy for the Turkish upstream industry is favourable compared to many other jurisdictions. Once a company produces, it has to pay a 12.5% royalty on produced hydrocarbons as well as the usual corporation tax. However, the exploration and development stages before production require significant and risky investment. Although these investments can be fully subtracted from any taxable profits within the year and can also be carried over to some extent to offset against future profits, there is no fiscal stimulus for pure exploration companies. Examples of how other countries have stimulated exploration investment include:

- Applying a factor (e.g. 2x) to the actual expenditure to offset against (future) taxable profits
- In Norway, since 2005 operators without operating profits can ask for an annual cash refund of the tax value (78%) of exploration costs incurred during the year. Moreover, the state has allowed banks to provide loans against these future tax refunds, so that operators only have to finance 22% of their exploration costs. This has tremendously stimulated the exploration activity in Norway, particularly from smaller, focused players.
- The UK government stimulated CCS as a growth area by conducting a competition for private sector pilot projects where the winner would be awarded a subsidy.

The state could also proactively stimulate new exploration companies to come and invest in Turkey upstream. Examples of successful proactive activities include:

- The state (eg MAPEG) to issue several regional seismic acquisition studies, or to make existing data freely available, ideally in combination with regional prospectivity analysis. Internationally this is often combined with a licencing round. This would assist in at least three ways: it shows that the state is committed to attracting new investment; it provides some examples of prospects that act like a carrot for potential investors; and it gives companies a package of data that they can analyse themselves and use to convince their investors.
- Communications in the international oil & gas community. There are several well-attended conferences around the world each year, where representatives present the attractiveness of exploration in their country to the audience. There are also more focused events, for instance to the London investment community. As it stands, many international exploration companies and investors are unaware of the attractive fiscal and market conditions in Turkey.

The state's interests are further represented through the activities of the National Oil Company. In many countries the national oil company is the cornerstone of the local exploration activities and TPAO fulfils this role in Turkey. But the large size difference between TPAO and any other

player in Turkey stifles local competition for licences, services, talent and other resources. It can be argued that a more balanced share of the market between the public and private sector would benefit the industry overall. This could be established by increased private sector presence.

2.2 Role Of The Private Sector

There are only a couple of foreign operating companies active in Turkey at present and a few Turkish companies with part-foreign ownership. In addition there are several Turkish private companies. The large IOCs that still have a presence in Turkey focus on downstream and are not active in exploration.

Although the major service companies have a presence in Turkey, their local capabilities are often limited and they have to import key equipment, causing bespoke services to be slow and more expensive. The limited supply of services reduces the options and available technology for operators and increases their exploration costs.

The role of the smaller operators is to create value by finding and de-risking new commercial volumes of petroleum and to bring them to market. In onshore Turkey this means: unconventional plays, new technology to unlock tight gas plays, new exploration areas in known basins, or in new basins and to a lesser extent optimising production in producing fields through new technology. This requires these companies to persevere and to commit large sums of risk capital even if initial results are not always positive. The capex allocation should be decided through a technically supported rational decision making process where the size of the ultimate prize and the realistic chance of achieving this is constantly reviewed. For any private company this is a hugely difficult task. In Turkey, this task is even more challenging, because of the problems in attracting 3rd party capital.

Upon initial success, smaller companies can attract larger operating companies or third party investors with deeper pockets, a good understanding of the subsurface risks and with access to applicable technology.

2.3 Role Of The Financial Sector

Worldwide, the Private Equity and Public Equity Markets have been providing the initial risk money that is required by operating companies and their exploration programs. These investors vary from high net worth individuals, family offices, sovereign wealth funds, large PE firms, institutional investors, other (private) oil companies, to stock exchanges or public listed funds. They all expect significant returns on investment and have various degrees of risk appetite. A Turkish operator will compete for these funds with other exploration companies elsewhere in the world and with other (non petroleum) opportunities.

A second group of investors is formed by banks and other lending companies who provide loans that are secured against company assets, or sometimes quasi-equity. These investors tend to have a lower risk appetite than equity investors and need to see company cashflows. Larger companies that already have established hydrocarbon production and sales can borrow money and invest this

in new exploration activities. Also, once reserves have been proven, the (often significant) development costs can partially be financed with loans. But pure exploration companies are not able to tap into this finance.

The criteria and strategies used by the financial sector change over time and operating companies need to be aware of this in order to submit an attractive investment opportunity. In the last 5 to 10 years a major driver in the financial sector has been ESG (Environment, Social, Governance). It requires financial institutions to apply a strict set of criteria, As a result some major institutional investors have stopped investing in oil & gas altogether. Other investors still support gas, but no longer oil. ESG standards also provide several positives for the industry as the directives require more local involvement, more transparency, etc. Nonetheless, it has become more difficult for new oil & gas exploration opportunities to attract investment financing.

There are several issues for local companies when seeking to finance their exploration programs:

- Attracting finance is a specialized process and most of the smaller private companies have little experience with this. This can result in unrealistic expectations of the deal, sub-optimal commercial contracts, bad due diligence, but also often in the failure to identify suitable investors and to properly present the opportunity to them.
- Particularly when approaching international investors, Turkish companies have to clarify to investors the attractive E&P climate which is not well known and overcome initial apprehension by pointing out the country's relative stability and the strong legal framework.
- The typical size of an exploration investment is too small to be interesting to institutional investors (high administration costs compared to the investment sum itself) and can be expensive if it is deemed as risky.
- There are not many Turkish banks with experience of how the petroleum industry works. It is therefore difficult to explain to these banks (and their investment committees) the asset financial model, or the manageability of risks.
- For example, the largest value asset of a petroleum company typically is the unproduced resource that is still in the ground. However the accounting standards do not recognize this value as a bookable asset (only produced oil or gas). Nevertheless, many banks internationally have made themselves comfortable with underground reserves and are providing loans based on 1P or 2P reserves (Reserves Based Loans or RBL facilities). Such instrument would allow for significant increase in bank lending into the oil & gas sector.

Most of the above issues can be solved by communication efforts. There is a role for players in the upstream industry, financial sector as well as for the state in order to address this.

2.4 Innovation

Technology has strongly contributed to finding hydrocarbon resources and to allow them to be commercially produced. This will continue. There are enabling technologies such as nanotechnology, battery technology, metallurgy and chemistry that have supported the development of many new solutions. In this group Big Data, the internet and software development are also contributing to important innovations.

Another group of new technology is defined by specific enabling solutions, such as rotary steering, fracking, remote sensing and remote imaging technology. These solutions take time to develop but can result in completely changing the economics of the industry. Examples of this are the shale boom in the USA and the deep water developments in the Gulf of Mexico.

But more straightforward applications, novel ways in use of existing technology and applying processes can also gain useful results. For example the use of drones in offshore maintenance.

Going forwards there is a role for technology to support the introduction of large scale CCS, to reduce carbon emissions in our industry, and to decommission old installations in a responsible and cost effective manner. Besides, there continues to be plenty of room for innovation to help improve our understanding of subsurface (for example in the field of electromagnetic, gravimetric and seismic data for better imaging), reduce the cost of drilling, influence the hydrocarbon flow in reservoirs and improve our ability to bring hydrocarbons to surface economically.

Turkish innovation institutes and technology entrepreneurs can play an active role in these ongoing developments. Turkish operating companies will need help in finding access to the best new proven technology and in understanding how this can be applied in their business.

4. CONCLUSIONS

Although increased local petroleum production will be of significant economic benefit to the country, more can be done to stimulate investments in local exploration & production activity. More private sector companies (local and foreign) need to be attracted into the sector and they need to be supported in their quest to find new reserves.

Globally, the energy transition (driven by Climate Change reforms) is likely to increase cost and reduce investment for the E&P industry in the medium term and is an existential threat to the industry in the long term. However, it also provides innovation and other new opportunities.

Key is the ability to attract risk capital to fund the early stages of E&P. This includes both equity and debt providers (financial partners) and foreign operators (strategic partners). The state can help by offering incentives, performing prospecting studies and making data freely available. The industry will also need to cooperate closer with investors.

Whilst the primary prize will be the addition of new local production to reduce the demand-supply gap, the secondary benefits from increased inward investment, innovation and resulting economic growth can be significant.

REFERENCES

- I. 2019, BP Energy Outlook 2019, page 8
- II. Andrew Sewell, Maarten van Mourik, Edward Spence, Xodus Group Ltd, The Rapid Pivot to Gas, February 2020
- III. Strategic Plan 2015-2019, Republic of Turkey, Ministry of Energy and Natural Resources, <https://www.enerji.gov.tr/en-US/Strategic-Plan>

An Analysis of The Energy Sustainability of Turkey in Terms of Oil and Gas Resources and Their Availability Under Developing Relations Within The Region

Cenk Temizel¹, Celal Hakan Canbaz², Yildiray Palabiyik³, Ismail Omer Yilmaz⁴, Sezgin Aytuna⁵, Rahul Ranjith⁶, Necdet Pamir⁷

¹ Saudi Aramco

² Ege University

³ Istanbul Technical University

⁴ Middle East Technical University

⁵ Aytuna Consulting

⁶ Far Technologies

⁷ International Cyprus University

ABSTRACT

Turkey has been a major transit hub for oil and natural gas in the region owing to its Turkish Straits through which 3 million b/d flowed in 2013, and its critical geographic location between the oil-rich Central Asian and Middle East countries, and the European demand centers. Having around 296 million barrels of proved oil, Turkey produces only around 10% of its consumption that is approximately 700,000 barrels/day, importing most of its oil from Iran, Iraq, Saudi Arabia, Nigeria and Kazakhstan. Likewise, although Turkey has 218 billion cubic feet of natural gas reserves, the country produces only around 1% of its consumption that is about 1.7 trillion cubic feet per year. Russia and Iran are the major suppliers of natural gas followed by Azerbaijan, Algeria and Nigeria. Due to the increasing demands, infrastructure capacity is a potential concern even under sustainable supply conditions. With its growing economy and historical geopolitical significance in a very volatile and dynamic region, energy sustainability of Turkey depends on rigorous evaluation and utilization of domestic reserves, carried under a careful balance and planning of its position not as an importing but also a transit country for fossil fuels. In this study, the energy sustainability of Turkey in terms of oil and natural gas resources and their availability under developing relations within the region is evaluated followed by recommendations for future actions and planning in exploration, infrastructure and political relations.

1. INTRODUCTION

Turkey has been a major potential transit hub for oil and natural gas in the region being at the crossroads of world's richest hydrocarbon sources and major consuming countries. Turkey borders the Mediterranean, Aegean and Black Seas and 8 countries: Syria and Iraq to the south; Iran, Armenia and Azerbaijan to the east; Georgia to the north-east; Bulgaria to the north-west; and Greece to the west. With its young, rapidly increasing population reaching 82,9 million and experiencing a relatively high economic growth rate, the country also has a strongly growing energy demand. Energy import dependency is a major burden on Turkish economy, which

increased from 52% in 1990 to 76% in 2017. Turkey's import dependency for oil is 94% while for natural gas is 99%.

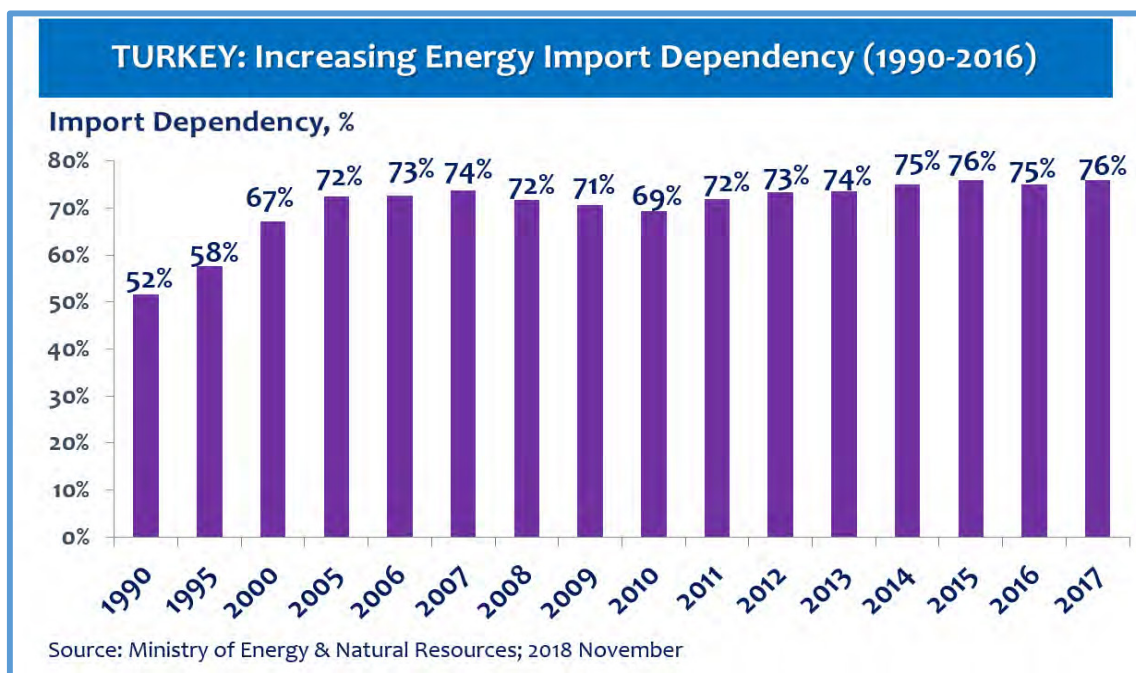


Figure 1 Energy import dependency of Turkey between 1990 and 2017

With approximately 365 million barrels of remaining recoverable oil, Turkey produces around 4,8% of its consumption (approximately 48,495 barrels/day) as of 2017. Turkey imports most of its crude oil from Iran, Iraq, Russian Federation, Saudi Arabia, Kuwait and Kazakhstan. Likewise, Turkey has only 150 billion cubic feet (4.25 bcm) of remaining recoverable natural gas reserve and the country produced around 1% of its consumption (around 12.9 billion cubic feet per year = 364,3 million cubic meters per year) as of 2017 [General Directorate of Mining & Petroleum Affairs, 2019].

Russia and Iran are the major suppliers of natural gas followed by Azerbaijan, Algeria and Nigeria. Due to the increasing demands, infrastructure capacity is a potential concern even under sustainable supply conditions. Turkey is 52% dependent to Russia for gas imports which is much more than an acceptable amount. As a NATO member country, such dependency is also critical for the country's energy security. Furthermore, Turkey is positioned at the crossroads between the oil-rich Central Asian and Middle East countries, and the European demand centers with Turkish Straits through which 2,4 million b/d flowed in 2016 [EIA, 2017].

With its rapidly growing economy and historical geopolitical significance in a very volatile and dynamic region, energy sustainability of the country depends on rigorous evaluation and utilization of domestic reserves to be carried under a careful balance and planning of its position not as an importing, but also a transit country for fossil fuels. In this study, the energy sustainability of Turkey in terms of oil and gas resources and their availability under developing

relations within the region is evaluated, followed by recommendations for future actions and planning in exploration, infrastructure and political relations.

2. ENERGY SUSTAINABILITY AND TRANSITION IN TURKEY

At 7.4% p.a. Turkey is the fastest growing OECD economy and one of the fastest growing economies in the world [OECD, 2019]. An increase of 10 million in its population within a decade has contributed to its economic growth and with it, the need for domestic energy. In the past decade, domestic natural gas and electricity consumption has more than doubled. More than 90% of its total primary energy supply is driven from conventional resources with natural gas accounting for 35% of the primary energy supply [Weiner, 2017].

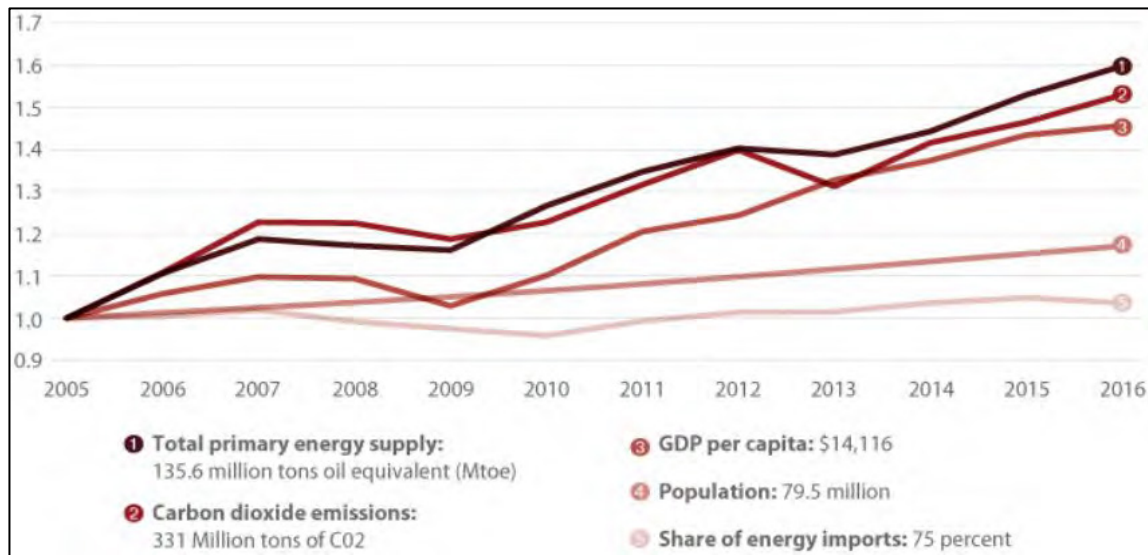


Figure 2 Energy, environment and socio-economic indicators for Turkey (Illustration of Saygin et al.) [Saygin et al., 2018]

Due to a lack of developed oil and gas resources in Turkey, the country is highly reliant on petroleum imports. 76% of its total primary energy supply, 99% of natural gas and 94% of crude oil is imported, and this accounts for a significant percentage of the country's budget deficit. Its geographical position however, has helped in securing this energy supply. Turkey is in the neighborhood of countries that have more than 70% of the world's oil and gas reserves, and it is an active player in multiple projects that established itself as an important 'energy corridor' between Asia and Europe. Its largest natural gas supplier had long been Russia accounting for more than 50% of its total gas imports while this percentage decreased to 47% (although being still high) in 2018 [EMRA, 2019]. The largest crude oil supplier in 2017 was Iran 46,6% of its total import however Iran's share dropped to 18,4% in 2018 as an impact of the US sanctions against Iran.

A few of the well-known crude oil and natural gas pipelines that transit through and/or exclusively supply Turkey are,

- Iraq- Turkey (Kirkuk-Ceyhan) Crude Oil Pipeline – Iraq’s largest crude oil export pipeline with a maximum capacity of 1.6 million barrels per day [Energypedia, 2010].
- Baku-Tbilisi-Ceyhan (BTC) Raw Petroleum Pipeline – Crude oil pipeline that was commissioned in 2006 and has a maximum capacity of 1 million barrels per day [Energypedia, 2010].
- Trans Anatolian Natural gas Pipeline (TANAP) – Natural gas pipeline from Caspian Sea into Turkey that was commissioned in 2018 with a maximum capacity of 565 bcf per year [BP, 2018].
- Blue Stream Natural gas Pipeline – The Blue Stream gas pipeline is designed to deliver Russian natural gas to Turkey across the Black Sea bypassing third countries with a capacity of 565 bcf per year. Blue Stream supplements the gas transmission corridor running from Russia to Turkey via Ukraine, Moldova, Romania and Bulgaria [Gazprom, 2018].
- TurkStream – Natural gas pipeline from Russia to Turkey to be commissioned in 2019 with a maximum capacity of 556 bcf per year. [Gazprom, 2018]. This pipeline will replace the gas transmission corridor running from Russia to Turkey via Ukraine, Moldova, Romania and Bulgaria.

2.1 Energy Policy and Strategy

Turkey’s energy policy goals and guidelines given by the MENR are as follows,

- Ensure energy supply to domestic consumers at sustainable costs
- Discourage dependence on foreign import
- Diversify energy resources and routes
- Encourage free market practices
- Position as key player in regional and global energy trade
- Increased energy efficiency
- Minimize environmental impact

In April 2017, the government announced the ‘National Energy and Mining Policy’ that contains the following goals as its centerpieces,

- Energy supply diversification
- National resource prioritization
- Energy security improvement
- Market predictability

As part of this policy, Turkey plans to heavily invest in Floating Storage and Regasification Units (FSRU) to increase LNG capacity as well as increase investment in oil and gas storage capabilities. FSRU will enable Turkey to increase imports from overseas and decrease reliance on natural gas imports from geographical neighbors, and hence is an important component of its energy transition [TPIC, 2017]. Turkey is also investing in offshore seismic studies and ultra-deep-sea drilling vessels to explore and develop oil and gas resources in the Black Sea and eastern part of the Mediterranean Sea [TPIC, 2018]. The government has highlighted its ambition to become a key player in oil and gas resource development by expanding land-based exploration

along with deep sea exploration. To this end, the seismic vessel Barbaros and two deep sea drilling vessels, namely Fatih and Yavuz were purchased by Turkish Petroleum Corporation.

3. DEMAND/SUPPLY CHARACTERISTICS OF TURKEY AS A DEVELOPING NATION

Between 1980 and 1990, the demand for oil in Turkey grew at an average rate of 4.1% after which it slowed down to 3% per year till 2010. Turkey's natural gas is the fastest growing primary energy source in the country.

Focus of regulations on the supply side of the market are not adequate for energy efficiency and sustainability in Turkey. A more comprehensive inclusion of demand management is integral to supply security. It can help reduce demand-supply imbalances and ensure that they are at an optimal level. Demand management tools must be commercially available so that in case of supply cuts, the system as a whole will be able to respond in a flexible manner to price fluctuations.

Exploration of new domestic oil and natural gas resources shall contribute to resource diversity and display reducing impact on import dependency. Within this framework, the increase of domestic oil and natural gas resources exploration activities and performing exploration and generation with non-conventional methods taking into consideration their environmental impacts are among the objectives determined in line with this goal.

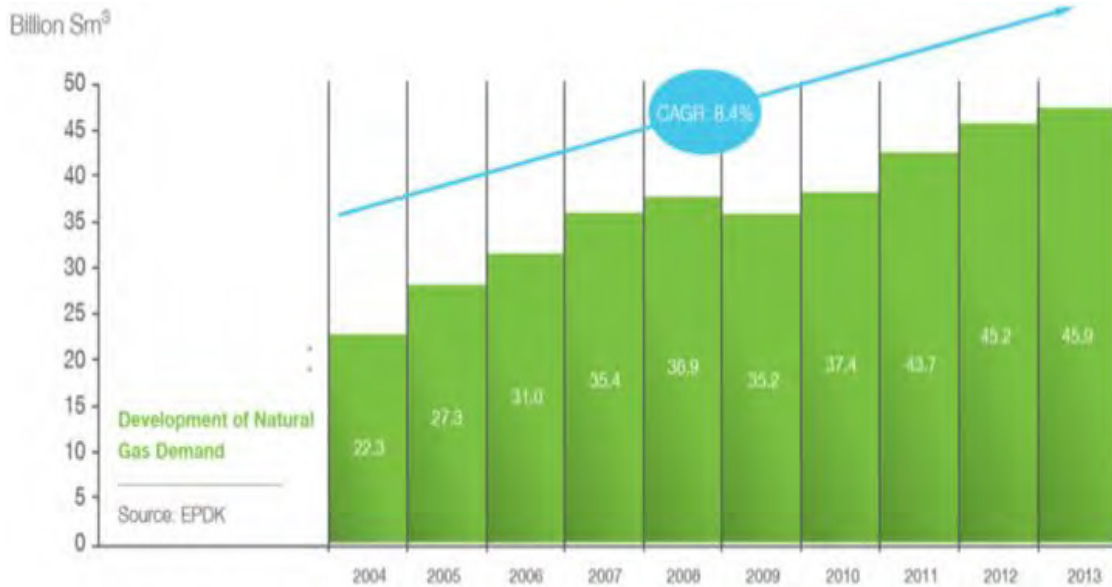


Figure 3 Development of natural Gas Demand of Turkey between 2004 and 2013 [MENR Strategic Plan, 2015]

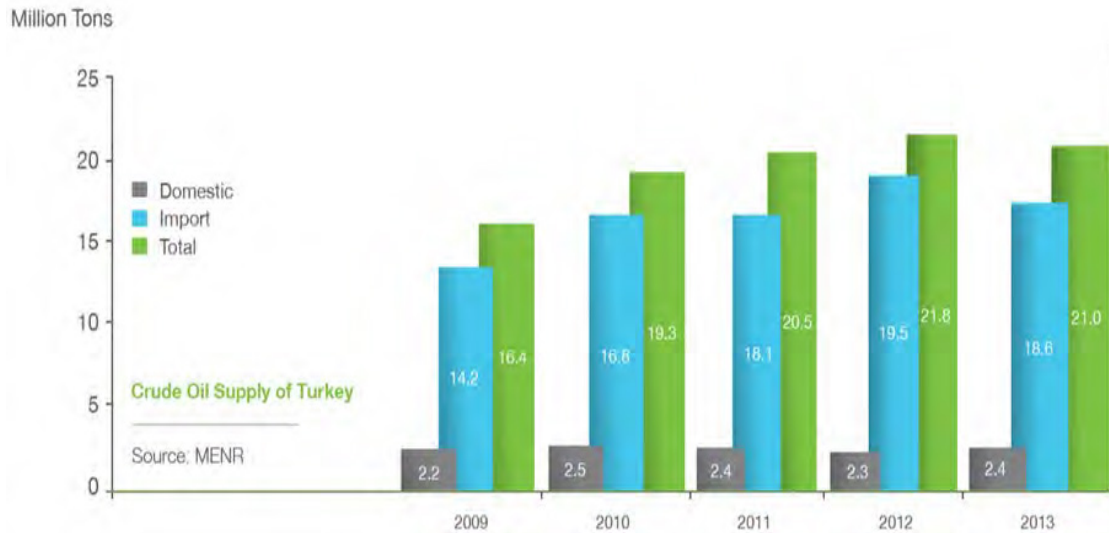


Figure 4 Crude Oil Supply of Turkey [MENR Strategic Plan, 2015]

3.1 Advantages and disadvantages of oil and gas compared to other energy resources: An era of “green” energy resources

In recent years, most countries have embarked on a quest to reach a solution and started changing their direction from fossil resources (especially oil and gas) to other resources by creating new opportunities with a focus meeting the increasing energy demand reduce this demand via energy efficiency. This situation has led to a change in terms of the utilization of different types of energy resources. Hence, clean, green, sustainable, and renewable energy sources have begun rising by providing a double effect with respect to both reduction of greenhouse gases and conversion to clean and sustainable resources [Twidell and Weir, 2015].

Today’s developing world in terms of increasing industrialization, population and requirements for a high quality of life necessitate an increasing consumption of fossil fuels. For this reason, consumption of fossil fuels causes both exhaustion of these resources much faster than expected and creates unfavorable effects on the environmental, health and ecology. Most nations have started to become more sensitive to environmental concerns have started supporting policies and regulations for the environment-friendly use of energy resources by minimizing waste, driving vehicles causing less air pollution, conserving national forests and decreasing the emissions of greenhouse gases. Enormous consumption of fossil fuels could cause an excessive amount of greenhouse emissions into the atmosphere and increase the global warming effect that is of concern to the whole world. This effect is going to manifest the requirement for more utilization of green energy resources. The Kyoto Protocol agreement, signed by most of the major countries, has emerged to serve this purpose and to control and monitor the emission of greenhouse gases [Rathore et al., 2007; Panwar et al., 2011].

Energy resources can be divided into three main parts which are fossil systems, renewable resources and nuclear resources. Among these types of energy resources, renewable resources have recently come into prominence. Renewable energy resources are the energy resources that

can be used repeatedly such as solar, wind, bioenergy, marine, hydro, and geothermal energy, and are also known as alternative energy resources [Sims, 2003]. Among these renewable energy resources, only geothermal energy can be considered as a non-renewable resource unless it is properly utilized. For instance, if a geothermal reservoir is exploited much faster than it should be and the recharge source cannot feed the reservoir, nature may not be able to naturally recharge the withdrawn amount of mass.

3.2 Life Cycle Assessment for comparison of oil and gas with the other energy resources

There are various comparison methods depending on numerous characteristics among energy resources. One of the most commonly used analytical tools is the Life Cycle Assessment (LCA). In the context of ‘from the cradle to the grave’, an LCA procedure’s aim is to perform a detailed investigation that covers the description and evaluation of all phases of the complete process from the extraction of the raw energy resource material to waste and recycling phases. It also includes the various intermediate steps such as production, transportation, and generation of energy between those two endpoints. (World Energy Council, 12004).

There are three key factors in deciding to make an investment in these energy sources which are energy accessibility with respect to cost, energy availability including security and reliability, and energy acceptability with respect to the environmental externalities. As is seen from Table 9, nuclear, hydro, and coal are in a favorable position, wind and solar energy correspond to the unfavorable position and oil, gas and biomass exhibit medium/neutral characteristics in terms of energy accessibility and availability (Hall et al., 1991). In terms of energy acceptability, only gas can be considered as the primary energy resource in a medium/neutral position while biomass, hydro, wind, solar, and nuclear energy resources are in a favorable position and coal and oil resources correspond to an unfavorable position (Demisbas, 2000; Nielsen et al., 2009). In this LCA analysis, it is interesting that nuclear energy comes into prominence along with hydro energy in view of all the criteria. However, other factors that do not take part in an LCA analysis, such as some political issues, health and safety concerns of citizens living near the nuclear energy facilities and environmental impacts due to nuclear waste problems should not be ignored. In regard to environmental concerns, oil and coal resources have the most undesired conditions for this criterion. At this point, oil can be evaluated as a relatively cleaner energy type than coal, even though the coal can be preferable in terms of other conditions. On the other hand, wind and solar energy resources have adverse features in view of energy accessibility and availability. However, it should not be forgotten that the costs of solar panels have remarkably reduced with recent advances in PV technology. Lastly, if geothermal energy resources are evaluated, it can be stated that depending on the resource type they can contain some environmental problems from carbon dioxide and hydrogen sulfide and are location-dependent type of resources. Additionally, they may generally require higher capital costs than oil and gas energy resources, which are particularly onshore type systems, and amortizing these expenses for the geothermal systems may be longer. As a consequence, decision-makers or investors should carefully choose the appropriate energy resource type depending on the criteria and they should also take the environmental issues into consideration along with economics.

On the other hand, some primary resources are utilized for the generation of electricity. Fossil fuels are the principal types of energy resources for this purpose and seem to be dominant in the

future based on numerous projections. Wind energy has started to be extensively used for electricity generation in a progressing manner year by year with new investments. However, even wind energy is not competitive enough compared to the other types of energy resources per today's conditions. Among fossil fuels, natural gas which is much cleaner and cheaper than other fossil fuels, has been taking over a major share in electricity generation now and is expected to do so in the future. There are significant environmental impacts caused by the generation of electricity by means of the productions of various energy resources that result from fuel and power production or construction of plant facilities.

Table 1 Comparative specialties of different energy resources in terms of three key factors based on the LCA analysis (Kara et al., 1999)

Factors important for decision-making	Combustion based				Nuclear	Hydro	Wind	Solar
	Coal	Oil	Gas	Biomass				
Energy accessibility (related to the direct costs of energy)	F	M	M	M	F	F	D	D
Energy availability (related to the security/reliability dimension)	F	M	M	M	F	F	D	D
Energy acceptability (environmental externalities)	D	D	M	F	F	F	F	F

Relative rankings in the perspective of factors important for decision-making:

- F = energy source in favourable position
M = energy source in medium/neutral position
D = energy source in disfavoured position

Table 2 Major environmental impacts depending on the forms of energy production (Kara et al., 1999)

Type of impact	Combustion based				Nuclear	Hydro	Wind	Solar
	Coal	Oil	Gas	Biomass				
Resource depletion	X	X	X		X			
Land use, visual impact	(X)			X		X	X	X
Watercourse regulation						X		
Thermal releases	X	X	X	X	X			
Noise							X	
Radiation					X			
Air quality	X	X	X	X				
Acidification	X	X	X	X				
Eutrophication	X	X	X	X				
Greenhouse effect	X	X	X	X				

As can be seen from Table 10, these environmental impacts are categorized depending on characteristics such as depletion of resource, use of land and visual effect, regulation related to water bodies, releases by means of thermal ways, noise effect, radiation impact, quality of air, acid effect, eutrophication, and effect of greenhouse gases triggering global warming or climate change. It is clear from Table 10 that energy resources such as nuclear, hydro, wind, and solar exhibit environmentally-friendly characteristics compared to other types of energy resources based on diversifying production modes.

4. ENERGY SUSTAINABILITY OF TURKEY IN TERMS OF OIL AND GAS RESOURCES

As a result of its geological structure, Turkey's oil reservoirs are mostly producing heavy oil from naturally fractures pay zones that have high water cut values. In heavy oil reservoirs, high water cut values could cause sudden declines in oil rates. Table 3 shows the total number of wells drilled between 1943 and 2017. In total, 4815 wells were drilled where 40% of wells are being used as production wells, 38% were drilled for exploration, 18.7% for extension and 0.7% of were drilled as injection wells for EOR Operations. Some enhanced oil recovery methods such as polymer gel injection and CO₂ injection were applied in some heavy oil fields [Topguder, 2010; Sahin et al., 2008]. However, the number of injection wells and the range of EOR applications are very limited to date (Table 3).

Table 3 Total Number of Wells and Cumulative Depths according to their types in Turkey [MAPEG, 2018].

COMPANIES	WELL TYPES										TOTAL	
	EXPLORATION		EXTENSION		PRODUCTION		INJECTION		GEOLOGICAL INVESTIGATION			
	NO.	METRES	NO.	METRES	NO.	METRES	NO.	METRES	NO.	METRES	NO.	METRES
Turkish Petroleum Co.	922	2,236,397	489	1,016,867	1,399	2,377,531	25	35,814	41	84,705	2,876	5,751,314
M.T.A.	61	92,599	8	11,763	15	22,081			20	6,943	104	133,386
Other Domestic Companies	141	156,949	17	28,343	34	42,055			21	11,210	213	238,557
Foreign Companies	544	978,266	300	447,340	439	737,978	2	5,669	5	4,035	1,290	2,173,288
Joint Venture (Domestic & Foreign Companies)	195	412,297	87	160,735	42	93,681	7	11,956	1	1,656	332	680,325
Total	1,863	3,876,508	901	1,665,048	1,929	3,273,326	34	53,439	88	108,549	4,815	8,976,870

Table 4 compares total crude oil and natural gas production of Turkey along production statistics of its national oil company, Turkish Petroleum, between 2002 and 2016. The data shows that oil production did not show any significant change, but natural gas production shows some

differences. In 2016, Domestic annual crude oil production was around 18MMbbls with average daily production of 33.7M bbl/day. In the same year, domestic natural gas production was also around 267MM sm³.

Besides, TP took actions to decrease the foreign-dependence on energy sources and signed a series of partnership agreements with Azerbaijan (ACG and Shah Deniz), Russia (Baytugan), Iraq (Missan, Badra and Sina), and Afghanistan (Mazar-i Sharif and Sanduqli). Abroad, the annual production of Turkish Petroleum is approximately 24.8 MMbbl/year with 15.3MMbbl/year crude oil and 1.6 billion cubic meters of gas. Most of the oil production abroad belongs to ACG (Azeri-Chirag-Gunashli) oilfield of Azerbaijan and most of gas production belongs to Shah Deniz Gas Field [Temizel et al., 2018].

In 2018, the dependence ratio of Turkey on foreign sources was around 90% for oil and 99% for natural gas. Total oil import amounted to around 40 million tons (around 276.8 MMBBL/year) in 2016. Most of this was imported by refinery license owners (28.7 MM Tons), and distribution license owners (11.4 MM Tons). 62% (25MM Tons) of the total oil import amount are belongs to crude oil. Iraq, Russia and Iran have the biggest shares of crude oil import with 60% in total.

Table 4 Comparison of Total Oil and Natural Gas Productions of Turkey with Government Company Domestic Productions [MENR, 2017].

Year	Crude Oil Production MM BBL	TP Crude Oil Production MM BBL	Natural Gas Production MM m ³	TP Natural Gas Production MM m ³
2002	17,0	11,7	378,4	268,0
2003	16,6	11,1	560,6	352,1
2004	15,9	10,5	707,0	432,8
2005	15,9	10,7	896,4	566,9
2006	15,1	10,4	906,6	412,6
2007	14,8	10,3	893,1	421,5
2008	15,0	10,3	1.014,5	495,6
2009	16,7	12,4	729,4	277,3
2010	17,3	11,6	726,0	260,7
2011	16,4	11,2	793,4	317,7
2012	16,2	11,6	664,4	339,7
2013	16,6	12,3	561,5	307,6
2014	17,1	12,1	502,1	251,8
2015	17,5	11,5	398,7	165,7
2016	17,9	12,2	381,6	248,1

Crude oil import history of Turkey clearly shows that, except the years 2009-2014, the values seem consistent with a slight increment. Domestic crisis (1994, 1999 and 2001) and abroad crises (1974 and 1980) shows major impacts on the oil demand over a long-term period in Turkey. It is also the reason of a sudden decrease in oil imports in 2009 [Yapraklı and Kaplan., 2015]. In terms of petroleum products, diesel and LPG demands are getting a bigger market share with a slight increase of jet fuel year by year. As a result of this, the driven product of Turkey refinery production is diesel (Fig. 5).

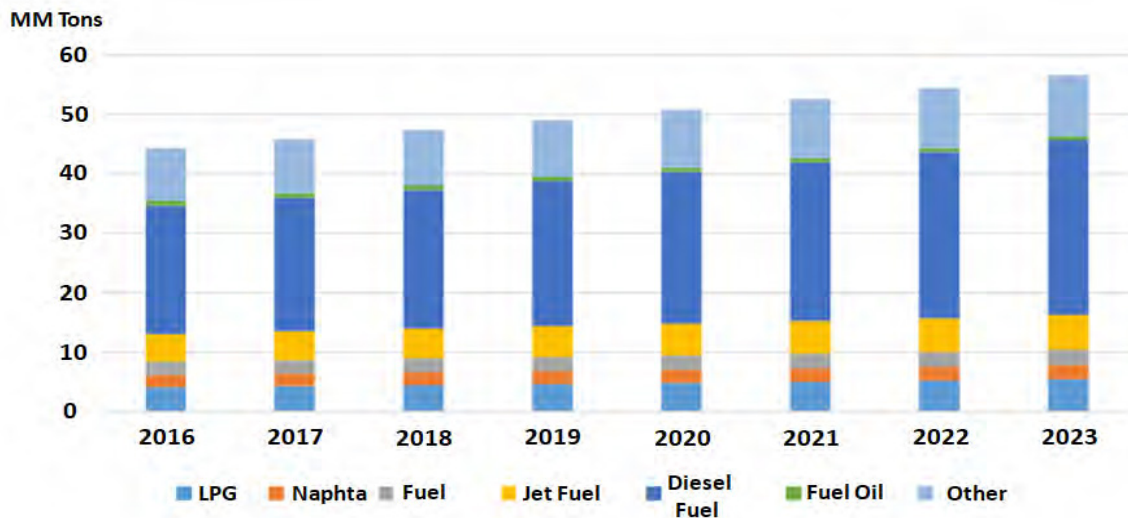


Figure 5 Demand Projection of Turkey for Petroleum Products [MAPEG, 2017].

While this section exclusively evaluates the “Energy Sustainability of Turkey in terms of Oil and Gas Resources”, for Turkey’s energy sustainability, the main energy resources to rely on is no doubt its rich renewable resources. There is a 25% improvement potential for its current low energy efficiency system. Sustainable energy is energy that meets the needs of the present generations without compromising the ability of future generations to meet their own needs. Sustainable energy is about finding clean, renewable sources of energy—sources that renew themselves, rather than sources that can be depleted.

5. CONCLUSIONS

The study examined the term of “Energy sustainability” by implying the importance of the accessibility of Energy and Security of its supply, the role of affordability and cost-effectiveness in energy sustainability as well as the human worldwide responsibility on environment. The effect of transition lines on the Turkey energy sustainability are told by giving the details of well-known crude oil and natural gas pipelines that traverse through the country.

Additional to the general information, oil and gas resources, reserves and the total potential of the country are explained. Besides, Supply/Demand characteristics of Turkey is discussed by considering the advantages and disadvantages of oil and gas compared to other energy resources, as well as the life cycle assessment for comparison of oil and gas with the other energy resources.

All parameters that have potential to affect the energy sustainability of oil and gas in Turkey are scrutinized and a detailed review which will guide companies, investors and researchers about the Energy resources and sustainability of Turkey is given in the study.

In fact, Turkey does not suffer from energy resource inadequacy problem. If Turkey can effectively use its idle energy resource potential, in the next decades there will be no supply problem at all with the still unused renewable potential. There is a more sustainable solution by using the resources efficiently and increasing the share of renewables. Any new discovery of hydrocarbons will no doubt add to Turkey's future welfare.

REFERENCES

- BP, British Petroleum Website, 2018. Major gas pipeline opens in Turkey (12 June 2018), <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/bp-magazine/inauguration-tanap-pipeline-turkey.html> (accessed date: 08 March 2019)
- Demirbas, A. (2000). Recent advances in biomass conversion technologies. *Energy Educational Science and Technology*. 6, 19–40.
- EIA, Energy Information Administration, Turkey Overview 2017, <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.php?iso=TUR> (accessed date: 20 March 2019)
- ENERGY.GOV, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Sustainability (2019), <https://www.energy.gov/eere/bioenergy/sustainability> (accessed date: 08 March 2019)
- Energypedia. 2010. Turkey Energy Situation (10 July 2018 revision), https://energypedia.info/wiki/Turkey_Energy_Situation#Introduction_.5B1.5D (accessed date: 08 March 2018)
- Gazprom. 2018. TurkStream gas pipeline's offshore section completed (19 November 2018), <http://www.gazprom.com/press/news/2018/november/article467765/> (accessed date: 08 March 2019)
- GE Reports, Charles McConnell: Energy Sustainability Through a Global Lens 2014, <https://www.ge.com/reports/post/105405414988/energy-sustainability-through-a-global-lens/> (accessed date: 08 March 2019)
- Hall, D.O., Mynick, H.E., and Williams, R.H. (1991). Cooling the greenhouse with bioenergy. *Nature*. 353 (6339), 11–12.

- IEA, International Energy Agency, What is Energy Security 2019, <https://www.iea.org/topics/energysecurity/whatisenergysecurity/> (accessed date: 08 March 2019)
- Kara, M., Mattila, L., Viinikainen, S., Wolff, J., and Lind, I. (1999). Energy in Finland, Technology, Economics, Environmental Impacts (in Finnish). Technical Research Centre of Finland: Espoo, 368.
- MAPEG, General Directorate of Petroleum and Mining Affairs, Petroleum Statistics 2017, http://www.mapeg.gov.tr/petrol/orta%20d%C3%B6nemli%20arz%20talep%20projeksiyon/Orta_Donemli_Petrol_ve_Gaz_Arz-Talep_Projeksiyonu.pdf (accessed date: 26 March 2019)
- MAPEG, General Directorate of Petroleum and Mining Affairs, Petroleum Statistics 2018, http://www.mapeg.gov.tr/petrol_istatistik.aspx (accessed date: 22 March 2019)
- MENR Strategic Plan 2015 – 2019 (Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources), 2015, retrieved from <https://www.enerji.gov.tr/File/?path=ROOT%2f1%2fDocuments%2fStrategic%20Plan%2fStrategicPlan2015-2019.pdf> (accessed date: 22 March 2019).
- MENR, Republic of Turkey Ministry of Energy and Natural Resources. Outlook of Energy and Natural Resources of World and Turkey 2017, available From: <http://www.enerji.gov.tr/tr-TR/Enerji-ve-Tabii-Kaynaklar-Gorunumleri> (accessed date 18.11.2018).
- Nielsen, J.B.H., Seadi, T.A., and Popiel, P.O. (2009). The future of anaerobic digestion and biogas utilization. *Bioresource Technology*. 100, 5478–5484.
- OECD, OECD Environmental Performance Reviews: Turkey 2019, <http://www.oecd.org/turkey/oecd-environmental-performance-reviews-turkey-2019-9789264309753-en.htm> (accessed date: 08 March 2019)
- Saygin, D., Hoffman, M., Godron, P. 2018. How Turkey Can Ensure a Successful Energy Transition. *Center for American Progress*. 10 July 2018, <https://www.americanprogress.org/issues/security/reports/2018/07/10/453281/turkey-can-ensure-successful-energy-transition/> (accessed date: 24 November 2018)
- Sahin, S., Kalfa, U., & Celebioglu, D. (2008). Bati Raman Field Immiscible CO₂ Application-- Status Quo and Future Plans. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(04), 778-791.
- Temizel, C., Canbaz, C. H., Palabiyik, Y., Moreno, R., Najy, A. K., Xie, J., & Wang, H. (2018, October). An Economical and Technical Analysis of Oil and Gas Resources of Central Asia under Demand and Supply Dynamics of World Hydrocarbon Production. In *SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Topguder, N. N. S. (2010, January). A Review on Utilization of Crosslinked Polymer Gels for Improving Heavy Oil Recovery in Turkey. In *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- TPIC, Turkish Petroleum International Company, Two new FSRU Facilities to be Launched in Turkey, 2017, <http://www.tpic.com.tr/en/news/news/two-new-fsru-facilities-to-be-launched-in-turkey> (accessed date: 09 march 2019)

- TPIC, Turkish Petroleum International Company, Turkey Sends Out First Drilling Vessel “Fatih” to Eastern Mediterranean Sea, 2018, <http://www.tpik.com.tr/en/news/news/turkey-sends-out-first-drilling-vessel-fatih-to-eastern-mediterranean-sea> (accessed date: 09 March 2019)
- Twidell, J. and Weir, T. (2015). *Renewable Energy Resources*. Taylor & Francis Group, Chapter 16, 569.
- Rathore, N.S., and Panwar, N.L. (2007). *Renewable energy sources for sustainable development*. New Delhi, India: New India Publishing Agency.
- United Nations Environment Programme (2010) UNEP Year Book 2010: New Science & Development in Our Changing Environment. Division of Early Warning and Assessment (DEWA), Nairobi, Kenya, <https://www.unenvironment.org/resources/report/unep-year-book-2010> (accessed date: 08 March 2019)
- Weiner H., 2017. The pursuit of independence, sustainability and security: Turkey’s new energy strategy. *Heinrich Boll Stiftung*, 28 April 2017, <https://tr.boell.org/en/2017/04/28/pursuit-independence-sustainability-and-security-turkeys-new-energy-strategy> (accessed date: 08 March 2019)
- World Energy Council. (2004). Comparison of Energy Systems Using Life Cycle Assessment. A Special Report of the World Energy Council, 2004 World Energy Council.
- Yaprakli, S., & Kaplan, F. (2015). Re-examining of the Turkish crude oil import demand with multi-structural breaks analysis in the long run period.

STARTING OF A NEW ERA: TRANSFORMATION TO OPEC+

Baran Can Yucel, Volkan Aslanoglu

Middle East Technical University, Petroleum and Natural Gas Engineering Department

ABSTRACT

In this paper, transformation of world's leading oil policy and price maker, Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) to OPEC+ is examined. OPEC was first found for aiming to improve cooperation between independent oil-producing countries. On the other hand, it is a cartel in terms of determining oil prices and production quantities. OPEC countries, which control the world oil production and provide about half of the world oil production, have two-thirds of the crude oil reserves and one-third of the natural gas reserves. The first aim was to come to cooperate in oil market. So far, OPEC has led global oil production and decision related to price, since 2012 OPEC started to gather as OPEC plus other countries which is called OPEC+. This organization consisting of 24 countries in which OPEC and non-OPEC countries are one, was established. From then, Non-OPEC countries (i.e., Russia, Azerbaijan, Malaysia, Bahrain, Mexico, Kazakhstan), OPEC+ has a significant effect on the oil market. Now these countries have the power to manipulate the oil prices. The paper starts with the fall in OPEC to explain how OPEC lost its power, then moves with the Non-OPEC countries' increasing share in production. Then THE situation and the possible future is discussed.

Keywords: Energy Politics, Russia, OPEC, OPEC+, Saudi Arabia

1. INTRODUCTION

OPEC was founded by Iran, Iraq, Kuwait, Saudi Arabia, and Venezuela at the Baghdad Conference on September 14, 1960, in Baghdad, the capital of Iraq. These five countries became the founding members of OPEC (OPEC, 2020a). The impact of OPEC on oil prices in the 1960s was limited. The influence, however, during the Arab-Israeli war of 1973 started when the US embarked on an oil embargo in response to the United States (US) support for Israel. The organization's reputation reinforced by the leadership of Saudi Arabian Oil Minister Sheikh Ahmed Zeki Yamani. Yamani was appointed as president of OPEC in 1962, a position he held until 1986. OPEC aims to ensure fair and stable prices for oil producers, to meet the efficient, economical and regular supply of oil to oil-consuming countries and to integrate and coordinate oil policies among the member states to convert the oil revenue into investments in the oil sector (OPEC, 2020a). Once the original agreement for establishing OPEC was engaged, it recorded with the United Nations Secretariat on November 6, 1962, following UN Resolution No. 6363 (United Nations, 1962). Currently, the Organization includes 15 member countries which includes Algeria, Angola, Congo, Ecuador, Equatorial Guinea, Gabon, Iran, Iraq, Kuwait, Libya, Nigeria, Qatar, Saudi Arabia, United Arab Emirates, and Venezuela.

On the other hand, other actor OPEC+ relates to the network of oil producers, who have been trying revisions in stocks in the oil runs since 2017, which was starting to meet 2011. Currently, 21 sovereign acting countries are complying with the alliance's settlements, with Saudi Arabia leading the 11 OPEC members party to the deal and ten non-OPEC members led by Russia (EIA, 2017).

First significant effect of non-OPEC yielders allied a crucial meeting in Algiers in 2016 with the declared aim to begin production confinements revive with the purpose of stable market conditions. Oil prices had sunk to a low price of \$29 per barrel (bbl) at the beginning of 2016, falling from over \$115/bbl in 2014. The organization kept its output smooth and agreement high and headed to recover prices into much of last year, managing low crude inventory levels. High levels of index increase had been the main circumstance following the earlier oil market (Beck, 2019)

The union converted their production cuts mid-2018 to raise output. The proposal offered after regular cuts led to higher rates in the range of \$75/bbl, which took force back from oil importers as well as the U.S.

OPEC+ voted to cut production by 1.2 million barrels per day (mmbpd) for six months starting January 2019. The prices rose to a three year high of \$86.29/bbl in October with the influence of OPEC+, jumped the following month as an increase in U.S. supply and insignificant influence from the U.S. re-imposition of consents upon OPEC-member Iran all led to lower cutting production (Eyl-Mazzega, 2018)

2. OPEC IN FALL

Since the beginning of the oil era, OPEC has always been the leading institution in oil markets. Unfortunately, since 2000, the founders; Iran, Iraq and Venezuela have lost its influence and production ability and this was followed by other influential member Libya, because of the turmoil in the country.

As mentioned below in detail, Libya and Iraq crude oil production have decreased for several times due to political instability which shows that they are not a reliable producer for buyer markets. Also, Venezuela and Iran are struggling because of sanctions. Venezuela crude oil production has decreased to below one mmbpd. Even though, Iran production is still in considerable levels of production, the country cannot export oil to any country because of the sanctions.

As shown in Table 1 the first four largest reserves being to OPEC member countries. Moreover, the seventh country which is Libya is one of the OPEC member country. When we consider the political instabilities and concerns their reserves is enormously high. But their production is not consistent.

Table 1: Largest Crude Oil Reserve Holders

Country	Reserve (billion bbl)
Venezuela	302.2
Saudi Arabia	266.2
Iran	157.2
Iraq	148.8
Kuwait	101.5
UAE	97.8
Russia	80.0
Libya	48.4

First, the largest crude oil reserve holder of OPEC is Venezuela. Although, reserves of Venezuela are larger than Saudi Arabia, the total production of the country is less than 1/10. The reason that Venezuela struggles is that high amount of production and operation costs. Also, the country is affected by the recent sanctions implemented by US. As Figure 1 illustrates Venezuela reached its peak production in early 1970s, since then, the country is not that a reliable supplier.

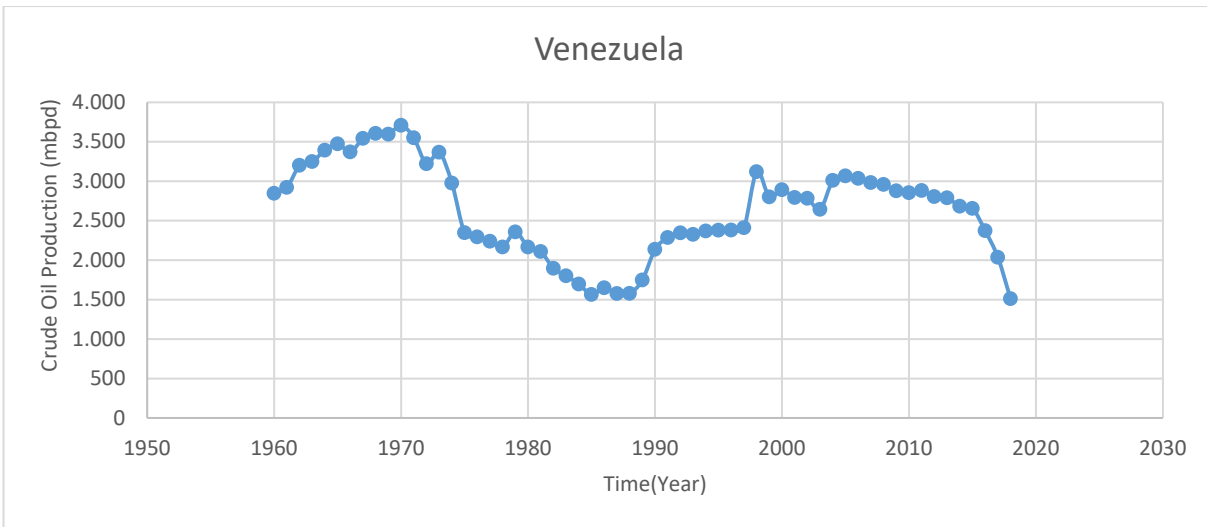


Figure 1: Venezuela Crude Oil Production, 1960-2020

Secondly, Iran follows Saudi Arabia in terms of total crude oil reserves. Even though Iran's primary natural resource is natural gas, the country is also rich in petroleum and one of the founder members of OPEC. Iran's fundamentally exporting product is crude Petroleum (\$38.5 Billion), which represents 71.7% of total export capacity. Iran produced 4.7 mmbpd of petroleum liquids in 2017, about 81% of (3.8 mmbpd) was crude oil, and the rest was condensate and hydrocarbon gas liquids (OPEC, 2019a). However, due to recent sanctions, Iran is not able to export any oil which makes the product worthless. As Figure 1 illustrates, although Iran's crude oil production still seems consistent, the country is not able to export the product because of the sanctions.

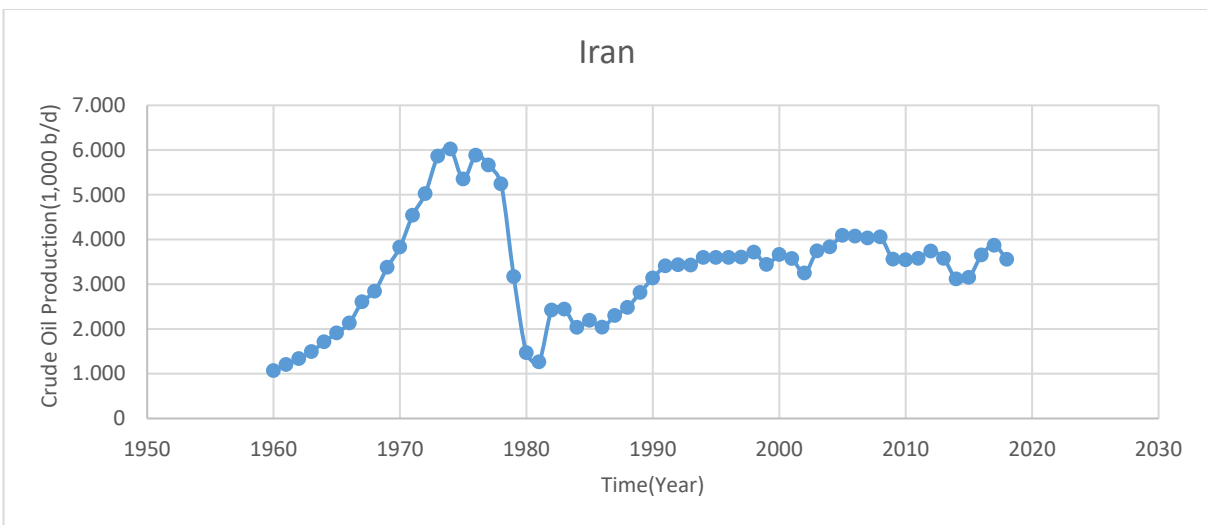


Figure 2: Iran Crude Oil Production, 1960-2020

Thirdly, Iraq is the second-largest producer of OPEC and of the most appropriate substitute. (Aslanoglu, et.al., 2019) The country holds approximately 150 billion bbl of crude oil reserves with a daily production close to 5 mmbpd. Even so, Iraq is a good example of how wars and turmoil effect a country's crude oil production rates. Iraq is not only one of the founder members, the country is the place that first OPEC took its place of establishment. As it is illustrated in Figure 3, the production of Iraq was halted because of Iran War, Gulf War and the US invasion respectively in 1980, 1991 and 2003.

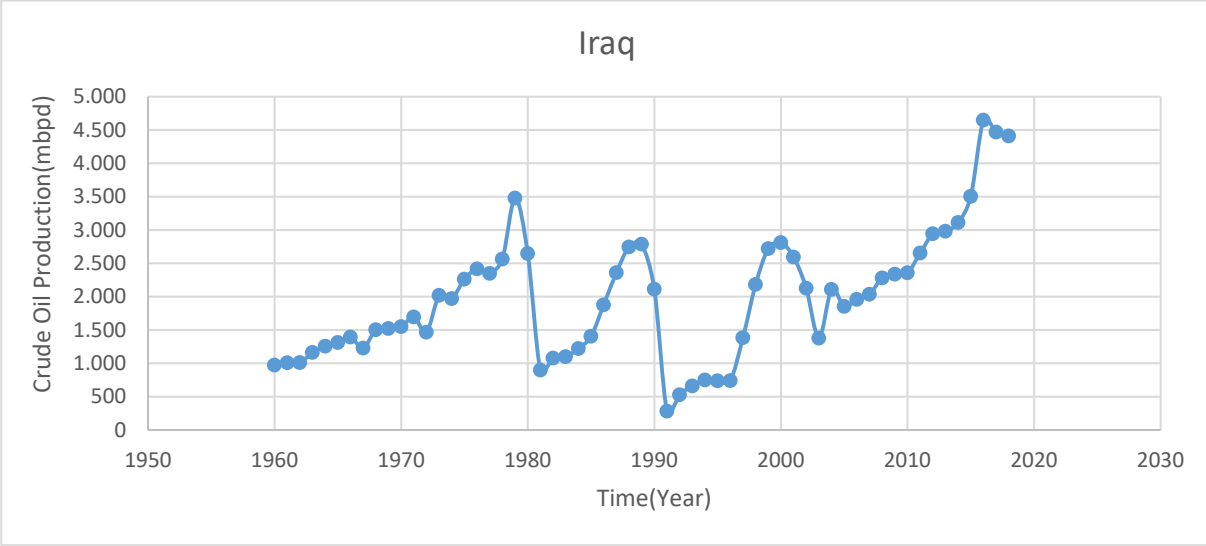


Figure 3: Iraq Crude Oil Production, 1960-2020

Libya is one of the most influential members of OPEC excluding the founders. The country enjoyed its peak 3.5 mmbpd in 1970. Since then, country has been struggling with political instability and finally in 2010 production has decreased to 500 mbpd and surged to 1 mmbpd just in 2019. Libya is important for European markets.

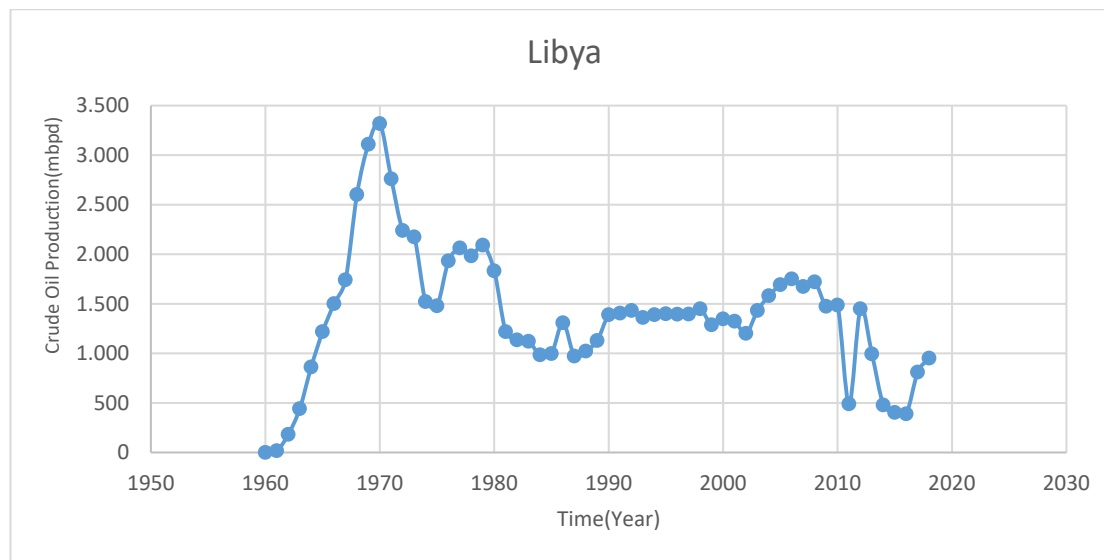


Figure 4: Libya Crude Oil Production, 1960-2020

3. SAUDI ARABIA LEADERSHIP

The most influential member of OPEC, Saudi Arabia is the only consistent crude oil supplier. Also, in OPEC+, Saudi Arabia is again the de-facto leader and policy and price-maker. It is the second-largest OPEC Member Country, contains around two million square kilometers. Saudi Arabia owns 18% of proven petroleum reserves of the world and the biggest exporter of petroleum. The oil and gas industry cover nearly 50% of GDP and about 70 percent of export earnings. The Kingdom's natural resources are primarily natural gas and petroleum. Saudi Arabia is a Founder Member of OPEC. The top exports of Saudi Arabia are Crude Petroleum (\$110B), which represents 64.7% of the total exports of Saudi Arabia, Refined Petroleum (\$14.1B), which accounts for 8.26% (OPEC, 2019b).

Saudi Arabia holds 16% of the world's proven oil reserves, and it is the biggest exporter of petroleum globally and controls the world's most significant crude oil production potential, approximately 12 million b/day. Saudi's export destination is mostly to Asian and European countries. In 2017 Saudi Arabia was the second-largest petroleum liquids producer following the USA and was the world's second-largest crude oil and lease condensate producer behind Russia (Aslanoglu, 2019).

Saudi Aramco, which is the national oil and gas company of Saudi Arabia, leads Saudi Arabia's oil and natural gas services. Saudi Arabia's Ministry of Petroleum and Mineral Resources and the Supreme Council for Petroleum and Minerals supervise the oil and natural gas sector and Saudi Aramco. In 2016, Saudi Arabia declared that they would initiate a national alteration which named as Vision 2030, The economic part of Vision 2030 projects to shape the kingdom less reliant on revenue from oil production by widening the industrial essence. The reforms of the energy sector and Saudi Aramco's initial public offering organized for 2018. Income from Saudi Aramco's IPO will use to support economic transformation. Saudi Arabia has an advantage in terms of its location of trade points. It placed near two of the world's most active export points. Saudi's use of these trade points to transport its crude oil and petroleum liquids. The Strait of Hormuz, which unites the Persian Gulf with the Gulf of Oman and the Arabian Sea, is the world's

most crucial exporting destination point. The oil flow of 17 mmbpd in 2015 through this strait accounts for about 30% of with trading by sea destination crude oil (Aslanoglu, 2019).

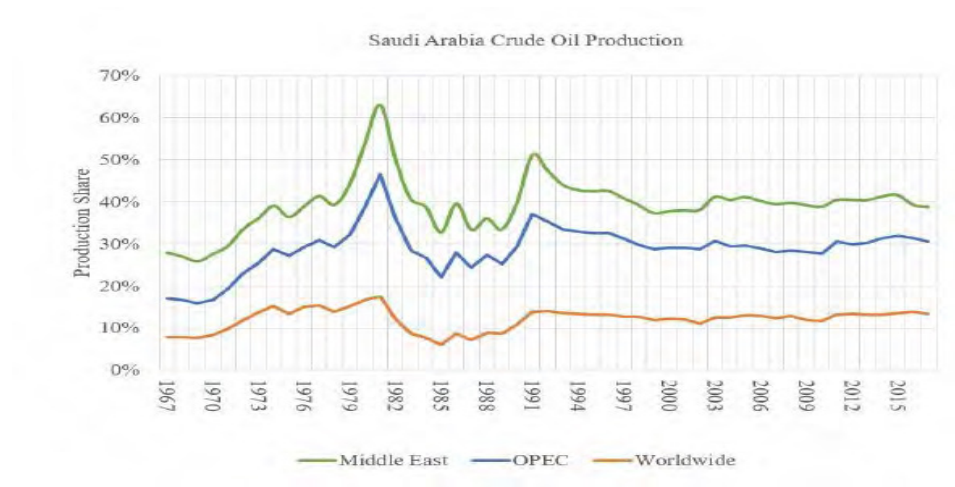


Figure 5: Saudi Arabia Crude Oil Production Share

4. RISE OF OPEC+

The global oil industry has been changing for a while. Back then, nobody was thinking that shale oil producible, but it is now. Drilling in Arctic Zones was a dream, but now it is a truth. The countries as especially Russia and the US are leading the crude oil production. Also, the producers as, Azerbaijan, Kazakhstan, Brunei, Malaysia, Mexico, Sudan, Oman and Bahrain joined this trend. As these countries' production is estimated as Non-OPEC//OPEC+ which includes Russia, Azerbaijan, Kazakhstan, Brunei, Malaysia, Mexico, Sudan, Oman and Bahrain, the production of Non-OPEC//OPEC+ and US have been dramatically increasing while OPEC production is less than the level of 1970s.

Figure 4 shows that, Non-OPEC production is now close to 20 mmbpd while OPEC production is below 30 mmbpd. Also, as January 2020, production total of US and Non-OPEC//OPEC+ surpassed total OPEC production.

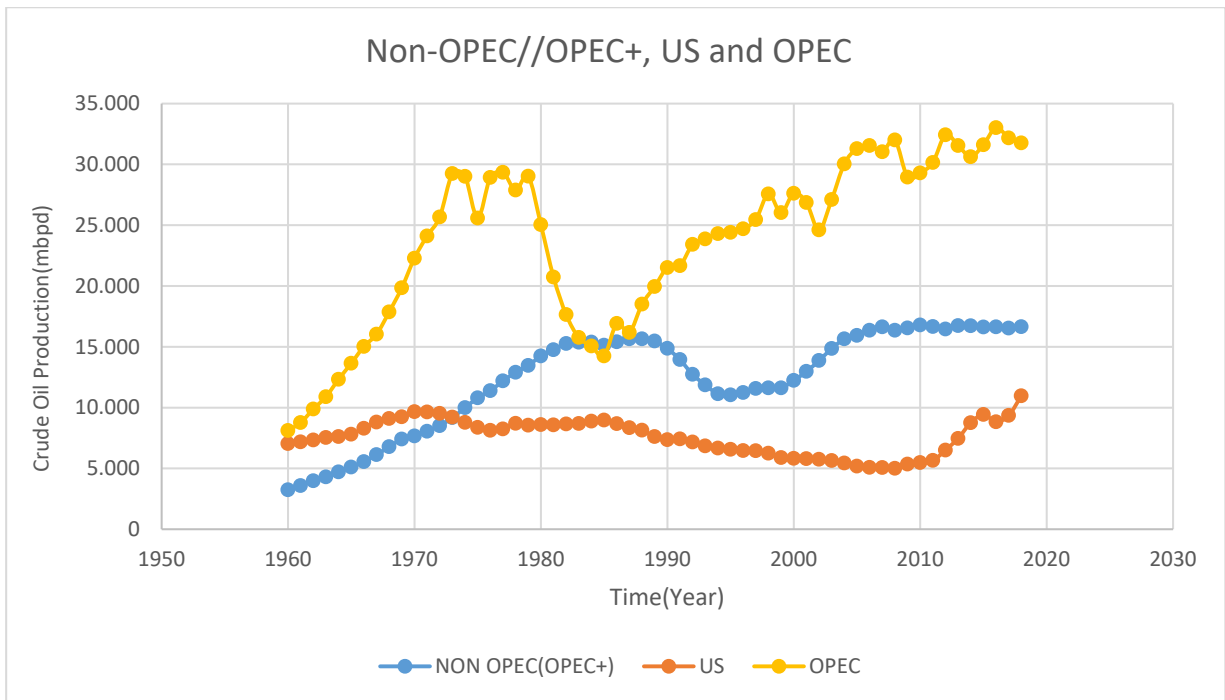


Figure 6: Non-OPEC//OPEC++, US and OPEC Crude Oil Production, 1960-2020

Figure 7 is a great illustration for increasing power of OPEC+. Seven meetings are mentioned, and five of them were resulted with a higher oil price which exhibits the positive effect of the meetings. When the first production cut started, price was between \$40-50/bbl, then jumped to \$75/bbl.

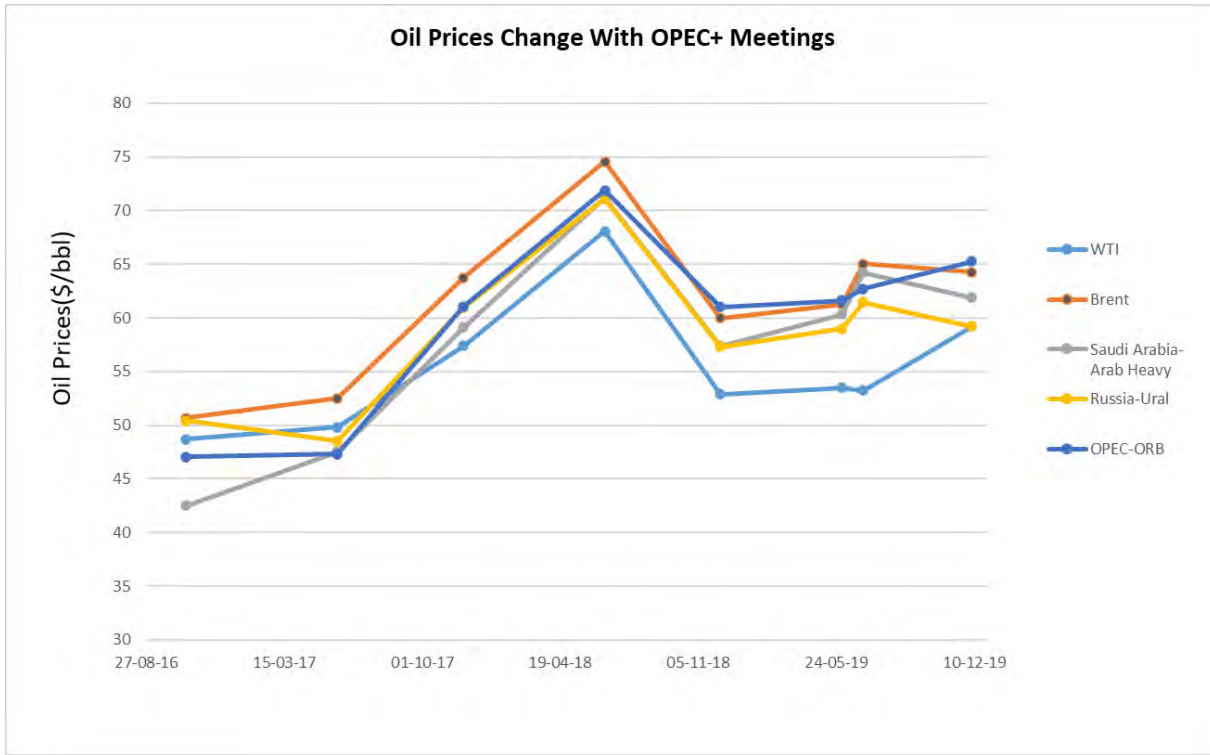


Figure 7: Oil Price Change vs. OPEC+ Meetings

OPEC + is one of the examples of the deterioration of structures in the world. The trade agreements have changed. This wave reflected in OPEC. Russia is a very serious gasoline producer. Thanks to shale oil revolution, only one OPEC member produces over 10 mmbpd, rests are Russia and the US. (Beck, 2019) However, Saudi Arabia is the only producer with production flexibility. With the cooperation of Russia; Saudi Arabia and Russia are determining for oil prices. They cooperate under the roof of OPEC +.

4. CONCLUSION

- The influence of OPEC members especially Libya, Venezuela, Iran and Iraq are decreasing as production of these countries fluctuates by political instability or sanctions.
- Saudi Arabia is still the leading global oil policy and price maker. (Both de-facto leader of OPEC and OPEC+)
- Non-OPEC, OPEC+ countries and the US will be more efficient in crude oil supply market.
- As the world is changing, crude oil producers are adjusting themselves by transforming such organizations.
- It is a fact that, era of OPEC is over, and the organization needs to adjust itself in line with the market needs.

5. REFERENCES

- Aslanoglu, V. (2019). *A Technical Approach to Saudi Arabian Crude Oil Forecast and Potential Substitutes* (Middle East Technical University). <https://doi.org/https://doi.org/1037//0033-2909.I26.1.78>
- Aslanoglu, V., Yucel, B. C., Poyrazoglu, E., Celebi, B., & Erhan, Y. (2019). Irak Petrolünün Geleceği. In B. ' *Enerji Notları BEN*. Ankara, Turkey.
- Beck, M. (2019). OPEC+ and Beyond: How and Why Oil Prices Are High. In *E-International Relations*.
- Cis, D. (2019). *Overview of the Russian oilfield services market – 2019*.
- EIA. (2017). Country Analysis Brief: Russia. In *Independent Statistics and Analysis*.
- Eyl-Mazzega, M. (2018). *Navigating the Storm: “OPEC+” Producers Facing Lower Oil Prices*. Paris, France.
- OPEC : Press Releases 2019. (2019).
- OPEC. (2019a). Iran facts and figures. Retrieved February 1, 2020, from https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/163.htm
- OPEC. (2019b). OPEC : Saudi Arabia.
- OPEC. (2019c). OPEC and non-OPEC participating countries renew commitment to market stabilization. Retrieved February 3, 2020, from OPEC website: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/5434.htm
- OPEC. (2019d). OPEC Annual Statistical Bulletin. In *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (Vol. 54). Vienna, Austria.
- OPEC. (2019e). Venezuela facts and figures. Retrieved February 1, 2020, from https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/171.htm
- OPEC. (2020a). OPEC: Brief History. Retrieved February 6, 2020, from https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm
- OPEC. (2020b). *OPEC Monthly Oil Market Report: February 2020*. Vienna, Austria.
- Sağlam, M. (2020). Aslanoglu: Kanal İstanbul Rusya için cazip bir alternatif. Retrieved February 1, 2020, from Gazeteduvar website: <https://www.gazeteduvar.com.tr/gundem/2020/01/27/aslanoglu-kanal-istanbul-rusya-icin-cazip-bir-alternatif/>
- Soldatkin, V., El Gamal, R., & Bagirova, N. (2019). OPEC scraps April meeting but keeps oil cuts in place. Retrieved February 6, 2020, from Reuters website: <https://www.reuters.com/article/us-oil-opec-falih/opec-scraps-april-meeting-but-keeps-oil-cuts-in-place-idUSKCN1QZ0KN>
- United Nations. (1962). *Agreement concerning the creation of the Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC)*. Baghdad.



18-20 Kasım / November 2020

İŞ GÜVENLİĞİ ve ÇEVRE

Akaryakıt Bulaşmış Sığ Yeraltı Katmanlarını İyileştirme Yönteminin Belirlenmesinde Rezervuar Modellemesi Kullanımı

İbrahim Metin Mıhçıkan¹, Hatice Kübra Dölek², Doğan Ermen², İlyas Gülmez², Serkan İktü³

¹İstanbul Teknik Üniversitesi, İstanbul

²Başka Bir Kurumda

³TORA A.Ş., İstanbul

Akaryakıt istasyonları ve depolama tesisleri civarında yeraltına sızan veya kaçan akaryakıtların sığ yeraltı toprak ve kayaç katmanlarına bulaşması tüm dünyada yaygın karşılaşılan ve kirletme olarak anılan bir olgudur. Yeraltı katmanlarının bu kirleticilerden arındırılarak iyileştirilmesi, kirleticinin yeraltı koşullarındaki yazgısına ve davranışına bağlı olarak seçilecek uygun bir yöntem ile gerçekleştirilebilir. Dolayısı ile, kirlenme bölgesinden elde edilen verilerle uyumlanmış bir sayısal model kullanımının en uygun, en etkin ve en uygulanabilir iyileştirme yönteminin seçimine önemli katkı sağlayacağı açıktır.

Bu çalışma ile ilk kez ticari bir gaz/petrol rezervuar andırımı (simülasyon) yazılımı, dar bir alanda iki-altı metre derinlik aralığında akaryakıt bulaşımı bir yeraltı yapısını iyileştirmek üzere en uygun yöntemi seçmek amacıyla kullanılmıştır. Yöre jeolojisi ve anılan alanda yeraltından alınan toprak ve su örneklerinin analiz sonuçları, kirlenen yeraltı yapısının geçirgenlikleri derinlikle artan zengin kil içeriğine bağlı olarak düşen, ince kum ve silt taneli dört katmandan oluştuğunu, yeraltısını tablasının çok üzerinde yer alan bu katmanlar içinde ana kirletici bileşenin benzen olduğunu göstermiştir. İyileştirme yöntemi olarak, kirlenme alanında 3 kuyu delinmesi, iki kuyudan benzen buharına doymuş derinlik aralığına su veya hava püskürtülmesi ve benzenin süpürülerek üçüncü kuyudan dışarı alınması düşünülmüştür. Bu yöntemin söz konusu sığ yeraltı yapısında iki ayrı öteleyici akışkan için uygulanabilirliği eldeki verilere uyumlanmış ticari bir andırımcı (simülatör) ile modellenerek sınanmış, ancak belirli bir gözeneklilik ve geçirgenlikler için, en az 4.75 yıl hava basılması ile gerçekleştirilebileceği bulunmuştur.

Anahtar Kelimeler: akaryakıt, iyileştirme, modelleme, sızıntı, yeraltı

Oil Spill Response Preparedness During Offshore Explorations in Environmentally Fragile Seas

M. Kerem Kemerli, Pelin Doğruyol, Müge Bıyıklıoğlu Şener

MEKE Marine Teknoloji A.Ş.

ÖZ

Açık deniz petrol araştırmalarının, Dünya'mızın kaynaklarını, insanlığın hizmetine sunmak için çok önemli bir rolü vardır. Bu araştırmaların en büyük riski ise petrol kirlilikleridir.

Planlama, tedbirlerin nasıl ve hangi parametrelere göre alınacağını belirlenmesini sağlar. Hazırlıklı olmak ise acil müdahale ile kirliliklerin büyümeden önlenmesini garantiler.

Bu çalışmamızda Akdeniz'deki açık deniz hidrokarbon araştırmalarına odaklandık ve bir müdahale operasyonunda hangi boyutta zorluklarla karşılaşacağımızı belirlemeye çalıştık. Örnek olarak özel koruma alanları, zengin biyoçeşitlilik, eşsiz vahşi yaşam, yüksek ekonomik değere sahip endüstriyel tesisler, büyük uluslararası limanlar, vazgeçilmez tatil beldeleri, çeşitli ülkeler ve hepsinin kendi kanunlarını verebiliriz.

Bu bildiri, müdahale gereksinimlerinin düzeyini, müdahale stratejisini belirlemenin önemini, bir kriz sırasında iletişimin ne anlama geldiğini, iyi eğitilmiş profesyonellerin verimliliği ile planlama aşamasından itibaren tüm paydaşların katılımı ihtiyacını vurgulamaktadır.

1. GİRİŞ

Akdeniz, ilk medeniyetlerin kurulduğu ve geliştiği çanakıdır. Deniz arkeolojisi, 1960'larda Antalya'da bulunan ve M.Ö 1200'lere tarihlenen Gelidonya batığıyla başlamıştır. 2018 yılında yine Antalya'nın batısında bulunan ve şimdilik Batı Antalya Batığı olarak isimlendirilen ve külçe bakır yüklü olan batık ise en azından M.Ö. 15-16. Yüzyıllara tarihleniyor. İsmini de bakırdan (copper) alan Kıbrıs adasında 1999 yılında Doğu Akdeniz Üniversitesi tarafından Tatlısu kıyılarında yapılan kazılarda bulunan Nevşehir bölgesinden gelen 11.000 yıllık obsidyen (volkanik cam) aletler, Anadolu kıyılarında yaşayan uygarlıkların denizi kullandıklarının kanıtıdır.

Bugün, Akdeniz yine bir merkez. Bir yandan İskenderun'daki Limanlar ve Süveyş kanalı çıkışlı yine Akdeniz'de yerleşik rafinerilere ham petrol nakliyesi ve haliyle oralardan da Dünya'ya işlenmiş petrol nakliyeleri, diğer yandan tüm Akdeniz'e yayılmış açık deniz hidrokarbon üretim ve arama platformları, Dünya'nın nadir tatil bölgesi, etrafındaki yirmiiki (22) ülkedeki yaklaşık beşyüz milyon insana ev sahipliği yapan nadide bir bölge.

Uluslararası Denizcilik Örgütü (IMO), ekolojik özellikleri ve deniz trafiği açısından Akdeniz'i "Özel Bölge" (Special Area) ilan etmiştir. Bu sayede, Akdeniz'i kullananlar, her tür kirlilikten korumak üzere tedbir almak zorundadırlar.

Birleşmiş Milletler Çevre Programı (UNEP) kapsamında Bölgesel Denizler Programının gündeme girmesiyle ilk Aksiyon Planı (MAP) Akdeniz için yapılmıştır. Bunu takip eden Barcelona Konvansiyonu ile de Akdeniz'in kirlilikten korunması üzerine, çevreleyen tüm ülkelerin onayladığı kurallar devreye alınmıştır.

Tüm Dünya tarafından böylesine korunan bu coğrafyada yaşayan kişiler olarak, insanlığın gelişmesi için ihtiyaç olan enerjiyi Açık Denizlerde arayan veya üreten kişi ve kurumların nasıl

tedbirler alması gerektiğini inceleyeceğiz. Bu tedbirlerin maliyet arttırıcı değil aksine muhtemel yüksek faturaları engelleyici olduğunu da göstermeye çalışacağız.

2. AÇIK DENİZ HİDROKARBON ARAMALARI VE TEDBİRLER

Açık deniz araştırmaları ve üretimleri, kara kaynaklı olanlara göre daha dinamik ve bir kısmının önceden öngörülmesi imkansız parametrelerle dolu olarak yapılmaktadır.

Üretimler göreceli daha kolaydır çünkü üretim alandaki parametrelere daha hâkîmsinizdir. Aramaya gelince ise karşınızda çok daha fazla bilinmez vardır. Bu çalışmamızda sadece çevresel konulara değineceğiz. Arama sırasında bir petrol kirliliği olursa ne olacak?

Aramalara başlamadan önce bir Risk Analizi yapılacak. Analizdeki bulgulara göre planlamaların yapılması gerekir. Bu planlamalarda çevresel hassas noktalar belirlenecek. Petrol dökülmesi ile ilgili senaryolar tespit edilen risklere göre belirlenecek. En muhtemel senaryodan facia senaryosuna sanki petrol yayılmış gibi nerelere ulaşabileceğini yayılım modellemeleri ile tespit edilecek. Petrolün döküldükten sonra hareketi boyunca denizde, yolu üzerinde veya karada vurabileceği yerlerde nasıl tedbirler alınması gerektiği belirlenecek. Muhtemel durdurma ve müdahale alanları belirlenecek, o alanlarda kullanılması gereken doğru araç ve ekipmanların tespiti yapılacaktır. Bu araç ve ekipmanları kullanacak kişilerin özelliklerinden onların eğitimlerine ve tatbikat tip ve sürelerine kadar bilgiler de bu planlarda yer alacaktır.

Planlamayı takip eden süreç ise “Hazırlık” diye tanımlanmaktadır. Hazırlık sürecinde planlamada belirtilen personel istihdam edilip eğitilirken diğer taraftan da ekipman ve araçlar tedarik edilerek bir nevi itfaiye gibi hazırda bekleme süreci başlayacaktır.

Bu sayede, bir sonraki aşama olan “Müdahale”de, muhtemel bir kirlilik, çok hızlı müdahale edilerek en düşük maliyetle ve çok az yere zarar vererek kontrol altına alınacaktır. Atık yönetimi, müdahale içerisinde düşünülmesi gereken bir konudur. Müdahale sırasında çıkan atıkların doğru şekilde döngüsel ekonomiye kazandırılması müdahalenin veriminin ölçülerinden birisini oluşturmaktadır.

Müdahale sonrası rehabilitasyon, restorasyon, düzenli izleme, verilen zararı telafi etmenin şartlarındandır. Nihayetinde ise bu olaylardan zarar gören mağdurların tazmin edilmesi gündeme gelecektir.

3. ACİL MÜDAHALE SİSTEMİ

Acil müdahale sisteminin unsurları, risk analizi, planlama ve müdahaledir. Daha sonra da tazmin gelir. Aşağıda detaylıca anlatılmışlardır.

3.1. Risk Analizi

Platformlardan kaynaklanabilecek riskler, platform etrafındaki deniz trafiğinden kaynaklanabilecek riskler, istatistiksel tahmini kaza sıklığı, büyüklüğü ve yayılımı, kıyı ve deniz alanlarının duyarlılığı ve sınırlar arası geçişler de öngörülerek matematiksel bir algoritmaya oturan risk analizi yapılır.

Risk analizi diğer tüm planlarda ana girdi olarak kullanılacaktır. Risk analizi çıktılarına göre araştırma tarihleri yeniden belirlenebilirken, üretim platformlarında bu mümkün olmadığından hazırlıklı olma hesapları farklı şekilde yapılır.

3.2. Planlama

Operasyonun karmaşık yapısı göz önüne alındığında planlı olmanın pek çok hatayı önleyeceği aşîkardır. Her organizasyon kendi yapısına, çalışılan coğrafya ve yürürlükteki kanunlara göre mecburi veya kendi iş süreçlerini kolaylaştıracak planlar yaparlar ve onlarla çalışırlar. Bizim konumuz acil müdahaleye hazırlıklı olma ile ilgili planlar.

Genelde organizasyonlarda muhakkak bir genel acil müdahale planı vardır. Bunu çevresel ve sosyal yönetim planı takip eder. Operasyonun süreçleri gereği ve çalışılan yerin duyarlılığı ile doğru orantılı daha detay planların da olması muhtemeldir ki Ekolojik yönetim ve İzleme planı bunlardan birisidir. Son bahsettiğimiz plan, bir kaza sonrasında da eski ile günceli karşılaştırma konusunda mükemmel bir altlık oluşturur. Platformlardaki personelin bir hastalık veya başka bir acil durumdan dolayı tahliyesini gerektiren Tıbbi Tahliye Planı da hem gündelik hayatta hem de bir kaza veya felakette hayat kurtarır.

Bu çalışmada sadece 3.2.5 maddesindeki Acil Müdahale Planına konsantre olacağız.

3.2.1. Genel Acil Durum Planı

Organizasyonların tüm acil durumlarda nasıl hareket edeceklerini, kimin kime nasıl raporlayacağını ve bildirimde bulunacağını gösteren ana plan.

3.2.2. Çevresel ve Sosyal Yönetim Planı

Tüm çevresel ve sosyal konuların nasıl yönetileceğini tanımlayan plan.

3.2.3. Ekolojik Yönetim ve İzleme Planı

Operasyon süresince doğal hayata nasıl etki edildiğinin takip edildiği plan. Bir kirlilik olursa da kirlilik süresi ve sonrası doğal hayatın nasıl bir değişim geçirdiğini bu plandaki izleme raporları sayesinde takip edebiliriz.

3.2.4. Tıbbi Tahliye Planı

Acil durumda tıbbi tahliyenin nasıl yapılacağını tanımlandığı plan. Petrol döküntüsü sırasında da kullanılması gerekebildiğinden plandaki kurtarma senaryolarından birisinin sadece bir veya iki hasta üzerinden değil eş zamanlı dağınık coğrafyadaki çok sayıda tahliye edilmesi gereken kişi üzerinden yapılmasında fayda vardır.

3.2.5. Acil Müdahale Planı

Bir döküntü olduğunda işlerin sistematik yürüyebilmesi için tamamı mühendislik yaklaşımlarıyla hazırlanan bir plandır. Alt başlıkları aşağıda gösterilen planın her kademesinde farklı bir disipline daha fazla iş düşmektedir.

3.2.5.1. Hassas Bölge Haritası

Çevresel Duyarlılık Endeksi (ESI) bazlı bir harita hazırlanmaktadır. Alt yapısı, batimetriyi de gösteren deniz haritaları ve topoğrafik haritalardır. Bu haritalara Google Earth programı üzerinden alınan görüntüler, koordinatlarına göre yerleştirilir. Bu sayede haritaların yapıldığı tarih veya dijital görüntülerin gerçek durumla karşılaştırılmaları ve güncel halinin aktarılması

sağlanır. Sonuç, rahat okunabilen hem çevresel hassasiyetlerin hem kıyı sınıflarının tanımlandığı hem de müdahale risk haritası olarak da okunabilecek bir görsel ortaya çıkar.

Akdeniz'in tüm koruma alanları, zengin tabiatı, kendine özgü vahşi hayatı, sanayi tesisleri, turizm tesisleri, tüm limanlar gibi her konu harita üzerinde yer alır.

Daha sonra müdahale önceliklerinin, Coğrafi Müdahale Planının ve onlara bağlı ekipman ve araçların belirlenmesinin temelini oluşturur.

3.2.5.2. Döküntü, Kirlilik Senaryolarının Belirlenmesi

Risk analizine göre en muhtemel döküntü senaryoları ve olabilecek en kötü kaza/döküntü (Felaket) senaryosu, arama yapılacak dönemlerdeki hava ve deniz şartlarına göre belirlenir.

İki önemli kavram “En Muhtemel” ve “Felaket”tir. Bize en uç noktayı ve günlük hayatımızda karşılaşabileceğimiz durumları gösterir. Senaryoların doğru seçilmesi daha sonra yapılacak çalışmaların sonuçlarının gerçeğe daha yakın olmasını sağlar.

Yayılım modellemeleri ve tıbbi tahliye planında bu senaryolardan yararlanılır.

3.2.5.3. Yayılım Modellemesi

Yayılım modellemeleri, karar destek sisteminin vazgeçilmez girdilerinden birisini oluşturur. Müdahale öncelikleri, modelleme sonuçlarına göre net fayda analizleriyle verilir. Müdahale öncelikleri de muhtemel ekipman ve araç ihtiyacını belirleyecektir.

Modeller iki veya üç boyutlu olabilir. Dökülen petrol veya diğer malzemenin fiziksel ve kimyasal nasıl çalıştığının bilinmesi önemlidir. Buharlaşma miktarları, muhtemel yayılma ve çökme miktarları hesaplandıktan sonra meteorolojik ve oşinografik değerlerin etkileri de eklenerek kirliliğin deniz üzerindeki hareketi simüle edilerek nereye nasıl bir yol izlediği belirlenir.

İki boyutlu modellemelerde sadece kirliliğin su üzerindeki taşınımı hesaplanıp gösterilirken, üç boyutlu modellemelerde su kolonunun etkisi de göz önüne alınır. Özellikle “blow-out” senaryolarında deniz dibinden başlayan ve yukarıya çıkmaya çalışan petrolün nerede su yüzüne çıkacağının tespiti verimli müdahale için çok önemlidir.

Modellemeler sonucu kirliliğin nasıl hareket ettiği görüldüğü için müdahale kararlarını vermek daha kolaylaşmıştır. Zaman, maliyet, etki faktörleri göz önüne alınarak müdahale stratejileri oluşturulur.

Bir kirlilik sırasında gerçek zamanlı oşinografik ve meteorolojik bilgi almak, kirliliğin doğru yerde karşılanabilmesi için önemlidir.

3.2.5.4. Durdurma ve Müdahale Yerlerinin Belirlenmesi

Yayılım modellemesi ile kirliliğin gideceği muhtemel güzergah belli olduğu gibi deniz üzerinde ne kadar kalacağı, ne kadar süre içerisinde nerelerde deniz dibine çökeceği ve nihayetinde karaya vuracaksa nerede vuracağı izlenebilir hale geldi.

Bu bilgileri kullanarak müdahale stratejilerini kesinleştirmek ve aksiyon alma aşamasına gelmek mümkün oluyor.

Bazı sorulara verilecek cevaplar stratejilerin kesinleşmesini sağlar:

- Deniz üzerinde durdurmak mümkün mü?
- Karada vuracağı yere kaç günde ulaşıyor, kritik bir yer mi ve orada müdahale mümkün mü?
- Nerede durdurarak daha az zarar ve maliyetle bu işi yapabiliriz?

Kullanılacak ekipmanlar, gemiler ve/veya kamyonlarla geleceği için onların yanaşabileceği, park edebileceği yerler planlanmalı. Denizden ve/veya karadan topladıklarımız atık sınıfında olacağı için atıklara geçici depolama yerleri ayarlanmalı ve gelecek atık araçlarına rahatça transfer edilebilmeliler. Kullanılacak malzemeler düzgün ve temiz bir şekilde dizilip kolayca denize serilmesi veya deniz araçlarına aktarımının yapılabilmesi lazımdır.

Sadece denizdeki müdahaleler için, hava ve deniz şartlarının uygunluğuna bakılmalıdır. Unutulmamalıdır ki müdahalede de birinci öncelik İnsan Sağlığı ve İş Güvenliğidir.

Yukarıdaki parametrelere göre muhtemel müdahale senaryoları da belirlenir. Detaylar için coğrafi müdahale planlarına bakılmasında fayda vardır.

Karada bulunacak ana acil müdahale istasyon veya istasyonlarının yer tespiti bu aşamada yapılabilir.

3.2.5.5. Coğrafi Müdahale Planı

Coğrafi müdahale planları mikro ölçekte müdahale yapılacak alanlara yoğunlaşır.

Açık denizde yapılacak müdahale için çok büyük etkileri olmamakla beraber kıyılar, limanlar için en detaylı bilgilere ulaşmak mümkündür.

Yayılm modelleri kirliliğin karaya çarpacağı yeri göstermekle beraber genelde uzun bir şerit işaret ettikleri için o şerit boyunca öncelikle korunması gereken sanayi veya doğal alanları koruyacak malzeme tip ve miktarları seçilir. Hangi malzemeden nereye kaç metre serileceği, yağ sıyırıcıların nereden denize bırakılacağı, toplanan atığın nerede geçici depolanarak lisanslı atık araçlarına nereden verileceği belirtilir. Tüm bu malzemelerin kullanılması için gerekli deniz ve kara araçları da belirlenir. Tüm bu araç ve malzemelerin depolanması, güvenli bir şekilde kullanılması için nasıl ve nerede bir kamp sahası yapılması gerektiği de CMP’de gösterilir.

3.2.5.6. Araç ve Ekipman İhtiyacının Belirlenmesi

Müdahale her zaman kademeli düşünülür.

Acil müdahale ve sonrasında da artan büyüklüğe göre arttırılan müdahale gücü düşünülerek hareket edilmelidir. Yayılm modellemelerinin gösterdiği süreler bu kararların verilmesinde anahtar görevini üstlenir.

Çalışılan coğrafyada hangi sürelerde ne gibi desteklerin alınacağını bilmesi kademeli müdahalede optimum hazırlık yapılmasını sağlar.

Kanuni müdahale süreleri veya modelleme sonrası yapılan risk analizine göre verilen karara istinaden ne kadar sürede müdahale edilmesi kararı, kaç tane müdahale istasyonunun olacağını belirler.

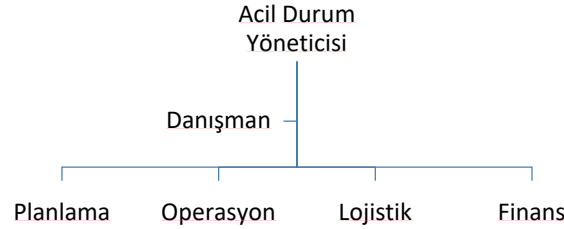
Coğrafi müdahale planları sonrası kıyıda ve karada ihtiyacımız olan ekipman miktarı ve bunları uygulamamızı, yönetmemizi sağlayacak hava, kara ve deniz aracı miktarları belirlenir.

Deniz operasyonları için, çalışılan coğrafyaya uygun deniz araçlarının tipleri ve sayıları belirlenir.

Kademeli müdahale sistemleri genelde üçe ayrılır. İlk seviye için ekipman miktar ve tipi belirlemek mümkündür. İkinci seviye için esnek bir miktar belirlenebilir ancak üçüncü seviye olarak belirtilen kademe için ana hedef, koordinasyon içerisinde ülkedeki ve Dünyadaki imkanların aktive edilmesi olacaktır. Kendi organizasyonumuz dışından temin edeceğimiz tüm kaynakların da bir maliyeti olduğu ve bunun da diğer müdahale masrafları gibi kirlüten tarafından ödeneceğini unutmamak lazımdır. Ne gereksiz çok ne yetersiz az kaynak planlanmalıdır.

3.2.5.7. Müdahale Organizasyonunun belirlenmesi

Yukarıdaki tüm hazırlıklar müdahale organizasyonunda kaç kişi olacağını şekillendirmiştir bile. Ana organizasyon şeması aşağıdaki gibidir. Kirliliğin büyüklüğüne ve yayıldığı coğrafi büyüklüğe göre bu şema elastik bir şekilde büyür.



Yukarıdaki şema ana fonksiyonları da gösterdiği için müdahale düşünce alt yapısını da tanımlamaktadır.

Mesela 2010 yılındaki Meksika Körfezi kazasında Houma ve Mobile şehirlerine kurulan iki adet yönetim merkezinin her birisinde binbeşyüzer kişi çalışıyordu. Bu sayıya operasyonu yapanlar ve diğer fonksiyonlardan sahada olması gerekenler dahil değildir. Sadece bu sayılar bile ihtiyaç olan ekstra konaklama, yemek, lojistik ve haliyle finans ihtiyacını göstermektedir.

3.2.5.8. Eğitim ve Tatbikatların belirlenmesi

Organizasyonda görev verilen herkese öncelikle IMO'nun OPRC eğitimlerinin verilmesi gerekmektedir. Bu eğitimlerde masa üstü tatbikatları ve ekipman tanıma ve kullanma alıştırmaları da bulunmaktadır.

İş sağlığı ve güvenliği eğitimleri, defansif sürüş gibi eğitimler de aldırıldıktan sonra ekipmanlar ve araçlar ile önceden belirlenmiş durdurma ve müdahale noktalarında zaman tutularak tatbikatlar yapılmalıdır.

Her tatbikat başlı başına birer eğitimdir. Unutulmamalıdır ki gerçek bir müdahale anında tatbikatlardaki kadar rahat olamayacağız. Biraz da esnek düşünmeye alıştırmak için tatbikat senaryolarına muhakkak katılanlara önceden bildirilmeyen eklemeler yapmak gerekir.

Açık denizde görev alacak personele denizde sağ kalma eğitimleri, helikopter ile gözlem yapacak veya platforma gidecek kişiler için de muhakkak su altında helikopterden kurtulma (HUET) eğitimleri verilmelidir.

Her operasyon için gereken eğitimler çeşitlilik göstermekle beraber operasyon tiplerine göre önceden belirlenerek ilgili personele aldırılır.

3.2.5.9. Lojistik, Tedarik ve İletişim

Acil bir durum anında kaos ve panik en çok görülen durumlardır. Hazırlıklı olmanın önemli aşamalarından bir tanesi de öyle bir durumda ihtiyaç duyacağımız konularla ilgili normal zamanda hazırlanmak ve ilgili envanterlerimizi hazırlamaktır.

Kişisel koruyucu ekipmanlardan yemeğe, belediye ve hatta o bölgede çalışan inşaat şirketlerinin iş makinalarından lisanslı nakliyecilere, araç kiralama şirketlerinden bölgedeki balıkçılara, gerektiğinde gemilerini kiralayabileceğimiz firmalara ihtiyacımız olacak her konu hem planlarda

yazılmalı hem tatbikatlara onlar da katılmalı hem de güncellenmeli ki bir müdahale sırasında arayınca çözüm bulacağımız konulara hakim olabilelim.

Sahil Güvenlik, Polis, Jandarma, insan ve hayvan hastaneleri, hastane harici doktorlar, ambulans firmaları, hava limanları gibi yerlerin de iletişim bilgileri güncel olmalıdır. Özellikle masa üstü tatbikatlarda önceden haber verilmek kaydıyla o birimleri de dahil etmek tatbikatlarımızı gerçek bir olayın simülasyonuna çok yaklaştırırken diğer yandan da müdahale sırasında beraber çalışmak zorunda olan ekiplerin önceden birbirini tanınması da sağlanmış olur.

Tatbikat senaryosu gereği “felaket” seviyesinde bir kirlilik oluşup sınırlarımızı da geçerek komşularımızın sularına giriyorsa o zaman yurt dışındaki ilgili birimleri ve komşu ülkeleri de tatbikatlara dahil etmek gerekir.

İletişim derken “Kriz İletişimi” olarak düşünülmesi gerektiği de planlarda tanımlanır.

3.2.5.10. Atık yönetimi

Bir müdahale varsa Atık vardır. Atıkların yönetimi de en az kirliliğin toplanması kadar üzerinde hassasiyetle durulması gereken bir konudur. Planlarda yerel mevzuata uygun aynı zamanda da döngüsel ekonomi kavramları akılda tutularak tanımlanması gerekmektedir.

Atıkların geri dönüştürülüp dönüştürülemeyeceği, atıklardan enerji elde edilip edilemeyeceği değerlendirilmesi gereken sorulardır. Atıklardaki kalorifik değere göre ne kadar petrol eşdeğeri toplandığını öğrenebilmek çok değerli bir bilgidir. Atıklardaki kontaminasyonun az veya çok olduğunun bilgisinin sahaya verilmesi müdahale stratejilerinin değişmesini sağlayarak daha verimli, az masraflı bir operasyon gerçekleştirilmesini sağlayabilir.

Atıkların verilebileceği kıyı ve kara tesislerinin listesi planlarda olmalıdır.

3.2.5.11. Raporlamalar

Böylesine dağınık ve karmaşık bir operasyonda raporlamaların şeffaflığı ve düzeni müdahaleyi yönetenlerin doğru karar alabilmeleri için kritik öneme sahiptir.

Rapor formatları ve hiyerarşisi planlarda yer almalı ve kullanıcıların işi kolaylaştırılmalıdır.

3.2.5.12. Vahşi hayat ile ilgili çalışmalar

Kirlilikler öncelikle deniz kuşlarını etkilerler. Tüylerine petrol yapışan hayvanlar nefes alamadıkları için ölürlür. Temizlenmeleri hayatidir. Kirliliğin geniş mekanlara yayılması ile su altı canlıları, karaya ulaşması ile de karadaki canlılar da zarar görecektir.

Operasyonların süresi ve sürekliliğine göre her bir acil müdahale istasyonu için üç dört konteynerden oluşan mobil hayvan ilk yardım üniteleri hazır edilebileceği gibi çalışma bölgelerinde hayvan hastaneleri ve veteriner polikliniklerinin olması hayat kurtaran müdahalelerin hızlı bir şekilde yapılmasını sağlar.

Müdahale süresi ve sonrası için muhakkak gözlemler yapılması ve doğru mercilere raporlanması gereğine planlarda yer verilmelidir.

3.2.5.13. Rehabilitasyon ve Restorasyon

Temizlikler bittikten sonra kirlilikten etkilenen yerlerin rehabilitasyon ve restorasyon çalışmaları yapılmalıdır. Kazanın kurbanı olanlar, mümkün olduğunca kaza öncesi duruma geri döndürülmelidir. Senaryolar ve kavramlar üzerinden yapılacak çalışmalara planlarda yer verilir.

3.2.5.14. Halkla ilişkiler

Petrol yayılmaları, oldukça sık görülen ve kamuoyunda merak ve endişeye yol açan olaylardır. Hele konu açık denizde gerçekleşir ve de birden fazla ülkeyi ilgilendiren bir hale gelirse haber değeri daha da yükselir.

Basın ve kamuoyu, olay hakkında kendilerine ulaşan bilgiler doğrultusunda fikir üretir. Dolayısıyla basına ve kamuoyuna zamanında ve doğru bilgi aktarılması önemlidir.

Kriz durumunda basınla konuşmanın geciktirilmesi veya reddedilmesinin, kamuoyu üzerinde bazı yanlışlıkların yapıldığı şeklinde bir izlenim oluşturduğu belgelerle sabittir. Firmanın zamanında doğru bilgi vermemesi durumunda muhabirler, muhtemelen güvenilir olmayan kaynaklardan veya olaylar hakkında sadece spekülasyonlarda bulunabilecek olan kişilerden bilgi alacaktır.

“Yorum yok” yaklaşımı, belli toplumsal sorumlulukları olan Firmaların şöhretine gölge düşürebileceği gibi, yasal bir kısıtlamaya da yol açabilir ki bu durum sadece o firmayı değil tüm sektörü etkileyebilir. Prensip olarak, basınla işbirliği içerisinde kamuoyunu zamanında ve doğru şekilde bilgilendirmek gerekir.

Planlarda temel olarak bir basın sözcüsü olması gerektiği ve halkla ilişkiler kavramları tanımlanmaktadır ancak Firmaların kendi Halkla İlişkiler Planlarını oluşturmaları önerilir.

3.2.5.15. İş Sağlığı ve Güvenliği

Acil Müdahale, ismi üzerinde belli bir olaya anında müdahale demek olduğu için pek çok risk içerir. Her zaman öncelik İnsan’dır. Önce kendi personelimizin sağlığını ve güvenliğini garantiye almaya çalışırız akabinde olaya müdahale başlar.

Her planda, muhtemel operasyonların gerektirdiği İSG önlemleri ve gerekiyorsa operasyona özel Kişisel Koruyucu Ekipmanlar tanımlanır.

3.3. Hazırlıklı Olma / Hazırda Bekleme

Planlarda yazanlar eğitimli bir kadro kurup Hazırda Bekleyerek acil müdahaleyi gerçekleştirmek içindir. Kadro kurulup acil müdahale istasyonu tefriş edildikten sonra yine planlarda yazıldığı gibi eğitimler ve tatbikatlar gerçekleştirilmeye devam edilir.

Hazırda bekleyen ekip için talimat geldiğinde gidilecek yere göre ekipmanları kamyonlara yerleştirmek çok önem taşıdığından karadaki istasyonlarda raflardan kamyonu yükleme ve kamyonun boşaltma tatbikatları yapılırken, deniz ekipleri de bariyer serme, yağ sıyrıcı kullanma ve belli hızda bariyer ile denizi süpürme tatbikatları yaparlar.

Kara müdahale ekibi düzenli bir şekilde durdurma noktalarını ziyaret ederek yollardaki veya kamp sahası olarak belirlenen yerlerdeki değişiklikleri rapor eder.

Akdeniz’de Barcelona Konvansiyonu gereği ortak risk taşıyan komşu ülkelerin beraber tatbikat yapmaları büyük bir kazada ortak çalışabilmek adına önemlidir.

3.4. Müdahale

Planda pek çok detay belirtilmişse de Acil Müdahalelerin başarılı olma şansı, bir “Felaket Yönetim Sistemi” (Incident Management System, IMS) kullanılıyorsa daha yüksektir. Aksi takdirde ortamın kaosa kapılıp yanlış kararlar almak mümkündür.

Muhtemel Müdahale stratejileri planlarda belirtilmiştir. Gerçek duruma göre ve yine planda belirtilen değerlendirme yöntemlerine göre seçilen strateji, IMS çerçevesi içerisinde uygulanmalıdır.

Dispersan kullanımı ve yakma gibi bazı stratejiler başta kulağa çok çevreci gelmese de operasyondan operasyona değişmekle beraber, Net Fayda Analizi sonucu doğru yerde doğru şekilde kullanılırsa hem ekonomik hem de ekolojik olarak daha verimli olduklarının görüldüğü pek çok vakıa vardır.

Her kirlilik olayının farklı olduğu unutulmamalı ve hepsi kendi dinamikleri içerisinde değerlendirilmelidir.

Kademeli müdahale, stratejilerin doğru belirlenip uygulanması, profesyonel ekiplerle çalışmak ve planlama aşamasından itibaren tüm paydaşların dahil olması müdahaleyi başarılı kılar.

3.5. Tazmin

Kirleten Öder!

Dünya'daki genel felsefe bu şekilde olmasına rağmen, kirliliklerin faturaları her zaman kirleten tarafından karşılanabilir olamayacağı için Birleşmiş Milletler öncülüğünde hem sigorta sistemleri hem de petrol elleçleyenlerin katılımcı oldukları uluslararası bir fon kurulmuştur (Uluslararası Petrol Kirlilikleri Tazmin Fonu, IOPC Fund).

Karıştırılmaması gereken bir husus, Acil Müdahale ve temizlik ücretlerinin tazmin unsuru değil müteahhitlik konusu olduğudur. Kirleten veya temsilcisi, anlaştığı müdahale firmasını görevlendirerek operasyonu yürütür ve faturasını öder. Genelde P&I (koruma ve tazmin - Protection and Indemnity) sigortaları öncelikle bu faturaları öder. Etkin bir müdahalenin tazmin ihtiyacını azaltacağını onlar da mükemmelen bilirler.

Tazmin talepleri öncelikle deniz unsurlarının P&I sigortasından karşılanırlar. Kabul edilen tazmin taleplerinin P&I limitlerini aşması üzerine fona başvuru kabul edilir.

Fondan yararlanabilmek için ülkelerin ilgili konvansiyonlara imza atmış ve meclislerinde onaylatmış olmaları gerekmektedir. Türkiye tüm kritik konvansiyonları imzalamıştır.

ABD'deki 1989 ExxonValdez kazasının maliyetinin dört milyar dolar, 2010 Deepwater Horizon kazasının ise şimdilik altmış milyar dolar olduğunu bilgilerinize sunarım.

Exxonvaldez kazasından sonra Amerika, 1990 tarihli OPA 90 isimli kanunu çıkarttı.

Deepwater Horizon kazasından sonra da mevcut sistem daha da sıkılaştırıldı.

2010 yılında İstanbul'da yapılan BSOGS toplantısında konuşan Amerikalı uzman bir yetkili asıl kaybın o bölgedeki tüm petrol kuyularının altı aylığına ruhsatlarının iptal edilmesiyle oluşan gelir kaybı olduğunu belirtmişti. Sırf bu sebeple planların hazırlanıp ekiplerin kurulup acil müdahale için hazırda beklenmesi hem kaza sonrası maliyetleri minimize eder hem yerine konulamayacak doğal güzellikler az bir zararla kurtarılabilir hem de operasyonlar devam edebilir.

REFERANSLAR

- Antalya Valiliği (2019), Su Altı Dünyasının Göbeklitepesi Antalya’da
<http://www.antalya.gov.tr/su-alti-dunyasinin-gobekli-tepesi-antalyada>
- Öniz Hakan (2019), Dünyanın En Eski Batığı Yine Antalya Kıyılarında Bulundu, Deniz Mecmuası sayı 14, sayfa 6, Kırmızıkeçi Yayınları
- Şevketoğlu Müge (2006), M.Ö. 8. Binde Anadolu ve Kıbrıs İlişkileri: Akanthou/Tatlısu Kurtarma Kazısı, Anadolu Dergisi / Anatolia, Sayı 30, 114-117.
- Avrupa Birliği Çevre Ajansı, Akdeniz Bölgesi bilgileri
<https://www.eea.europa.eu/soer-2015/countries/mediterranean>
- Meke Marine Teknoloji A.Ş. acil müdahale planları, 2005-2020
- NOAA Technical Memorandum March 2002 NOS OR&R 11, Environmental Sensitivity Index Guidelines
- Gundlach, E.R., H.M. Cekirge and C. Anul, 2005. Pipeline and Coastal Environmental Sensitivity Mapping for the BTC Pipeline System in Turkey. 2005 International Oil Spill Conference,
- Çekirge H.M., Kemerli M.K. (2007), Mekeslik, Tübitak proje sunumu.
- ISCO, International Spill Control Association; <http://spillcontrol.org/emergency-assistance>
- Rempec, Barselona Konvansiyonu yürütücüsü;
<http://www.rempec.org/rempec.asp?pgeVisit=New&theID=6>
- IMO, International Maritime Organization;
<http://www.imo.org/en/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/Default.aspx>
- IOPC, International Oil Pollution Compensation Fund; <https://iopcfunds.org>

Used Oil Management in Turkey and Re-Refining Applications

Aydin Özbey, Ertuğrul Kiliç, Rohit Joshi

Tayraş Baz Yağ Rafineri A.Ş., Sequoia Global Inc.

Abstract

In this article, management of used lubricants “*i.e. used oil*” generated from industrial applications and vehicles in Turkey ahead refinery applications at industrial scale will be discussed.

Lubricants can be obtained by adding various additives to base oil depending on the purpose of use. It is mandatory to use lubricants, in industry, transportation and all kinds of industrial activities for the equipment’s efficiency, long lasting and health.

Turkey's population is 81 million, the number of registered vehicles in traffic is 23 million, lubricant demand is around 600.000 ton/year and potential collectable 300.000 ton/year used oil amount is very high enough to be managed in an appropriate collection and recovery methods with tough legislation.

Turkish legislation is in line with the European Union procedures about used oil management but on the other hand behind for collecting and incentives for the re-refining. On the contrary, only 13% of potentially collectable used oil is legally and registered collected. %87 of potentially collectable used oil is illegally collected.

Since, there is a huge openness in Turkey about registered collection, refining of waste mineral oil almost all of the used oils collected is processed with simple methods and the “output” is sold as “molding or textile oil”. This unstandardized “oil output” consumed as fuel/diesel.

Hydrogenation (hydrotreating) technology is the advanced technology for applying to industry for used mineral oil re-refining. With hydrogenation technology, it is possible to produce Group II and III class base oils from used oils like the ones originally produced from Crude Oil or Natural gas with higher yields. Although, the yield in base oil production from crude oil is between 1-3%, It is possible to obtain more than 70% yield base oil by re-refining used oils that have completed their useful lifetime worths Re- Refining to be focused closer.

1. Turkish Lubricant and Used Oil Management

1.1 Turkey Used Oil Management Legislation

Turkey used oil management regulation complies with laws of modern countries with most restrictive environmental agenda. Turkey gives the priority to refining (recycling) of used oil over energy recovery and incineration. The **Regulation On Management Of Used Oils** published by From the Ministry of Environment and Urbanization in Official Gazette Number: 30985 on December of 21st of 2019.

The regulations aim to determine the principles and procedures to ensure the protection of environment and human health and the efficient use of natural resources by laying out technical and administrative rules governing the temporarily storing, collecting, transporting, re-refining, energy recovery and disposing of used oils.

It is prohibited to discharge used oils to soil, drainage systems, internal surface waters, ground waters, coastal waters, or any similar environment or to mix with liquid fuels, to use or permit to be used as liquid fuel or to recover, incinerate and/or dispose of by using inappropriate means and methods.

Used oils must be collected and stored only temporarily and separately at source, where appropriate. Used oils shall only be collected and transported by authorized organizations/collectors. Authorized organizations, for the purpose of transporting used oils, may cooperate with waste producers and/or re-refining plants that operate their own licensed waste carrying vehicles. It is prohibited for any unauthorized persons to collect, transport, refine, recover and/or dispose of used oils. Oil producers, authorized organizations and those who are involved in activities regarding the temporary storage, collection, transportation re-refining, energy recovery and disposal of used oils shall be jointly and severally liable for any loss resulting from environmental pollution and degradation caused by used oils. In order to produce high efficiency base oils from used/waste lubricating oils (i.e. re-refining), only those clean production technologies which do not cause additional pollution can be employed. Vehicle owners must change the vehicle's engine oil at a engine oil change station holding a valid permit issued by the relevant provincial directorate. Natural person vehicle owners, excluding legal persons, who change their vehicle's engine oil by themselves shall return to the engine oil change station.

1.2 Turkish Lubricant Market

Turkish lubricant and base oil market data estimates published by PETDER “Petroleum Industry Association”. Lubricant consumption of PETDER members, which was 464,635 tons in 2017, decreased by 14.04% in 2018 and totaled **410,579 tons**. **Turkey's total demand of lubricants is given as 593.617 ton in 2018**. Turkey is one of the highest Base oil consumed countries in Europe. Approximate amount of used oil generated 300.000 ton /year.

Base Oil (TON/YEAR)	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Base Oil Imported	743.795	591.346	552.358	396.292	405.183	379.535
Lubricants Imported	114.495	99.292	100.339	125.844	128.468	126.616
Additives and Preparations Imported	72.350	68.648	80.963	85.267	106.455	94.535
Base Oil Refinery Sales	154.291	119.697	126.430	128.760	176.964	146.662
SUPPLY to the market (A)	1,084.931	878.982	860.090	736.163	817.071	747.349
Base Oil Exported	3.858	3.264	4.626	842	6.657	8.730
Lubricants Exported	174.070	165.457	139.684	140.450	152.324	165.641
Additives and Preparations Exported	13.695	4.979	5.146	5.591	7.809	8.667
Domestic Lubricant Sales	416.000	416.721	431.840	464.485	477.635	410.579
Total DEMAND (B)	607.623	590.420	581.296	611.368	644.424	593.617
DIFFERENCE (A-B)	477.308	288.562	278.795	124.794	172.647	153.732

*HS Codes 3801.20.10.00.00 and 3819.00.00.00.00 were included for calculation of 2018 data.

Table 1: Turkish Lubricant & Base Oil Import, Export and Consumption

2. Base Oil

World base oil demand is around **40 million tons per year**. According to base oil definition of American Petroleum Institute (API) “Base oil (the raw material for lubricants) is the name given to lubrication grade oils initially produced from refining crude oil (mineral base oil) or through chemical synthesis (synthetic base oil). Base oil is generally defined as oil with a boiling point range between 300°C and 565°C that includes hydrocarbons with 18 to 40 carbon atoms.” This oil can be either paraffinic or naphthenic by definition based on the chemical structure of the constituent molecules. In general, only 1% to 2% of crude oil feedstock is suitable for refining into baseoil. The majority of crude oil is used to produce gasoline and other hydrocarbons. In order to produce lubricants, blending processes are carried out with products from several streams to which additives are added to adjust the properties to meet specifications and desired service life. It is mandatory to use lubricants, in transportation and all kinds of industrial activities for the equipment’s efficiency, long lasting and health.

Base oils are used to make up 96% of lubricating oil, with the balance consisted of “additives”, such as anti-oxidents, friction modifiers, viscosity index improvers, etc. that are blended with the base oils to enhance performance.

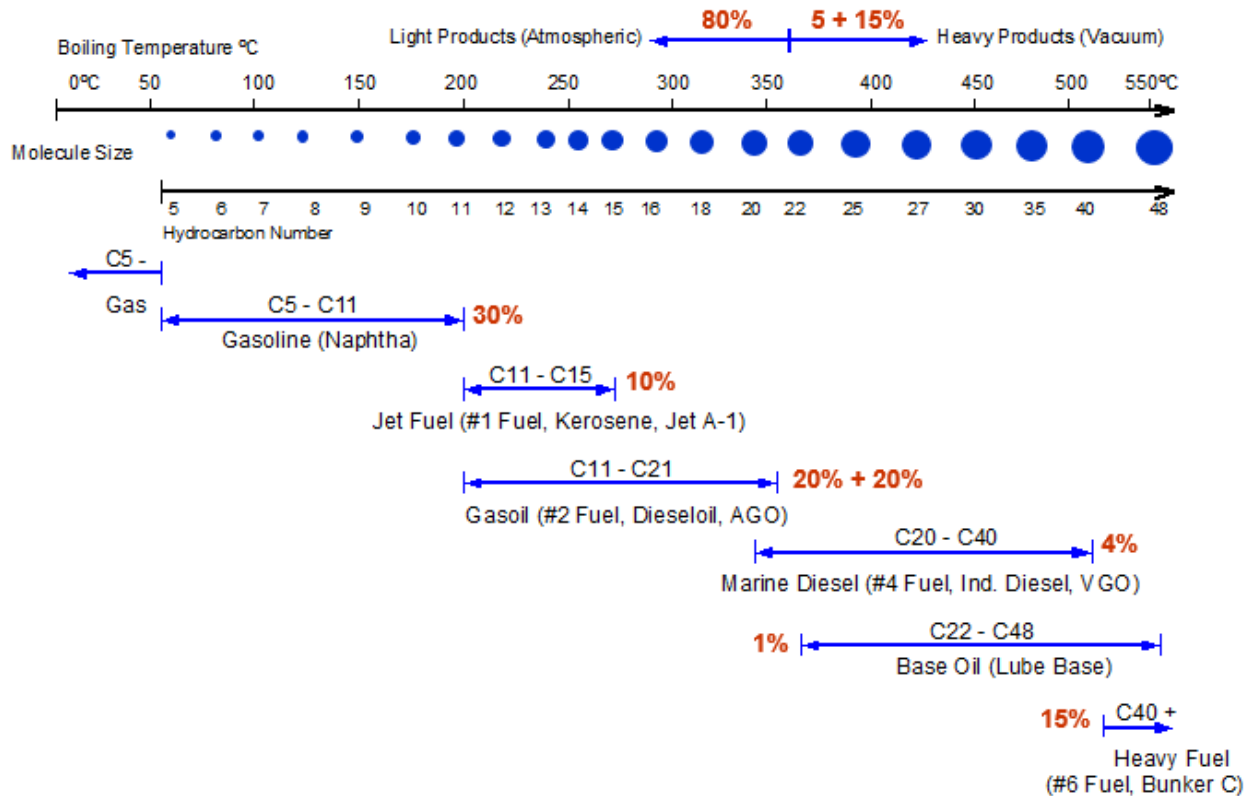


Figure 1: Chemical Composition of Crude Oil

2.1 Base Oil Classification

American Petroleum Institute (API) has categorized base oils into five categories. The given first three groups are refined from petroleum crude oil. Group IV base oils are synthetic oils.

Group V is for all other base oils not included in Groups I through IV. Before all the additives are added to the mixture, lubricating oils begin as one or more of these five API groups.[2]

API BASE OIL CATEGORIES				
Base Oil Category		Sulfur (%)	Saturates (%)	Viscosity Index
Mineral	Group I (solvent refined)	>0.03	and/or <90	80 to 120
	Group II (hydrotreated)	<0.03	and >90	80 to 120
	Group III (hydrocracked)	<0.03	and >90	>120
Synthetic	Group IV	PAO Synthetic Lubricants		
	Group V	All other base oils not included in Groups I, II, III or IV		

Figure 2: API Base Oil Classification

2.2 Base Oil Production Methods from Used Oil Re-Refining

Used oil is a hazardous material that is primarily “generated” from lubricating oil in car and truck engines, hydraulic systems, and industrial machinery, is contaminated by physical or chemical impurities.

During normal use, the internal combustion process in engines, lubricating oil becomes contaminated with impurities such as dirt, water, metal scrapings or different type of chemicals due to friction, high temperature and exposure to reaction products of the combustion process.

Moreover, lubricating oil becomes contaminated in hydraulic systems as the oil comes in contact with foreign elements. Contaminated used lubricating oils must be replaced with clean oil periodically as part of routine maintenance.

In our modern society of advanced technology, the increase in the number of systems in terms of power generation, for several services, requires an increasing amount of lubricants [6]. In general, lubricating oil consists of 71-96 wt.% base oil and additives 4-29 wt% [6]. The main purpose for re-refining is to recover the lubricating oil base oil from the used lubricating oil [7,8].

The yield in base oil production from crude oil is between 1-3%. It is possible to obtain more than 70% base oil by refining used oils that have completed their useful lifetime and this shows the importance and promise of re-refining.

Re-refining is a process of “recycling*”. During the re-refining process, used oil undergoes a range of complex treatment steps that lead a final base oil product that is equivalent in quality to virgin base oil. After these steps, the re-refined base oil can be blended again with additives, thus creating a closed loop recycling process and starting the life-cycle of the lubricating oil all over from the beginning.

3. Evaluation of Most Common Used oil Treatment Technologies

3.1 Acid clay treatment process

The removal of certain undesirable components from oil by contacting it with sulfuric acid has been practiced for a long time.

However, a number of studies analyzing re-refining by-product waste streams with respect to environmental hazards suggest that the acid/clay process is the least environmentally sound by comparison with other re-refining processes. The main reason for this is the large amount of by-product acid tar produced as well as waste clay in cake form, both of which cause difficulties in disposal. Therefore, using acid clay process is not recommended in cases where there is no facility to treat and dispose of the acid wastes resulting from the process.

3.2 Distillation process

It includes the removal of volatile materials from used oil and the final separation of the high-boiling distillate from contaminants (bottoms and residuum). The process results in the recovery of high-quality oil (very low ash and sulfur content) and asphalt (bottoms and residuum) that consists of spent additives, which are organo-metallic and high molecular weight compounds, present in the waste lubricants. The asphalt may be used as an extender for common refinery asphalt but it is necessary to ensure that heavy metals and any other contaminants do not filtered from the asphalt while in service.[9]

3.3 Solvent Extraction

Re-refining of used lubricating oil by solvent extraction is one of the potential techniques. The advantages of solvent extraction technique practically offers from environmental and economic points of view have received due attention.

One disadvantage of solvent extraction is that it removes Yield is reduced because some of the base oil is lost along with reject solvent stream. Solvent extraction produces API Group I base oil that fulfills motor oil specifications but does not meet API Group II specifications because of its inability to adequately remove sulfur.

The existence of a market for the presented products, which is important to return profit for the project. For example, the market for Group I base oils for use in automotive lubricants has been shrinking whereas the demand for Group II and Group III base oils has been increasing.

3.4 Hydro-Treatment

In the last decades, the hydro-treatment technology modern catalysts have been developed which are able to hydrogenate feeds with high concentration of contaminations (e.g. high metal content refining residues, used engine oils). These catalysts are applied in so called guard reactor before hydrogenation and/or hydrocracking of residues due to their large pore size. The table describes advantages and disadvantages of different process methods under selected four issue.

Table 2: Used Oil After Treatment Technologies Comparision

Issue	Clay Treatment	Solvent Extraction	Hydrogenation
1. Environment	<ul style="list-style-type: none"> Unsafe due to acidic waste Clay disposal 	<ul style="list-style-type: none"> Disposal of waste solvent 	<ul style="list-style-type: none"> By-products such as hydrogen chloride, ammonia and hydrogen sulphide are inorganic and easily handled.
2. Product Quality	<ul style="list-style-type: none"> Low product quality API Group I base oil Sulphur compounds and PAHs cannot be removed 	<ul style="list-style-type: none"> Insufficient removal of Sulphur compounds API Group I ++ base oil Elimination of toxic polyaromatic compounds Preservation of the synthetic base oil components like PAO or hydrocracked oils 	<ul style="list-style-type: none"> High quality Up to API Group III base oil Elimination of toxic polyaromatic compounds Effective dichlorination including PCB's destruction Efficient desulfurization
3. Operational Safety	<ul style="list-style-type: none"> Operates at high temperature 	<ul style="list-style-type: none"> Use of solvent which can be toxic to human health 	<ul style="list-style-type: none"> Operates at high pressure and temperature
4. Profitability	<ul style="list-style-type: none"> Low yield High operating costs Supply and disposal issue of the spent clay 	<ul style="list-style-type: none"> Average yield Uses expensive solvent some which is disposed continuously. Less than half-dozen commercial plants in western world. 	<ul style="list-style-type: none"> High yield Consumes hydrogen and catalyst Used predominantly in commercial plants all over the world

3.4.1 Focusing on Most advanced Technology of the Current Age Hydro-Treatment

In this study used oil Re-Refinery having Hydrrotreatment Technology will be reviewed closer. Assumption is that Re-refinery will process 60.000 m³ per year of used oil. The distillation plant will process 7500 liter per operating hour of feedstock per operating hour and the hydro-treating plant will process maximum of 6400 liter of distilled recovered from used lubricating oil per operating hour. The plant will operate 8000 hours per year starting second year of operation. The feedstock to the plant will be used lubricating oil.

3.4.2 Hydro Treatment Process Steps

3.4.2.1 Distillation Process Steps

Dehydration: Removal of contaminated water, glycols and fuel fraction (gas oil)

Low Vacuum Evaporation Section: recovery of Light Distillate Oil form dehydrated oil by evaporation

High Vacuum Evaporation: Recovery of Heavy Distillate Oil by evaporation abd removal of spent additives i.e. Asphalt

Oil- Water Separation: Separation of fuel oil from waste water by using density difference and use it as secondary plant fuel

Water, glycols, solvents, fuel fraction and a light base oil fraction present in oil are evaporated at about 230- 240°C and 200-250 mm Hg (abs) in Dehydration Vessel . Heated oil from the shell & tube heat exchanger is recycled back to this section for providing heat to this section. The vapors are routed to condenser. The oil and water (aqueous) phases are separated in a specially designed oil-water separator. Dry used oil is sent to the second stage of the plant – the first oil evaporation section.

Dry used oil feedstock is heated to approximately 280°C in under moderate vacuum (10-15 mm Hg- abs) in a specially designed vertical heat exchanger to evaporate a light base oil fraction from used oil. The oil from the moderate vacuum evaporation section is sent to a standard shell & tube heat exchanger and then further heated in a second evaporator which operates at higher vacuum (2-3 mm Hg abs) and temperature (290°C). Almost all remaining lubricating oil is evaporated from spent additives in the second evaporator. Hot thermal fluid is circulated thorough jackets of the two evaporators and the shell & tube heat exchanger. Spent additives are removed from the bottom of the second evaporator as residue. This re-refining residue is a saleable product as asphalt flux or can be blended into heavy fuel oils. The evaporated oil fractions are condensed and sent to tanks for storage. Uncondensed vapors are pulled by vacuum system and discharged at ambient pressure to an abatement device such as a thermal oxidizer.

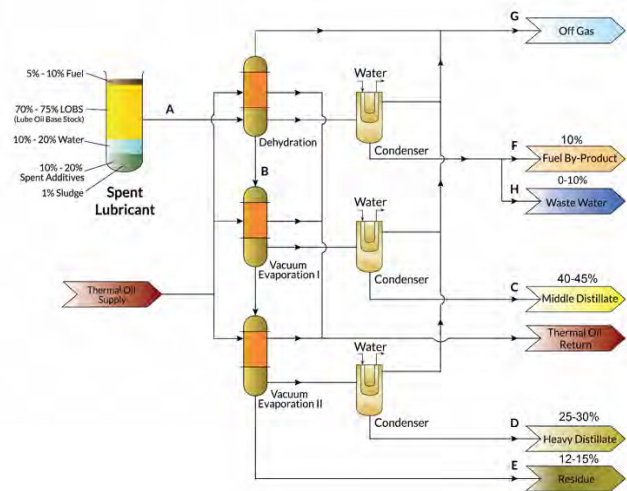


Figure 3: Distillation Process Flowchart

3.4.2.2 Hydrotreating Process Steps

Hydrotreating Section: Removal of sulfur, chlorine, nitrogen and reduction of aromatics

Fractionation Section: Separation of heavy base oil, light base oil and fuel fractions the distilled oil fractions are pressured 125 bar-g, heated to over 280 °C and mixed with hydrogen gas. The hot mixture of oil and gas is passed through a series of reactors.

Hydrotreating process involves reaction of hydrogen-rich gas with oil, in this case distillates from used lubricating oil, under calculated conditions of pressure and temperature in presence of proprietary metallic catalysts. After the reactions are carried out in specially designed reactors, the high-pressure gas is recycled back to the reactors.

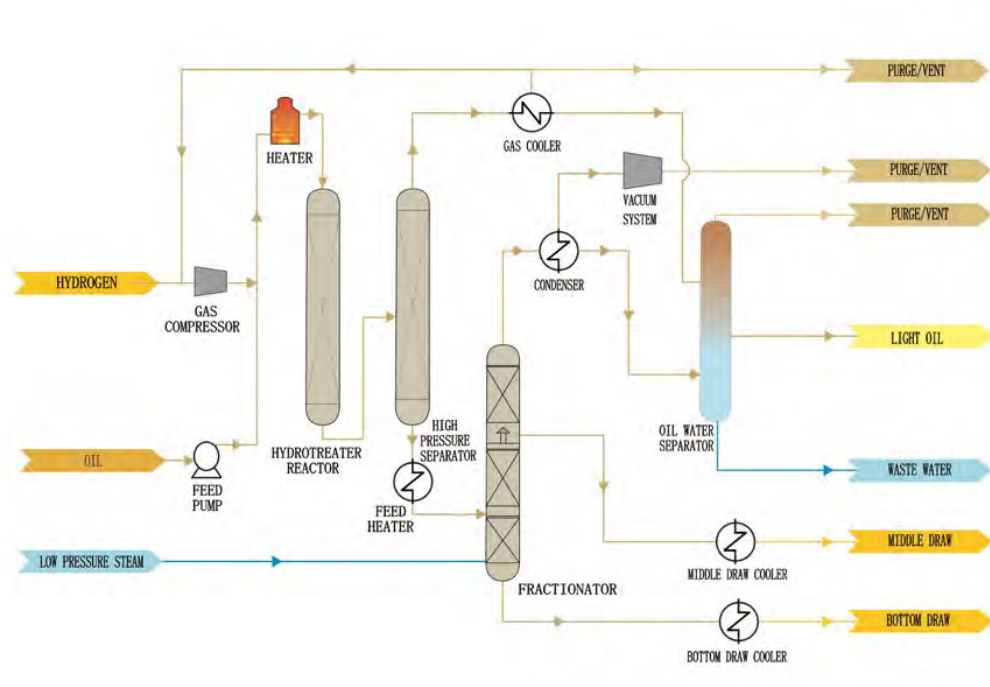


Figure 4: Hydro Treatment Process Flowchart

Make-up hydrogen is added to compensate for losses. The oil (liquid) under high pressure is depressurized, stripped to remove light hydrocarbons (naphtha) and dissolved gases, cooled and sent to storage tanks. The fuel byproduct is used as fuel in the process plant. The off-gas containing H₂S, mercaptan-like sulfurous compounds and very light hydrocarbons is sent to a thermal oxidizer or another abatement device.

Output Product of the Hydrotreatment Refinery, output is “Group II+ Base Oil” with the yield of %73 and low sulphur, high viscosity index and high saturates.

Parameter	Procedure	Value
Yield, % volume of DRY Feed		73
Viscosity @ 100 °C, cSt	ASTM D445	4.2-10.5
Viscosity Index	ASTM D-2270	>110
Pour Point, °C	ASTM D97	-15
ASTM Color	ASTM D1500	< 0.5
TAN, mg KOH/g	ASTM D664	<0.01
Sulfur, wt%	ASTM D-4294	<0.03
Ash Content, %	ASTM D482	<0.01
Saturates, wt%	ASTM D-2007	95
PAH, ppmwt	Grimmer	< 10
PCAs, % max	IP 346	0.2
Total Metal, ppm (Cr, Pb, Zn, Ca, Na, Mg, Al, Ni, V, Cd & Fe)	ICP / EPA 6010	<5

Table 3: Re-Refined Bas Oil Specifications after Hydro-Treatment

4. Conclusion

- Used oils are dangerous for environment and human health if disposed improperly.
- Used oils are not wastes. Used oils are feedstock for the Base Oil Re-Refineries.
- Vacuum Distillation combined with Hydrotreatment technology is the most advanced technology for Re-Refining used oils to high value added base oil.
- Turkey has 600.000 ton/year lubricant consumption and has no Re-Refinery and misuse of used lubricants as a diesel is very common.
- For the base oil production; Used oil Re-Refining provides better advantages in terms of energy saving, high yield and efficient use of natural resources over Crude Oil Refining

References

- [1] Globalindustrialsolutions.net. (2020). *API Base Oil Definitions | Global Industrial Solutions*. [online] Available at: <http://globalindustrialsolutions.net/base-oil-definition.php> [Accessed 14 Feb. 2020].
- [2] API Publication 1509, Engine Oil Licensing and Certification System, 15th ed., April 2002, Appendix E. API Base Oil Interchangeability Guidelines for Passenger Car Motor Oils and Diesel Engine Oils, 2004, Section E.1.3, Base Stock Categories (Washington, DC:American Petroleum Institute)
- [3] R.R. Mohammed, I. A.R. Ibrahim, A. H. Taha and G. McKay, *Chem. Eng. J.*, 220, 343 (2013).
- [4] A. Kamal, D. Naqvi and F. Khan, *Petroleum Sci. Technol.*, 27, 1810 (2009).
- [5] C. Wu and M. Hamada, *Experiments: Planning, Analysis, and Parameter Design Optimization*, Wiley (2001).
- [6] Speight, J.G. 2005. *Environmental Analysis and Technology for the Refining Industry*. JohWiley & Sons Inc., Hoboken, New Jersey.

Sondaj Sektöründe Güvensiz Davranışlar ve Kurum Güvenlik İklimi Arasındaki İlişkinin İncelenmesi

Hakan Oktay Aydınli¹, Bahar Öz², Mahmut Parlaktuna³

¹Orta Doğu Teknik Üniversitesi İş Sağlığı ve Güvenliği Bölümü

²Orta Doğu Teknik Üniversitesi Psikoloji Bölümü

³Orta Doğu Teknik Üniversitesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

ÖZ

Karada ve denizde yapılan petrol, doğal gaz ve jeotermal sondajı çok tehlikeli işler sınıfına girmektedir. Dolayısıyla, sondaj sahası çalışanlarının iş güvenliği anlamında yüksek güvenlik farkındalığına sahip olması beklenmektedir. Bu çalışmanın amacı sondaj sektöründe güvensiz davranışlar ile kurum güvenlik iklimi arasındaki ilişkinin incelenmesidir. Reason'ın insan hatası sınıflandırması örnek alınarak, sondaj sektörü çalışanlarına özgü bir Güvensiz Davranış Ölçeği (GDÖ) geliştirilmiştir. GDÖ ve Birleşik Güvenlik İklimi Ölçeği (BGİÖ) Türkiye'de çalışan sondaj saha personeline anket şeklinde uygulanmıştır. Çalışmanın sonuçlarına göre, Türkiye'de çalışan yerli ve yabancı sondaj firmalarının sondaj saha personelinin iş ortamındaki güvensiz davranışlarının azalması üst yönetim ve ekip arkadaşlarının iş sağlığı ve güvenliğine katkıları ve bağlılıklarının artmasıyla ilişkilidir. Ancak amirin iş sağlığı ve güvenliğine olan katkıları ve bağlılıkları sondaj personelinin güvensiz davranışlarının artmasına sebep olmaktadır. Çalışmanın sonuçlarının iş sağlığı ve güvenliği açısından hem sondaj personeli arasında bir farkındalık oluşturmaları hem de sondaj sektöründe yüklenici firma seçiminde yardımcı olması beklenmektedir.

1. GİRİŞ

Petrol ve Doğal Gaz sondajının amacı yerin metrelerce altındaki petrol ve doğal gaz yataklarına ulaşmaktır. Sondaj yapmak için sondaj kulesi kullanılır (Bommer, 2008). Basit bir sondaj kulesi kaldırma ünitesi (ör: vinç), güç aktarım ünitesi, jeneratör, pompalar, tanklar ve diğer ağır ekipmanlardan oluşur.

Kule ekipmanlarının sahaya ulaşmasının ardından kule montajı yapılır (Allison, 2013). Kule montajının ardından kule ekipmanları çamur pompaları, çamur tankları ve jeneratörlerin montajı yapılarak borular ve boruların üzerine yerleştirildiği boru destekleri yerleştirilir (pipe racks) (Allison, 2013).

Sondaj çok zor ve sürekli bir iştir. Hava şartlarından bağımsız olarak 7 gün 24 saat devam eder (Bommer, 2008). Operatör şirketler, sondaj yüklenicileri, servis ve tedarik şirketleri gibi sondaj işleri için birbirleriyle iş birliği yapan birçok şirket vardır. (Bommer, 2008). Operatör şirket sondaj işinin asıl sahibidir. Sondaj alanındaki aktiviteler, operatör şirketin sondaj sahasındaki temsilcisi tarafından yönetilir (Bommer, 2008).

Sondaj ekibinin sondaj sektörüne özel iş ünvanları vardır. Sondaj ekibinin iş ünvanları temel olarak şu şekilde sınıflandırılır: Meydancı, Sondaj işçisi, Derikmen, Sondör, Baş Sondör, Kule müdürü, Sondaj Süpervizörü ve servis şirketi elemanlarıdır. (ör: Çamur süpervizörü, Yönlü sondajcı, Çimento süpervizörü ve Çimento teknisyeni vb.) (Blackley, Retzer, Hubler, Hill, & Laney, 2014). Yüklenici firmanın tanımına göre sondaj personelinin en üst kademesindeki çalışan kule müdürü ya da baş sondör olarak tanımlanabilir. Sondör, derikmen ve sondaj işçisi diğer yardımcı personeldir (Bommer, 2008).

Kule müdürü ya da kule sorumlusunun asıl görevi sondaj operasyonlarını yönetmek, kule personeline gözetmenlik yapmak, çalışmalarını denetlemek ve bağlı olduğu operatör firma temsilcisi ile ortak çalışarak iki şirket arasında köprü görevi oluşturmaktır. Baş sondör kulede çalışan personeli yönetip operasyonları sorunsuz tamamlamalarını sağlar. Sondörler kule müdürüne bağlı olarak çalışırlar ve kendi ekiplerindeki personelden sorumludurlar. Bunun yanında, sondörler sondaj kulesi üzerindeki sondör konsolu vasıtasıyla sondaj operasyonunu yönetirler. Derikmenler manevra işlemleri sırasında sondaj borularını monkey board üzerinden alıp diğer personelin boruları bağlayabileceği konuma getirir, çamur tanklarının ve diğer ekipmanlarının bakımından sorumludur ve çamur parametrelerini kontrol eder. Sondaj işçilerinin temel görevleri ise manevra sırasında boruların anahtarlarla birbirine bağlanması /sökülmesi, sondaj ekipmanlarının bakımlarının yapılması suretiyle iyi durumda kalmalarını sağlamaktır. Hem karada hem de denizde yapılan sondaj operasyonlarında sondaj ekibi kuleyi çalıştırmak için temel unsurdur (Bommer, 2008). Özellikle arama kuyuları için sondaj işlemleri sırasında birçok belirsizlik ve beklenmeyen durum meydana gelir. Bunların yanında sondaj ekipleri zaman baskısı altında ve kaza riski altında da çalışırlar (Converse, Cannon-Bowers, & Salas, 1993). Sondaj ekibinin güvenli operasyonlar yapabilmesi için hem teknik hem de bireysel yetkinliklerin üst düzeyde olması beklenmektedir. (Society of Petroleum Engineers (SPE), 2014).

Başta offshore ve derin sondajlar olmak üzere petrol ve gaz sondajları, büyük kazaların yaşanabileceği yüksek riskli bir alan olarak nitelendirilmektedir. Sondaj operasyonlarındaki riski artıran faktörler, yüksek çalışma basınçları ve sıcaklıklar, sismik belirsizlikler, sert kayalar ve muhafaza borularının dizaynındaki karmaşıklık olarak sınıflandırılabilir (Skogdalen & Vinnem, 2012). Petrol ve gaz sondajlarında, özellikle de offshore ve derin sulardaki yüksek risklerin varlığı ile kaza ihtimali artmaktadır. Piper Alpha platformu (1988'de Kuzey Denizi), Ranger I Mobile sondaj platformu (1979'da Meksika Körfezi), Petrobras P-36 üretim platformu (2001'de Brezilya) ve Deepwater Horizon (DWH) arama platformu (2010'da Meksika Körfezi) gibi açık deniz platformlarında daha önce birçok kaza ve patlama meydana geldi.

İstatistiklerden de anlaşıldığı üzere sondaj, petrol ve gaz endüstrisindeki diğer alanlardan ciddi risk ve yaralanma oranları açısından ayrılır. Örnek olarak, 2008 yılında petrol ve gaz çıkarma endüstrisinde çalışan 120 kişi ölümcül şekilde yaralanmıştır. Bu yaralanmaların ana nedenleri nakliye (%41), malzeme ve ekipmanla temas (%25), yangın ve patlama (%15) olarak belirtilmiştir (Allison, 2013). Amerika'da kaza ya da yaralanma sonucu işinden uzak kalma /işe gidememe durumu sondaj çalışanlarında yılda 30 gündür ve bu sayı diğer sektör ortalamasından 23 gün daha fazladır. Bu fark, söz konusu iş alanı için potansiyel yaralanmaların ciddiyetini ortaya koymak için önemlidir (BLS, 2010). 2003'ten 2008'e kadar olan dönemde, Amerika Birleşik Devletleri'ndeki kara ve denizdeki petrol ve gaz çıkarma endüstrisinde çalışan 648 kişi ölmüştür. Bu olayların ve kazaların çoğunluğu karadaki sondaj sahalarında meydana gelmiştir. Ortalama ölüm oranı, yılda 100.000 çalışan başına 29,1'dir (Centers for Disease Control National Institute for Occupational Safety and Health (CDC), 2012).

Petrol ve doğal gaz sektörü insan gücünün en yoğun olarak kullanıldığı sektörlerden biridir. Son dönemde yapılan literatür çalışmaları, insan faktörünü bu sektörde iş güvenliği için en kritik faktör olarak vurgulamıştır. Dünyadaki petrol ve gaz sondajlarındaki tüm olayların %80'inden fazlası insan faktörlerinden kaynaklanmaktadır (Peterson, Murtha, & Roberts, 1995). Çin'de yapılan bir araştırmaya göre, 1970-2006 yılları arasında, bireysel ihlal ve zayıf yönetimden oluşan insan faktörlerine bağlı olarak 59 adet Blow Out meydana gelmiştir ve bu oran dünya

ortalamasının üzerindedir (Hong, Kai, & Hong, 2010). Son yıllarda çalışma ortamında insan faktörünü esas alan düzenlemeler yapılmıştır. Bu düzenlemeler yaralanmaların azaltılması ya da önlenmesi konusunda kritik gelişmeler sağlamıştır (Schneider et al., 2013).

Eckhardt'a (2001) göre, güvensiz davranışlar (insan faktörleri) ve güvensiz koşullar işyeri kazalarının çoğunluğunun nedenlerini açıklayan iki önemli faktördür. Buna göre, sondaj sahası koşulları ve sondaj ekibi, kaza sıklığındaki artışlar ve sondaj alanındaki objektif risk için ana faktörlerdir (Rundmo, 1990). Sondaj operasyonlarındaki başlıca tehlikeler; kimyasal tehlikeler (ör: toksik, aşındırıcı, kanserojenler, asfiksiantlar, tahriş edici ve hassaslaştırıcı maddeler gibi sondaj çamur kimyasalları), fiziksel tehlikeler (ör: gürültü, titreşim, radyasyonlar ve yüksek sıcaklık), biyolojik tehlikeler (ör: virüs, parazitler ve bakteriler), ergonomik tehlikeler (ör: elin kullanıldığı işler, tekrarlanan hareketler ve duruş bozuklukları) ve psikososyal tehlikeler (ör: aşırı çalışma, zorlu çalışma saatleri, izole edilmiş bölgeler ve şiddet) olarak sınıflandırılabilir (Chauhan, 2014). Bunlara ek olarak, kule montajı ve şantiye kurulumu; vinçler, asılı yükler, hareketli ekipmanlar, düşme ihtimali olan malzemeler, kamyonlar ve forkliftler gibi hacimli ekipmanların çarpmasına neden olabilecek bazı potansiyel risklere sahiptir (Allison, 2013).

Özetle, güvensiz koşullar kazaların / olayların neredeyse %20'sinden sorumluyken kazaların / olayların %80'inden fazlası güvensiz davranışların sonucunda meydana gelmektedir (Choudhry et al., 2007).

Teknolojik gelişmeler ve buna bağlı olarak teknolojiye dayalı hataların azaltılmasının ardından insanların kazaların oluşumuna olan katkısı belirgin olarak ortaya çıktı. Farklı sektörlerden elde edilen istatistikler kazaların %80-90'ının insan hatasından kaynaklandığını gösterdi (Brehmer, 1993). Çernobil, Three Mile Island ve Piper Alpha kazalarının kök nedeninde insan faktörü ön plana çıkar. Bu kazalar, kazalar üzerinde insan katkısının derecesini anlamak için psikologlar, güvenilirlik mühendisleri ve insan faktörü uzmanları tarafından detaylı olarak incelenmiştir (Kletz, 1994). Bu tür insan kaynaklı kazalardan elde edilen veriler, hatalar ve ihlaller üzerine farklı bir düşünme mekanizmasının gerekliliğini vurgulayan bir çerçeve sunmuştur (Reason, Manstead, Stradling, Baxter, & Campbell, 1990).

Stranks (2000) 'e göre, güvensiz davranışlar, bir iş yaparken normal güvenli yoldan sapma nedeniyle kaza olma olasılığının artması olarak tanımlanmaktadır. Her ne kadar literatürde güvensiz davranışları tanımlamak için sayısız taksonomi önerilmiş olsa da Norman'ın (1981) hata sınıflandırması, Rasmussen'in (1983) hata sınıflandırması (beceri, kural ve bilgi) ve Reason'ın (1991) sınıflaması (slips, lapses, hatalar ve ihlaller) çoğunlukla kullanılmıştır. Reason'a göre güvensiz davranışlar, niyetlenilen davranışlar ve niyetlenilmeyen davranışlar olarak ikiye ayrılır. Niyetlenilmeyen davranışlar slips ve lapses olarak ikiye ayrılır. Niyetlenilen davranışlar da hata ve ihlal diye sınıflandırılır.

İnsanların kazalara katkısı incelenirken hatalar ve ihlaller arasındaki farkın dikkate alınması gerektiği öne sürülmüştür. Hatalar ve ihlaller anormal davranış biçimleri olmasına rağmen, rehabilitasyon yöntemi onlar için aynı değildir. İhlallerin nedeni sosyal ve motivasyonel terimlerle açıklanabilir.

Kaza nedenlerinin araştırılması dört gelişim dönemine dayanmaktadır (Gordon, Flin, Mearns, & Fleming, 1996). İlk dönem teknolojik gelişmelerle başladı ve teknolojik hataların bir sonucu olarak kazaların nedenleri çoğunlukla açıklandı. İkinci dönemde, 1920'lerde, insanın kazalara katkısı üzerinde duruldu. Güvensiz davranışlarla doğrudan bir ilişki kuruldu. Üçüncü aşamada,

insanların bu şekilde hareket etme teorisi, kazaların arkasındaki mekanizmayı analiz etmek için eylemden daha önemli hale geldi. Son dönemde, organizasyonun kazalar üzerindeki etkileri, yönetimin iş yerlerinde çalışanlar için güvenli koşullar yaratıp yaratmayacağını anlamaya odaklanıldı (Wagenaar, Souverijn, & Hudson, 1993).

Örgütsel koşulları tanımlamak için araştırmacılar tarafından iki kavram araştırılmıştır. Bu iki kavram güvenlik kültürü ve güvenlik iklimi olarak tanımlanmaktadır. Güvenlik kültürü ve güvenlik iklimi kavramları, önceki örgütsel faktör çalışmalarının bazılarında birbirlerinin yerine kullanılmıştır. Her ne kadar bu kavramlar birbirleriyle ilişkili olsalar da ayrı ayrı değerlendirilmelidirler. Güvenlik iklimi, genellikle çalışanların risk ve emniyet konusundaki algılarını, tutumlarını ve inançlarını anlamak için ölçeklerle ölçülür. Aynı zamanda mevcut güvenlik durumunun “anlık görüntüsü” olarak tanımlanır. Güvenlik kültürü, güvenlik iklimi ile karşılaştırıldığında nispeten daha geniş bir terimdir. Toplumsal kültürün temel değerlerinin, normlarının, varsayımlarının ve beklentilerinin bir yansımasıdır (Mearns & Flin, 1999). İklim, güvenlik kültürünün belirli bir zamanda geçici olarak yansıtılması olarak da tanımlanabilir (Cox & Cheyne, 1999). Yapılan çalışmalarda, bu iki kavram oldukça uzun bir süre birbirlerinin yerine kullanılmıştır ve bu sayede güvenlik uygulayıcıları ve araştırmacılar arasında karışıklık ve yanlış yorumlamalar ortaya çıkmıştır. Her ne kadar kültür ve iklim arasındaki ayrım, kavramların doğası, geçerliliği ve uygulanabilirliği açısından hala belirsiz olsa da güvenlik kültürünün bir dizi sektörde güvenlik performansını artırmak için kilit bir faktör olduğu varsayılmıştır. Örneğin, Nükleer Enerji Ajansı, Çernobil kazası meydana geldikten sonra güvenlik kültürüne yoğunlaşmıştır ve kazanın nedenlerini açıklamak için güvenlik kültürü konusunda çok sayıda çalışma yapılmıştır (Mearns & Flin, 1999).

Cox ve Cox'a (1996) göre, değerleri, inançları, tutumları, sosyal alışkanlıkları, kuralları, uygulamaları, yetkinlikleri ve davranışları içeren güvenlik kültürü, bilimsel çalışmalarda teorik kullanım için çok geniştir. Bu argümana bağlı olarak güvenlik kültürü araştırmaları, emniyet ortamına tekabül eden, kavramın belirli bir parçası olarak tehlikeli iş ortamındaki kişisel tutumların ve uygulamaların değerlendirilmesine odaklanmaya başlamıştır (Pidgeon, 1995). Bu yüzden güvenlik iklimi üzerine yoğunlaşmışlardır.

Güvenlik iklimi terminolojisi ilk olarak Zohar (1980) tarafından tanıtıldı. Güvenlik iklimi veya örgütsel iklim tanımı, örgüt politikaları, prosedürleri ve uygulamaları gibi güvenlikle ilgili belgelere sahip toplumdaki bireyler arasında toplu algılar olarak açıklanabilir. Bir güvenlik ortamı oluşturmak için, bireylerin belirli bir çalışma ortamına yönelik algılarının kesişme noktalarını belirlemek çok önemlidir. Çalışanların güvenlik konularında daha benzer bakış açıları bulunduğu, örgütsel bir güvenlik ortamı oluşturma olasılığı artmaktadır (James, James, & Ashe, 1990).

Petrol ve gaz endüstrisinde, güvenlik ikliminin kazalar üzerindeki etkisini gösteren bazı çalışmalar bulunmaktadır. Piper Alpha kazası ile ilgili araştırmalar Lord Cullen (1990) tarafından yapıldı ve kurum kültürünün güvenliği belirlemedeki önemini belirtildi. Rundmo'nun (1992, 1994) açık deniz petrol platformlarındaki personel ile yapılan çalışmaları, güvenlik iklimi göstergelerinin çalışanların güvensiz eylemlere yönelik algılarıyla büyük ölçüde bağlantılı olduğunu da desteklemiştir.

Sondajın petrol ve gaz endüstrisinde büyük bir pazar payı olmasına rağmen, sondaj endüstrisindeki çalışanlar fazla dikkat çekmemektedir. Petrol ve gaz endüstrisinde insan

faktörlerinin önemi üzerine yapılan çalışmaların varlığına rağmen literatürde insan faktörlerinin sondaj ortamındaki rolü konusunda bir boşluk vardır (Mearns, Flin, Fleming, & Gordon,1997). Bu nedenle, çalışanların işyerinde sondaj işi sırasındaki davranışlarını, davranışsal yönlerden belirli bir ölçme aracıyla anlamak gerekir.

Yapılan araştırmalar sonucunda sondaj sektöründe bu şekilde bir ölçeğin geliştirilmediği görülmüştür. Bu amaçla sondaj sektöründe çalışan 15 sondaj personeli ile sondaj sektörü için bir güvensiz davranış ölçeği geliştirmek üzere mülakat yapılmıştır. Hazırlanan mülakat formu iki Petrol Mühendisi ile paylaşılmış ve gelen geri bildirimler sonucu form son haline getirilmiştir.

Mülakatlar sonucu verilen örnekler toplanarak her bir soru için ortaya çıkan güvensiz davranış örnekleri hata, ihlal vb. olacak şekilde sınıflandırılmıştır. Sondaj personeli ile ilgili 56 adet güvensiz davranış örnekleme yapılmış ve bu örneklerden 5 tanesinin sondaj personeli ile ilgili olmadığı düşünülerek bunlar örnekler arasından çıkarılmıştır. 51 maddeden oluşan ölçek ODTÜ Psikoloji bölümünden konunun uzmanı 3 Araştırma Görevlisine gönderilerek güvensiz davranış sınıflamalarına bakılmak üzere kontrol edilmiştir. Alınan geri dönüşler sonucunda 2 maddenin net olarak anlaşılamadığı görüldüğü için bu maddelerde çıkarılmıştır. Yazı dili, netliği ve anlaşılabilirliği kontrol edilmiştir. Sondaj personeli güvensiz davranış ölçeği son haliyle 49 madde ile oluşturulmuştur. Oluşturulan bu ölçeğe Güvensiz Davranış Ölçeği (GDÖ) ismi verilmiştir.

2. SONDAJ SEKTÖRÜNDE GÜVENSİZ DAVRANIŞLAR VE GÜVENLİK İKLİMİ ARASINDAKİ İLİŞKİNİN TEST EDİLMESİ

Güvensiz davranışlar ile güvenlik iklimi arasındaki bağlantının incelenmesi için ikinci bir ölçek İngilizce 'den Türkçe 'ye çevrilmiştir. (Birleşik Güvenlik İklimi Ölçeği). Katılımcılara Güvensiz Davranış Ölçeği (GDÖ), Birleşik Güvenlik İklimi Ölçeği (BGİÖ) ve demografik bilgi formu içeren anket paketi dağıtılmıştır. Toplamda 170 sondaj sektörü çalışanı anketi doldurmuştur.

170 katılımcının tamamı erkektir. Katılımcıların yaşları 20 ile 71 arasında değişmekte olup, ortalama 34.54 (SD = 8.287) idi. Ortalama sondaj saha iş deneyimi 9.15 yıldır (M = 109,8 ay, SD = 85.9). Katılımcılar iş ünvanlarına göre sınıflandırılmıştır: Sondaj Müdürü, Sondaj Süpervizörü, Kule Müdürü, Baş Sondör, Makinist, Sondör, Sondaj Yardımcısı, Derikmen, Sondaj İşçisi, Meydancı, Elektrikçi, Çamur Mühendisi, Çamur Teknisyeni, Çimentolama Şefi, Yönlü Sondajcı ve İş Sağlığı ve Güvenliği Uzmanı.

Çalışanların risk alma mekanizmaları ile iş yerlerinde güvenlik iklimine yönelik algıları arasındaki bağlantıyı incelemek için Birleşik Güvenlik İklim Ölçeği (ISCQ, 2012) uygulanmıştır. Güncel bir ölçüm aracı olan BGİÖ, o bölgede çalışan işçilerin zaman baskısı altında çalışmak gibi yaşayabileceği birçok özel ve geçerli durumu kapsamaktadır. Aynı zamanda eğitim, mentorluk ve süpervizörün güvenliğinin geliştirilmesindeki rolüyle ilgili maddeleri içerir. Bu nedenle, güvenli olmayan ortamlarda güvenlik ortamının rolünü test etmek için en uygun araçtır.

Verilerin analizinde SPSS 25.0 kullanılmıştır. İlk olarak, anketin alt boyutlarını belirlemek için GDÖ'nün faktör yapısı test edilmiştir. İkinci olarak, sondaj çalışanlarının GDÖ ve BGİÖ arasındaki ilişkiyi anlamak için iki değişkenli korelasyon ve hiyerarşik regresyon analizleri yapıldı.

İlk alt boyutun maddeleri dikkatsizlik, umursamazlık, unutkanlık ile ilgiliydi. Bir görevin dikkatsizce yürütülmesi, işi yaparken bazı kritik noktaların göz ardı edilmesi ve görevlerin

temellerinin unutulması bu alt boyuta örnek olarak verilebilir. Bu nedenle ilk alt boyut, Sondaj Alanında İş Güvenliği İlkelerinin İhmal Edilmesi (İGU) olarak adlandırılmıştır. İkinci faktör maddeleri temel olarak sondaj sahasında çalışanların kural ihlalleri ile ilgiliydi ve İGİ olarak adlandırıldı.

GDÖ'nün alt boyutlarının (ör: İGÜ ve İGİ) demografik değişkenlerle (ör: yaş, deneyim) ve BGİÖ alt boyutlarıyla (ör: üst yönetim, süpervizör ve ekip arkadaşı) ilişkilerini incelemek için çeşitli analizler yapıldı. Bu değişkenler arasındaki ilişkileri anlamak için iki değişkenli korelasyon ve hiyerarşik regresyon analizleri yapılmıştır.

Demografik değişkenler (yaş, deneyim), İGU, İGİ ve üst yönetim, amir ve ekip arkadaşı olan BGİÖ alt boyutları arasındaki ilişkileri test etmek için çift değişkenli korelasyon analizi yapıldı. Üst yönetimin, amirin ve ekip arkadaşının güvenlik konusundaki taahhüdü ve katkısı arttıkça, çalışanların iş güvenliği kurallarının ihmali azalır. Üst yönetimin ve ekip arkadaşının güvenlik taahhüdü ve katkısı arttıkça, çalışanların iş güvenliği kurallarına uyması azalır. Üst yönetimin emniyete olan bağlılığı ve katkısı arttıkça, amirin ve ekip arkadaşının emniyete olan bağlılığı da artar. Denetim otoritesinin emniyete olan bağlılığı ve katkısı arttıkça, ekip arkadaşının emniyete olan bağlılığı ve katkısı artar.

Sondaj endüstrisindeki işçiler arasında riskli davranışlar üzerindeki emniyet ikliminin öngörücü rollerinin yaş ve deneyimin etkisini kontrol ederek araştırmak için hiyerarşik regresyon analizleri yapıldı. 170 katılımcıdan otuz biri güvenlik iklimi ölçeğini doldurmadı. Tüm çalışma sadece 139 katılımcı tarafından yapıldı. Bu sebeple 139 katılımcı ile aşağıdaki analizler yapılmıştır.

3. SONUÇ

Sonuç olarak, üst yönetimlerinin ve ekip arkadaşlarının güvenliğe daha fazla bağlılık ve katkı sağladığını düşünen sondaj çalışanları, daha az ihmal ve çelişkilerini rapor ettiler. Aksine, amirin güvenlik konusunda daha yüksek taahhüt ve katkı sağladığını düşünen çalışanlar, iş güvenliği ilkelerini ihmal etme ve bunlara aykırı olma eğilimi gösterdi.

İki değişkenli korelasyonların sonuçları sadece temel tanımlayıcı seviye ilişkilerini gösterdiğinden, çalışma değişkenleri arasındaki potansiyel ilişkilerin daha fazla araştırılması için regresyon analizleri yapıldı.

Bu çalışmada, güvenlik iklimi ve güvensiz davranışlar arasındaki ilişkiyi araştırmak amaçlanmıştır. Yaş ve deneyim kontrolünden sonra hiyerarşik regresyon analizi sonuçları GDÖ ve BGİÖ'nün alt boyutları ile incelendi. Üst yönetimin ve ekip arkadaşlarının iş güvenliğine olan bağlılığının ve iş güvenliğine katkısının İGU ve İGİ ile negatif ilişkili olduğunu ortaya çıkardı. Bu çalışmaya katılanlar üst yönetim ve iş arkadaşlarının güvenlikle ilgili konularda bağlılık ve taahhütlerinin yüksek olması durumunda; kendilerinde iş sağlığı ve güvenliğinde daha olumlu davranışlar gösterdiklerini bildirdiler. Güvenlik ikliminin temel bir unsur olduğunu ve güvenlik davranışlarının öngörüsü olduğunu vurgulayan literatür, çalışanların güvensiz davranışlara yönelik algılarının güvenlik iklimi göstergeleriyle yüksek derecede ilişkili olabileceğini belirtmektedir (Barling ve Frone, 2004; Rundmo, 1992; 1994). Amirin iş güvenliğine olan bağlılığı ve katkısı İGU ve İGİ ile pozitif ilişkiliydi. Sonuçlar katılımcıların amirin kurumdaki güvenlik değerlerine daha fazla önem verdiğini algılamasına rağmen, ihmal, dikkatsiz veya hataların daha sık olduğunu bildirdiklerini gösterdi. Bu beklenmeyen sonuçlarla ilgili farklı düşünceler olabilir. Giriş bölümünde belirtildiği gibi, iki şirket (yani operatör ve yüklenici)

sondaj operasyonlarında iş birliği yapmaktadır. Sondaj işleminde en büyük sorumluluk operatör şirkete aittir ve operasyon, operatör şirket tarafından belirlenen talimatların uygulanmasından sorumlu yüklenici personel tarafından yürütülür. Bu nedenle, yüklenici firma personeli, sondaj alanındaki operatör firma temsilcilerinin gözetimi altında çalışır. Yani, “amirlik” terimi sondaj sektöründeki çalışanlar için başka bir anlama gelebilir. Operasyonların süresi sınırlı olduğu için, yüklenici firma çalışanları, operatör şirket çalışanlarıyla, onların amir olarak değerlendirilmeleri veya sonuçta amir güvenlik değerlerinin etkisinin içselleştirilmeleri için yeterli bir ilişki kurmayabilirler. Amirin sondajda konumlandırılmasıyla ilgili diğer bir önemli gerçek, çalışanların amirleri kendi örgüt kültürlerinin bir parçası olarak görmemeleridir. Bu nedenle, sondaj alanında iki taraflı bir yönetim yapısı bulunmaktadır. Bu sektördeki amirler sorumlu kişiler olarak ele alınabilir, ancak rol model veya mentor olarak alınmayabilir. Bu nedenle, denetim otoritesi çalışma ortamlarında güvenlik sorumluluğunu üstlendiğinden, çalışanlar çalışırken güvenlikle ilgili konulara dikkat etmenin kendi sorumlulukları olmadığını düşünebilirler. Bu çalışmada kullanılan birleşik güvenlik iklimi anketi daha yapılandırılmış örgütsel ortamlar için geliştirilen bir ölçek olduğundan, denetimin arkasındaki mantık veya denetçilerin zihinsel temsilleri bu ortamların yapılarını yansıtabilir. Bu gerçek, farklı ortamlar için bu ortamların özelliklerine bağlı olarak güvenlik ortamı boyutlarının araştırılması gerektiğini göstermektedir. Bu çalışmada, bir yüklenici şirketindeki çalışanların sayısı yüz elli üçken, bir operatör şirketindeki çalışanların sayısı on yedidir. Katılımcıların çoğunluğunun yüklenici personeli olması, grubun çalışma ortamı algılarının özelliklerini değiştirdiği için sonuçları etkileyebilir.

Son olarak, sonuçlar sondaj endüstrisinin hem fiziksel hem de psikolojik olarak zorlayıcı koşullar açısından diğer geleneksel saha işlerinden ayrı olarak düşünülmesi gerektiğini göstermiştir. Sondaj personeli kritik öneme sahip olmasına rağmen, çalışma ortamlarına sadece birkaç akademik çalışma odaklanmıştır. Bu bakımdan sondaj personeli ihmal edilen bir işçi grubunun unsurlarıdır. Bu çalışma, sondaj işinin ve çalışanlarının tanınmasını artıracaktır. Ayrıca, bu çalışmanın çalışanların sondaj ortamı konusundaki durumsal farkındalıklarını arttırmaları için faydalı olması beklenmektedir.

REFERANSLAR

- Allison, M. A. (2013). Occupational Hazards in Onshore Upstream Unconventional Natural Gas Extraction (Doctoral dissertation, University of Pittsburgh).
- Barling, J. E. & Frone, M. R. (2004). The psychology of workplace safety. Washington, DC, US: American Psychological Association,
- Blackley, D. J., Retzer, K. D., Hubler, W. G., Hill, R. D., & Laney, A. S. (2014). Injury rates on new and old technology oil and gas rigs operated by the largest United States onshore drilling contractor. *American Journal of Industrial Medicine*, 57(10), 1188-1192.
- Bommer, P. M. (2008). *A Primer of Oilwell Drilling*. Austin: University of Texas.
- Brehmer, B. (1993). Cognitive aspects of safety. In B. Wilpert and T. Qvale (Eds.), *Reliability and Safety in Hazardous Work Systems: Approaches to Analysis and Design* (pp. 23-42).. East Sussex, UK: Lawercc Erlbaum Associates, Hove.
- Brondino, M., Silva, S. A., & Pasini, M. (2012). Multilevel approach to organizational and group safety climate and safety performance: Co-workers as the missing link. *Safety Science*, 50(9), 1847-1856.
- Centers for Disease Control National Institute for Occupational Safety and Health (2012). NIOSH Program Portfolio Oil and Gas Extraction Sector Description. Retrieved July 26, 2019, from www.cdc.gov/niosh/programs/oilgas/sector.html
- Chauhan, (2014). *Safety and Health Management System in Oil and Gas Industry*. Wipro Ltd. Co. Retrieved July 26, 2019, from www.wipro.com.
- Choudhry, R. M., Fang, D., & Mohamed, S. (2007). Developing a model of construction safety culture. *Journal of Management in Engineering*, 23(4), 207-212.
- Converse, S., Cannon-Bowers, J. A., & Salas, E. (1993). Shared mental models in expert team decision making. In N. J. Castellan (Ed.), *Individual and Group Decision Making: Current Issues*, (pp. 221-246). New Jersey: Lawrence Erlbaum Associates.
- Cox, S., Cheyne, A., (1999). *Assessing Safety Culture in Offshore Environments*. HSE Offshore Research Report, Loughborough University, UK.
- Cox, S. & Cox, T. (1996). *Safety, Systems and People*. Oxford: Butterworth-Heinemann.
- Eckhardt, B. (2001). *Safety Management Systems*. Concrete Products, 104(8).
- Gordon, R., Flin, R., & Mearns, K. (2005). Designing and evaluating a human factors investigation tool (HFIT) for accident analysis. *Safety Science*, 43(3), 147-171.
- James, L. R., James, L. A., & Ashe, D. K. (1990). The meaning of organizations: The role of cognition and values. *Organizational Climate and Culture*, 40, 84.
- Kletz, T. (1994). *Learning from Accidents*. Oxford: Butterworth Heinemann.
- Mearns, K. J. & Flin, R. (1999). Assessing the state of organizational safety—culture or climate?. *Current Psychology*, 18(1), 5-17.
- Mearns, K., Flin, R., Fleming, M., & Gordon, R. (1997). *Human and organisational factors in offshore safety*. Offshore Technology Report-Health and Safety Executive Oth.

- Peterson, S. K., Murtha, J. A., & Roberts, R. W. (1995, January). Drilling performance predictions: case studies illustrating the use of risk analysis. In SPE/IADC Drilling Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Pidgeon, N. (1995). Risk construction and safety culture in managing high-risk technologies. Paper prepared for International Workshop on Institutional Vulnerabilities and Resilience in Public Administration, Crisis Research Centre. Leiden, The Netherlands.
- Reason, J., Manstead, A., Stradling, S., Baxter, J., & Campbell, K. (1990). Errors and violations on the roads: a real distinction?. *Ergonomics*, 33(10-11), 1315-1332.
- Rundmo, T. (1990). Risk perception and safety. Executive Summary Report): The Norwegian Petroleum Directorate. Stavanger (in Norwegian).
- Rundmo, T. (1992). Risk perception and safety on offshore petroleum platforms—Part I: Perception of risk. *Safety Science*, 15(1), 39-52.
- Rundmo, T. (1992). Risk perception and safety on offshore petroleum platforms—Part II: Perceived risk, job stress and accidents. *Safety science*, 15(1), 53-68.
- Rundmo, T. (1994). Associations between organizational factors and safety and contingency measures on offshore petroleum platforms. *Scandinavian Journal of Work, Environment & Health*, 122-127.
- Skogdalen, J. E., & Vinnem, J. E. (2012). Quantitative risk analysis of oil and gas drilling, using Deepwater Horizon as case study. *Reliability Engineering & System Safety*, 100, 58-66.
- Wagenaar, W.A., Souverijn, A. M., & Hudson, P.T.W. (1993). Safety management in intensive care wards.” *Reliability and Safety in Hazardous Work Systems: Approaches to Analysis and Design*. In B. Wilpert & T. Qvale (Eds.). UK: Lawrence Erlbaum Associates, (pp. 157-169).
- Zohar, D. (1980). Safety climate in industrial organisations: Theoretical and applied implications. *Journal of Applied Psychology* 65 (1), 96-102.



18-20 Kasım / November 2020

AKARYAKIT SEKTÖRÜ

LPG(Likit Petrol Gazı)'nin Tarihi ve Dünyada ve Türkiye'de Kullanımı

Kadir Deniz

Bütangaz A.Ş., Danışmanlık, Tekirdağ

LPG (LİKİT PETROL GAZI), TANIMI

LPG, İngilizce 'Liquefied Petroleum Gas'in kısaltılmasından gelmektedir. Sıvılaştırılmış Petrol Gazı olarak Türkçe'ye çevrilen LPG, renksiz ve kokusuzdur. LPG yanıcı, parlayıcı ve patlayıcı bir gazdır. LPG 'nin bir diğer özelliği de düşük sıcaklıkta çabucak buharlaşmasıdır.

LPG, sıvı halde, basınç altında ve ortam sıcaklığında depolanır. Temel olarak yanıcı hidrokarbon gazları olan propan, butan(n-bütan) ve izobütan(i-bütan)dan oluşur; bunlar ayrıca Doğal Gaz Sıvıları (NGL: Natural Gas Liquids) olarak da adlandırılırlar. Bu gazlar, normal şartlar altında gaz halinde olup, basınç altında sıvılaşır. Sıvı halde taşınan ve depolanan LPG, gaz fazında tüketilir. Suda çok az çözünür. Olası gaz kaçaqlarının anlaşılabilmesi için merkaptanlar ve kükürt bileşenleriyle kokulandırılır.

Hava içinde % 2 ile % 9 oranı arasında bulunması patlama riskini doğurur. LPG ülkemizde ticari olarak; Miks LPG (% 30 propan ve % 70 butan) ve propan (% 95 ve üzeri saflıkta) olarak piyasaya sürülür. LPG'nin tanklı sistemlerle konutlarda ve sanayi işletmelerinde kullanım şekline dökme gaz denir.

LPG doğal gazın işlenmesi ile ya da petrolün rafine edilmesi ile üretilir. Doğalgazdan % 1-10 arasında LPG elde edilir. Toplam LPG üretiminin %68'i ham petrol, %32'si ise doğal gaz kaynaklıdır. LPG ısıtmada, pişirmede, sıcak su temininde ve araçlarda, ayrıca soğutucularda, aerosollerde itici gaz olarak ve petrokimyasal hammadde olarak kullanılabilir. LPG genellikle tüplerde ve muhtelif boyutlardaki silindirik ve küresel tanklarda muhafaza edilir.

1. ÜRETİMİ

Süreç öncelikle bir petrol ya da doğal gaz sondajı ile başlar. Üretilen gaz/petrol karışımı boru hattı vasıtası ile kuyudan, akışı ham petrol ve *ıslak gaz(lpg ve doğl gaz karışımı)* ayırmak üzere, gaz kapanına aktarılır. Daha ağır olan ham petrol kapanın tabanına çöker ve rafine edilmek üzere petrol stoklama tankına pompalanır. Ham petrol katalitik çatlatma, termal çatlatma, hidro çatlatma süreçlerinden geçer. Bu süreçlerinde büyük moleküller parçalanarak C₃ ve C₄ hidrokarbonları açığa çıkar. Ayrıca ham petrolün distilasyonu sırasında C₃ ve C₄ hidrokarbonları doğrudan eriyik içerisinde açığa çıkabilirler.

Gaz kapaının üst kısmında bulunan *ıslak gaz*, benzini doğalgaz ve LPG'den ayırmak üzere işleme tabi tutulur. Bu şekillerde üretilen LPG elde edildiği şekilde ya da 3 temel bileşenine(propan, bütan ve izobütan) ayrılarak kullanılır. Arıtım işlemlerinden sonra LPG ürünleri basınç altında, tüplerde ve tanklarda stoklanır.

2. ÖZELLİKLERİ

Aşağıdaki Tablo-1 ve Tablo-2'de gaz ve likit fazındaki LPG'nin çeşitli kimyasal ve termodinamik özellikleri verilmiştir.

Tablo-1 LPG'nin Çeşitli Özellikleri(1)

Özellikleri	Propan	Bütan	İzo-bütan
Kimyasal Formülü	C_3H_8	C_4H_{10}	C_4H_{10}
Enerji İçeriği: MJ/m ³	95,8	111,4	110,4
Enerji İçeriği: MJ/kg	49,58	47,39	45,59
Enerji İçeriği: MJ/L	25,3	27,5	25
Kaynama Sıcaklığı: C°	-42	-0.4	-11,75
Basınç @ 21°C: kPa	858,7	215,1	310,9
Alevlenme Sıcaklığı: C°	1967	1970	1975
Genleşme: m ³ /L	0,270	0,235	0,234
Gaz Hacmi: m ³ /kg	0,540	0,405	0,402
Bağıl Yoğunluk: H ₂ O	0,508	0,584	0,600
Bağıl Yoğunluk: air	1,530	2,000	2,070
Litre/kg	1,960	1,724	1,669
Kg/Litre	0,508	0,584	0,600
Özgül Ağırlık @ 25°C	1,550	2,070	2,060
Yoğunluk @ 15°C: kg/m ³	1,899	2,544	2,53

Tablo-2: LPG'nin Çeşitli Özellikleri(2)

ÖZELLİKLER	BİRİM	PROPAN	BÜTAN	MİKS LPG
Kapalı Kimyasal Formülü		C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	%30C ₃ H ₈ +%70C ₄ H ₁₀
Molekül Ağırlığı	gr/mol	44,09	58,12	53,91
LİKİT HALİNDE				
Normal Kaynama Noktası	°C	-42	-0,5	-13
Normal Erime Noktası	°C	-190	-138	-154
Normal Parlama Noktası	°C	-105	-60	-74
Normal Donma Noktası	°C	-188	-138	-153
Özgül Kütle (15°C'de)	kg/lt	0,508	0,584	0,560
Özgül Hacim (15°C'de)	lt/kg	1,969	1,712	1,786
1 kg Gazın Tam Yanması İçin Gerekli Özgül Hava Miktarı	Nm ³ /kg	12,15	12,02	12,06
Buharlaşma Gizli Isısı	kcal/kg	90,50	92,00	91,55
Üst Isıl Değeri	kcal/kg	11,945	11,735	11,798
Alt Isıl Değeri	kcal/kg	11,070	10,920	10,965
GAZ HALİNDE				
Özgül Kütle (15°C'de 1,013 mbar'da)	kg/m ³	2,02	2,70	2,28
Özgül Hacim (15°C'de 1,013 mbar'da)	lt/kg	495	370	439
Alev Sıcaklığı (Havada)	°C	1,980	2,008	2,000
Alev Sıcaklığı (Oksijen)	°C	2,850	2,800	2,815
Üst Isıl Değeri	kcal/Nm ³	22,218	26,868	26,899
Alt Isıl Değeri	kcal/Nm ³	20,590	26,863	25,000
1 m ³ Gazın Tam Yanması İçin Gerekli Özgül Hava Miktarı	Nm ³ hava/Nm ³ gaz	23,87	31,03	28,88
Gaz / Sıvı Hacim Oranı		272	238	248
Buharlaşma Basıncı (15°C)	kg/cm ²	6,51	0,82	2,53
Buharlaşma Basıncı (20°C)	kg/cm ²	8,95	1,85	3,98
Buharlaşma Basıncı (38°C)	kg/cm ²	12,30	2,60	5,51
Buharlaşma Basıncı (50°C)	kg/cm ²	17,50	4,10	8,91
DİĞER ÖZELLİKLER				
Patlama Limitleri %	alt limit	2,15	1,90	1,96
Patlama Limitleri %	üst limit	9,60	8,50	9,00
Tutuşma Sıcaklığı (Havada)	°C	510	430	454
Tutuşma Sıcaklığı (Oksijende)	°C	490	400	427
Maksimum Tutuşma Hızı (Hava ile)	m/s	0,32	0,25	0,27
Maksimum Tutuşma Hızı (Oksijen ile)	m/s	0,45	0,37	0,39
Tam Yanmadaki Baca Gazı İçerisindeki CO ₂ Hacimsel Oranı	%	13,8	14,1	14

2.1 Yanma Formülü

Propan için: $C_3H_8 + 5 O_2 \rightarrow 3 CO_2 + 4 H_2O + Isı$ (tam yanma)

$2 C_3H_8 + 9 O_2 \rightarrow 4 CO_2 + 2 CO + 8 H_2O + Isı$ (yetersiz yanma, ilaveten karbon monoksit açığa çıkar)

Bütan için: $2 C_4H_{10} + 13 O_2 \rightarrow 8 CO_2 + 10 H_2O + Isı$ (tam yanma)

$2 C_4H_{10} + 9 O_2 \rightarrow 8 CO + 10 H_2O + Isı$ (yetersiz yanma, ilaveten karbon monoksit açığa çıkar)

2.2 Isıl Özellikler

Bu başlık altında LPG gaz bileşiklerinin alevlenme sıcaklığını, kaynama noktası sıcaklığını, tutuşma sıcaklığını, kendiliğinden tutuşma sıcaklığını, parlama noktası sıcaklığını donma noktası sıcaklığını sayabiliriz. Bu değerler üstteki tablo(lar)da verilmiştir.

2.3 Çevreci Özellikleri

LPG en çevreci fosil yakıttır. Birleşmiş Milletler Uluslararası İklim Değişikliği Paneli (IPCC) verilerine göre küresel ısınma potansiyeli (GWP faktörü) karbondioksitte 1, doğalgazda (metan) 0,25 ve LPG’de 0 olarak açıklandı. Diğer hidrokarbon tabanlı yakıtlara göre daha düşük karbon-hidrojen oranına sahip LPG hem çok daha az karbondioksit gazı açığa çıkartır hem de diğer fosil yakıtlarla karşılaştırıldığında kilogram başına çok daha fazla enerji üretebilir.

Hava kirliliği ve insan sağlığı açısından en zararlı kirleticiler ‘katı parçacıklar’ (PM) ve azot oksitlerdir (NOx). LPG’nin katı parçacıklar (PM) salınımı odun ve kömürden 25-35 defa, dizelden 10 defa, benzinden % 30 daha azdır. Otomotiv yakıtları arasında azot oksitler salınımı en düşük yakıt otogazdır. LPG’li bir araç kilometre başına benzinli bir araca göre % 75, dizel araca göre ise % 200 daha az NOx üretmektedir.

TARİHÇESİ

1.KEŞFİ VE KULLANIMI

1.1 A.B.D.

LPG ilk olarak 1910’da, Amerika Maden Bürosunda kimyager ve patlayıcı uzmanı olarak görev yapan Dr.Walter O.Snelling tarafından petrolün önemli bir bileşeni olarak keşfedilir. LPG’nin bulunuşu, bir araç kullanıcısının Snelling’e, satın aldığı benzinin eve gidene kadar yarı yarıya azaldığını ve bunun neden kaynaklandığını sormasıyla başlar. Araç sahibi, benzinin buharlaşmasıyla tüketicilerin dolandırıldığını ve hükümetin bunu araştırması gerektiğini söyler.

Konu ile ilgili deneysel çalışması ile Snelling, sıvı benzinin büyük bir bölümünün aslında propan, bütan ve diğer hidrokarbonlar da dahil olmak üzere LPG’den oluştuğunu keşfeder. Bu bileşenleri kontrol etmek ve buharlaşarak yok olmalarını engellemek için çalışmalarını sürdürür.

Snelling bir süre sonra LPG’nin aydınlatma, metal kesme ve pişirme gibi amaçlarla kullanılabileceğini fark eder. Bu keşif, bir LPG endüstrisinin doğmasına yol açar.

Ancak, LPG'nin ticari amaçlı üretimi 1920'lere kadar başlamaz. ABD'de LPG satışı 1922'de 822 bin litreye ulaşır, takip eden 3 yıl içinde bu rakam 1,5 milyon litreye yükselir. 1928'de LPG ilk kez motor yakıtı olarak (bir kamyonunda) kullanılır, 1929'da ise ilk LPG'li soğutucu üretilir. Bu sırada ABD'de yakıt satışı 38 milyon litre kadardır.

LPG kullanımı hızla ivme kazanır. 1932'de Los Angeles Olimpiyat Oyunlarında pişirme ve su ısıtma amacıyla kullanılır. O yıl propan-bütan endüstrisi güçlenmiştir ve 1934'de 212 milyon litre

satış gerçekleştirilir. Takip eden yıllarda, Avrupa ile ABD arasından gerçekleştirilen düzenli zeplin seferlerinin popularitesi LPG'ye talebi arttırır. 1937'deki Hindenburg faciası ile zeplin devri sona erer.

Neyse ki LPG'nin devri bu kaza ile kapanmamıştır. Aksine zeplinlerin havalandığı meydanlarda atıl kalan çok sayıda gaz tüpleri sayesinde daha da gelişir. Örneğin yalnızca Rio de Janerio'da atıl kalan 6 bin adet tüp, bir girişimci tarafından satın alınarak bu gaz, mükemmel mutfak yakıtı olarak pazarlanır.

2.Dünya Savaşı bitmiştir ve endüstriyel üretim tırmanışa geçer, ABD'de LPG satışı 3.8 milyar litreye ulaşmıştır. Bu tarihte, Amerika'daki evlerin yaklaşık %62'sinde LPG tesisatı vardır. 1947'de ilk sıvılaştırılmış gaz tankeri üretilerek devreye alınır. 1958'de LPG satışı 26 milyar litreye ulaşmıştır ve 1965 yılında Chevrolet ticari araçlar için 4 yeni LPG'li motorun lansmanını yapar.

1.2 Avrupa

LPG'nin Avrupa'da ilk boy gösterişi, 1930'ların ortalarında Fransa'nın(Shell) ABD'den ithalatı ile gerçekleşir; LPG doğu kıyısındaki bir rafineriden tüplü olarak gelmiştir. 1938'de İtalyan firması Liquigas, Venedik yakınlarındaki bir tesiste tüp dolumuna başlar. 2.Dünya Savaşı'nın patlak vermesi ile, birkaç yıl boyunca eski kıtada bu konudaki gelişmeler duracaktır.

Savaş sonrasında Hollanda ve İtalya LPG'li araçların öncüsü olurlar. ABD'den ithal edilen ilk LPG'li araç Hollanda pazarına 1954 yılında girer. 1956'ya gelindiğinde tüm Hollanda'da 50 otogaz istasyonu vardır ve neredeyse her hafta bir yenisi açılmaktadır.

1.3 Türkiye

1950'li yılların sonuna kadar Türkiye'de LPG rafinerilerin bacalarından atık gaz olarak yakılarak atılmakta; evlerde yemek pişirmede ise odun, kömür, ispirto ya da gaz yağı kullanılmaktadır. Ayrıcalıklı küçük bir kesim ise Lübnan'dan ve eski Yugoslavya'dan sınırlı sayıda getirilebilen lpg tüplerini kullanmaktadır.

Avrupa'da eğitim gören birkaç genç girişimcinin çabaları ile rafinerilerin yakarak attığı gaz 1962 yılından itibaren tüplere girmeye başlar. Bu girişimin ardından kısa sürede pazara yeni firmalar katılır.

DÜNYADA LPG SEKTÖRÜ

Konuttan otomotive, kimyadan tarıma, endüstriden turizme, kozmetikten eğlenceye kadar birçok sektörde 1.000'e yakın kullanım alanı bulunan LPG'nin bugün dünyada yılda 300 milyon tonun üzerinde tüketimi bulunuyor. Küresel pazarda LPG kullanımının alanlarına göre 2017 yılındaki dağılım ise % 44 ev, % 28 kimya, % 10 sanayi, % 9 taşıma, % 8 rafineri ve % 1 tarım sektörlerinden oluşuyor.

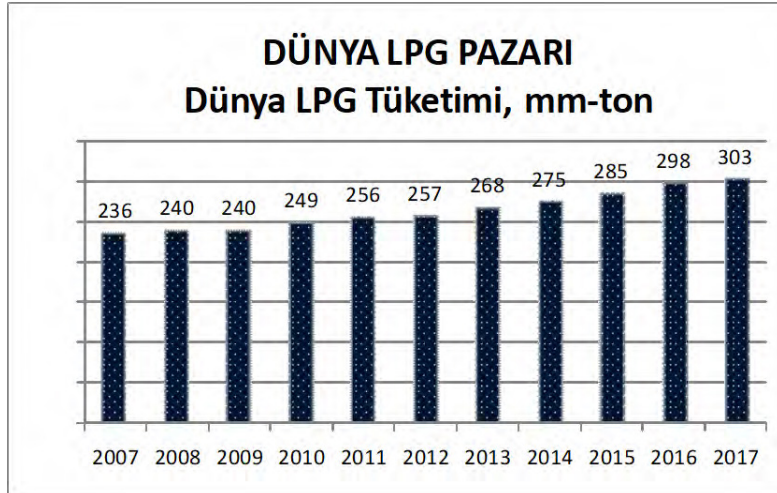
Küresel LPG pazarını büyük bir oranla ev (domestik) kullanımı domine ediyor. 2017 yılı verilerine bakıldığında; LPG'nin ev kullanımında ülke temelinde ilk 3 sırada bulunan Çin, Hindistan ve ABD, 132 milyon tona yaklaşan dünyadaki tüm domestik kullanımının neredeyse yarısını oluşturuyor. LPG'nin ev kullanımında yıllık kişi başı tüketimi 60 kilonun üzerinde olan ülkeler varken, Türkiye'de ise bu rakam 10 kilo civarında.

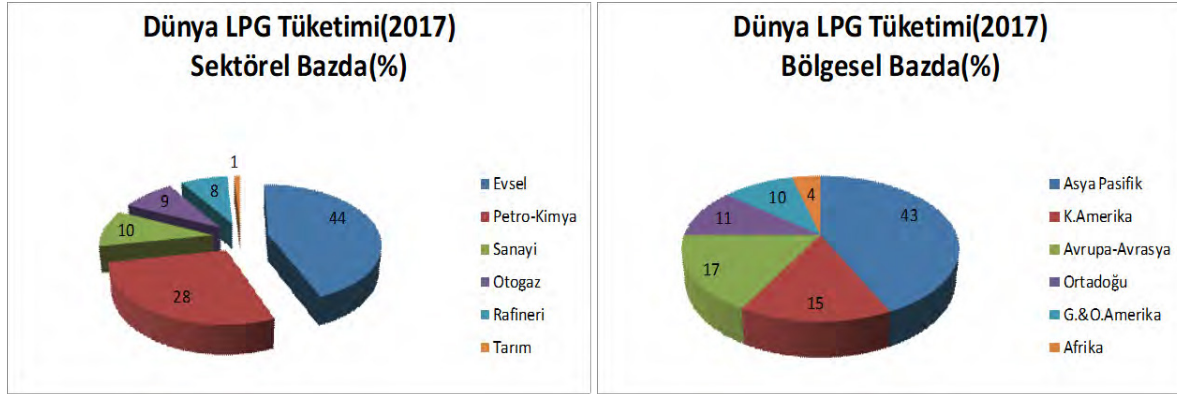
300 milyar dolarlık büyüklüğe sahip olan LPG sektörü 3 milyar kişiye enerji götürmektedir ve bu sayı her geçen gün artmaktadır. Sektör dünya çapında 2 milyondan fazla kişiye doğrudan istihdam sağlamaktadır.

Avrupa Birliği(AB) İklim Değişikliği ile Mücadele Planı kapsamında kara yollarında kullanılan LPG miktarını 2020 yılına kadar mevcut seviyesinin(2018 yılı itibarı ile) üç katına çıkarmayı hedeflemiştir.

Aşağıdaki Tablo-3 ve Şekil-1'de ise, 2016 yılı itibarı ile dünyada LPG'nin tüketimi ve sektörlere göre dağılım bilgileri verilmiştir.

Tablo-3: Dünya LPG Pazarı (2017 yılı itibarı ile)





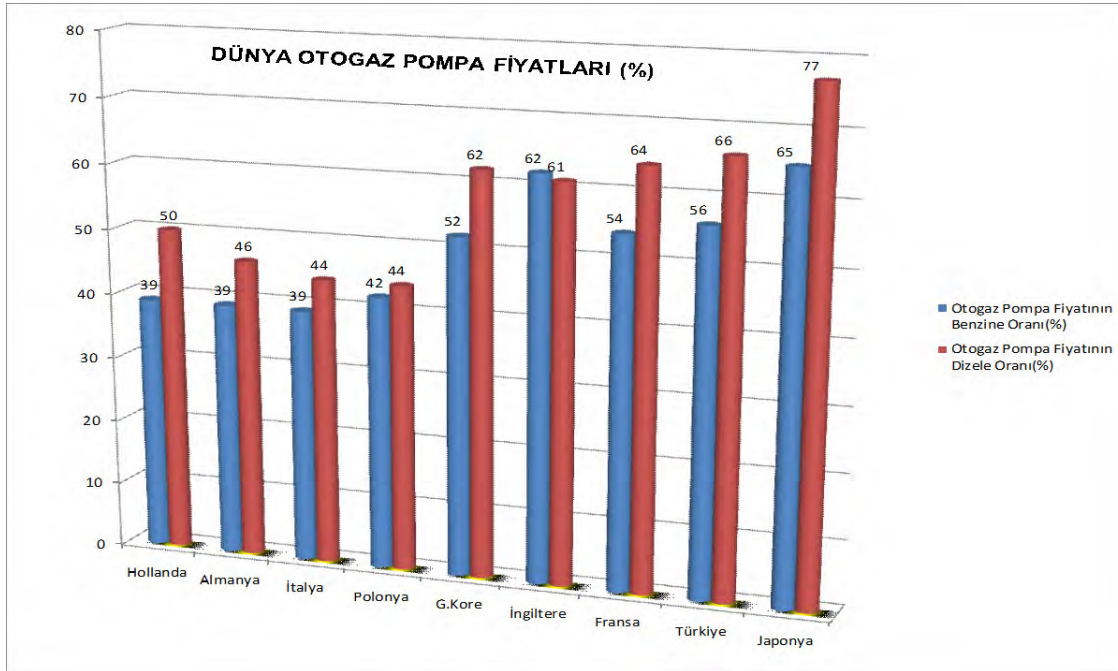
Şekil-1: Dünya LPG Tüketimi Detayı(2017 yılı itibarı ile)

TÜRKİYE'DE LPG SEKTÖRÜ

Türkiye LPG sektörü 60 yıla yakın bir geçmişe sahiptir. Bugüne kadar da birçok farklı süreçten geçmiştir. Günümüzde tüpgazdaki daralmanın otogazdaki büyüme ile dengelendiği Türkiye LPG pazarının; 4 milyon tonun üzerinde bir tüketimle, enerji amaçlı kullanımda Avrupa'da Rusya'dan sonraki ikinci büyük pazar olduğu görülmektedir.

LPG sektörü Türkiye pazarında 30 milyon TL'lik bir ekonomik büyüklüğe sahiptir. Türkiye'de 2018 yılında 4.146.448 tonluk LPG tüketiminin, % 79,18'i otogaz, % 18,09'u tüplü ve % 2,73'ü ise dökme segmentinde gerçekleşti. Türkiye, ev, tarım, endüstri ve taşımacılık kullanımı temel alındığında dünyanın en büyük 11'inci LPG pazarı. Avrupa'nın ise en büyük ikinci pazarı konumunda. Otogaz segmentinde ise 3.283.170 tonluk hacimle, dünyanın en büyük ikinci pazarı. 4.7 milyonu aşkın LPG'li araç sayısı ve 10 bini aşkın otogaz ikmali yapılan istasyon ile bu alanlarda dünyada birinci sırada.

Otogaz, şu anda Türkiye'de 100 otomobilin 39'unda kullanılan ve en çok tercih edilen binek araç yakıtıdır. Otogaz fiyatının alternatiflerine göre avantajı, artan çevre duyarlılığı ve otomobil piyasasındaki gelişmeler otogaz pazarının gelişimini de doğrudan etkiliyor. Bu bağlamda, 2017 yılı itibarı ile çeşitli ülkelerde otogaz pompa fiyatının benzin ve dizel ile mukayesesi aşağıda Şekil-2'de gösterilmiştir.



Şekil-2: Akaryakıt pompa fiyatları karşılaştırması(2017 yılı Kasım ayı itibarı ile)

Türkiye yollarında yaklaşık 5 milyon LPG'li araç yakıt ekonomisinin rahatlığını yaşıyor. Pompa fiyatı benzinin yaklaşık yarısı düzeyinde bulunan LPG, araç sahiplerine ortalama % 40 tasarruf sağlıyor. Türkiye İstatistik Kurumu'nun (TÜİK), 2019 yılı Ocak ayı motorlu kara taşıtları istatistiklerine göre trafiğe kayıtlı 12 milyon 437 bin 250 adet otomobilin % 37,8'ini oluşturan 4 milyon 703 bin 163 araç LPG kullanıyor.

Türkiye'de LPG piyasası, ilgili piyasa kanunları kapsamında yürütülmekte olup bu piyasanın düzenlenmesi görevi Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'na (EPDK) verilmiştir. Piyasalardaki iş ve işlemler ile ilgili birçok faaliyet, EPDK tarafından lisanslandırılarak yürütülmektedir. Türkiye'de LPG piyasası 5307 sayılı Kanun ile düzenlenmekte olup sektörde faaliyet gösteren gerçek ve tüzel kişiler Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından lisanslandırılmaktadır.

Bu çerçevede; LPG'nin ithalatı ve ihracatı, toptan LPG ticareti, kendi mülkiyetlerindeki veya sözleşmelerle oluşturacakları lisanslı LPG otogaz bayilerinin istasyonlarına otogaz LPG dağıtımının yanı sıra, kullanıcılara dökme LPG satış ve ikmali, tüplü LPG dağıtım ve pazarlaması ile dolum ve depolama faaliyetleri LPG Dağıtıcı lisansı kapsamında; Depolama hizmeti verilmesi, LPG Depolama Lisansı kapsamında; Denizyolu, demiryolu ve boru hatları ile taşınma hizmeti verilmesi LPG Taşıma Lisansı kapsamında (*LPG'nin karayolu ile taşınması lisans kapsamında değildir, araçlara ait bilgiler beyan ile EPDK'ya sunulmaktadır*); Otogaz Bayiliği,

LPG Otogaz Bayilik Lisansı kapsamında (*Tüplügaz bayiliği lisans kapsamında değildir*); Tüplü LPG'nin piyasaya arzında kullanılan LPG tüplerinin, imalatı LPG Tüpü İmalâtı Lisansı kapsamında; Tüplü LPG'nin piyasaya arzında kullanılan LPG tüplerinin Muayenesi, tamiri ve bakımı hizmeti ise LPG Tüpü Muayenesi, Tamiri ve Bakımı Lisansı kapsamında, yürütülmektedir.

Lisanslar belirli süreler için verilir. Süre sonunda tadil edilmeleri gerekir(Tablo-4).

Tablo-4 Lisans Süreleri

Lisans türü	Lisans Süresi(yıl)
LPG Dağıtıcı Lisansı	15
LPG Depolama Lisansı	
LPG Taşıma* Lisansı	
LPG Tüpü İmalatı Lisansı	
LPG Tüpü Muayenesi, Tamiri ve Bakımı Lisansı	
LPG Otogaz Bayilik Lisansı	12

* Taşıma Lisansları başvuruda bulunan belgenin süresine göre en fazla 15 yıl süre ile verilmektedir.

EPDK verilerine göre Türkiye LPG Piyasasında lisansların dağılımı Tablo-5'de gösterilmiştir.

Tablo-5: Türkiye LPG Piyasasındaki Lisanslar

Lisans Türü	Adet
Dağıtıcı	92
Depolama	101
Taşıma	57
Otogaz Bayilik	10.760
LPG Tüplü İmalat	11
LPG Tüpü Muayene, Tamir, Bakımı	82
TOPLAM	11.103

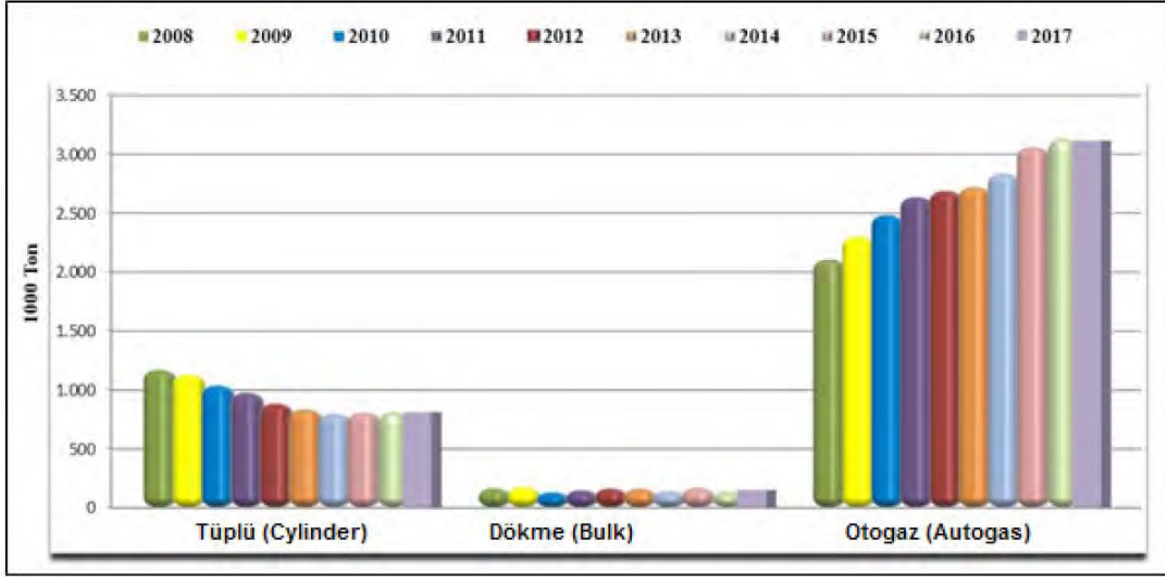
Dağıtıcı Lisansı:	92	Dağıtım Bölgesi	Lisans Sayısı
		Ulusal	59
		Mahalli	27
		Toplam	92

		Tank Tipi	Toplam Tank Sayısı	Toplam Tank Kapasitesi [m3]
Dağıtıcı Lisansı:	92	Gümrüklü	239	35.592,00
		Antrepo	0	0,00
		Kokusuz LPG Tankı	8	578,00
		Toplam	247	36.170,00
		Tank Tipi	Toplam Tank Sayısı	Toplam Tank Kapasitesi [m3]
Depolama Lisansı:	101	Gümrüklü	713	700.960
		Antrepo	10	40.440
		Kokusuz LPG Tankı	10	9.810
		Toplam	733	751.210

		Lisans Sayısı
Taşıma Lisansı:	57	Karayolu
		17
		Boru Hattı
		35
		Denizyolu
		5
		Demiryolu
		0

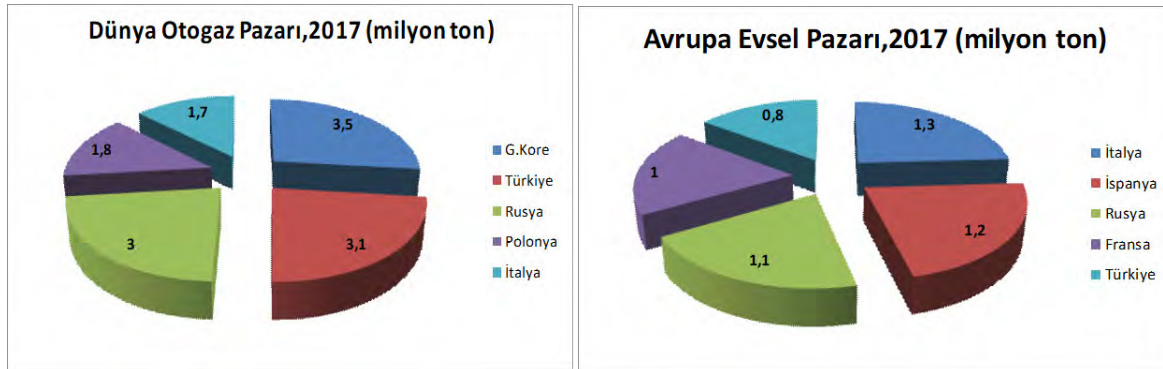
ARAÇLAR	
Araç Türü	Adet
LPG Taşıma Aracı	3.519
Denizyolu Aracı	6
Toplam	3525

Türkiye’de LPG piyasaya tüplü, dökme ve otogaz olmak üzere üç farklı şekilde arz edilmektedir. Son on yılın tüketim verileri incelendiğinde, tüplü LPG pazarının 2013 yılına kadar daraldığı, ardından yatay seyir izlediği görülmektedir. Son on yılda dökme LPG pazarında kayda değer artış ya da azalmanın yaşanmadığı görülmektedir. Diğer taraftan, otogazda ise 2017 yılına kadar tüketimin arttığı görülmektedir. (Şekil-3)



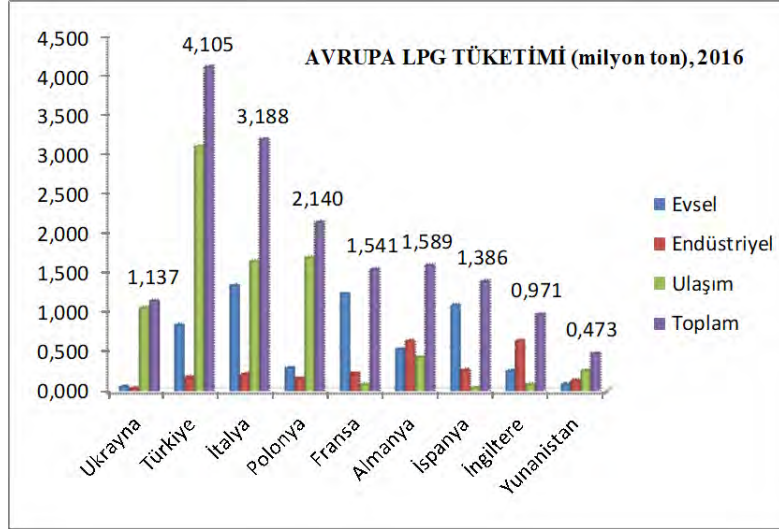
Şekil-3: Türkiye'de 2005-2018 Yılları Arası LPG Satış Dağılımı(EPDK)

Dünya LPG Birliği(WLPGA)'nin 2017&2016 yılı verilerine göre Türkiye'nin Dünya LPG ve Otogaz pazarındaki yeri Şekil-4 ve Şekil-5'de, TÜİK'in 2017 yılı verilerine göre Türkiye



akaryakıt pazarında otogazın ve otogazlı araçların yeri ise Şekil-6'de gösterilmiştir.

Şekil-4: Türkiye'nin Avrupa ve Dünya LPG Pazarlarındaki Yeri (2017 WLPGA verilerine göre)



Şekil-5: Avrupa LPG Tüketimi (2016 WLPGA verilerine göre)



Şekil-6: Türkiye Akaryakıt Pazarında Otogaz'ın Yeri

SEKTÖREL SORUNLAR

Sektörde, aşağıda belirtilen sorunların çözülmesi durumunda, taşıma ve stoklama kolaylığı, hava kirliliğine olumlu katkıları nedeni ile en çevreci yakıt olan LPG'nin, akaryakıt pazarında sağlıklı büyümesi ve büyümenin sürdürülebilmesi sağlanabilecektir:

- Özellikle büyükşehirlerdeki AVM otoparklarına LPGli araçların da alınabilmesi için gerekli teknik ve yasal düzenlemelerin yapılması,
- Ulusal stoklarda 20 günlük ürün bulundurulması konusunda, şirket envanterindeki tüm ürünlerin ve ithalat sürecindeki ürünlerin de bu stoklardan sayılarak firmaların lojistik ve ekonomik olarak desteklenmesi,
- Otomotiv firmalarının fabrika çıkışlı LPGli araç üretimlerini arttırması

KAYNAKLAR:

Türkiye LPG Piyasası Yatırımcı Rehberi, Ankara-2019, EPDK

European LPG Sector Overview 2016, AEGPL Europe

Yatırımcı Sunumu, Mart 2018, Aygaz

Sistem LPG, İpragaz

<http://epdk.org.tr>

<http://ilkkimbuldu.com>

<http://elgas.com.au>

<http://gazeo.com>

Blockchain Teknolojisi: Enerji Verimliliği ve Ticaretine Etkisi

Ali Ettehad¹, Melih Yalvaç², Ceylan Ülker³

¹ İKÇÜ Mimarlık ve Mühendislik Fakültesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü

² İKÇÜ Mimarlık ve Mühendislik Fakültesi Energy Mühendisliği Bölümü

³ İKÇÜ Mimarlık ve Mühendislik Fakültesi Nanobilimi ve Nanoteknoloji Mühendisliği Bölümü

ÖZET

Blockchain olarak bilinen dağıtık yapı teknolojisi, finans ve pazarlama, eğitim, sağlık, denetim, tedarik zinciri ve ayrıca enerji gibi farklı uygulamalar ve kullanım durumları için gelecek vadeden bir sistem olarak kabul edilir. Blockchain, güvenilir olmayan üyelerin herhangi bir yetkisi olmadan etkileşime girmeleri için dağıtık eşler arası bir ağ sağlamaktadır. Günümüzdeki enerji sektörü (geleneksel ve yenilenebilir) teknolojik olarak gelişmiş ve ilerlemiş durumdadır. Petrol ve doğalgaz endüstrisi günümüzde Büyük Veri, Nesnelerin İnterneti ve Yapay Zekadan faydalanmak amacıyla gelişmeye açık bir konumdadır. Bununla birlikte, enerji üretimini (verimliliğini), yönetimini, depolamayı ve ticaretini geliştirmek için bazı klasik köklü yöntemler bulunmasına rağmen blockchain bu geleneksel yöntemleri güncellemek için etkili bir yöntem olabilmektedir.

Bu bildiride, enerji sektöründe karşılaşılan mevcut altyapı sorunlarını gidermek amacıyla blockchain teknolojisi uygulamasına ilişkin kapsamlı bir inceleme ve değerlendirme yapılmaktadır. Şuanki enerji sektöründe enerji verimsizliği, CO₂ emisyonu, enerji depolama, güvenlik, güvenilirlik ve ticaret sorunları çözülmesi gereken problemlerden bazılarıdır. Bu problemler kullanıcı talebine bağlı olarak sınıflandırılan merkezi geleneksel sistem, dağıtık ve merkezi olmayan blockchain teknolojisi ile değiştirilebilmektedir. Bu çalışma kapsamında, özellikle petrol ve doğalgaz endüstrisinde veri tabanı yönetimi, ticaret, düzenleme ve veri dönüşümü güvenliği gibi blockchain sisteminin uygulanabileceği ana alanlar sunulmuştur. Sonuç olarak, bu bildiride blockchain teknolojisinin veri güvenilirliği, zaman ve maliyet verimliliği açısından önemini vurgulayarak sektöre ışık tutmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Blockchain, Enerji Verimliliği, Enerji Ticareti, Veri Güvenliği

ABSTRACT

Distributed ledgers technology, known as blockchain, is considered as a promising system for different applications and use cases such as finance and marketing, education, startups, healthcare, government, supply chain and also energy. Blockchain provides a distributed peer-to-peer network for non-trusted members to interact with each, without existing any authority as a trusted agency. Nowadays, energy industries are technologically very developed and sophisticated. Oil and gas industry has been recently improved looking to utilize Big Data, Internet of Things and Artificial Intelligence within its key processes and daily tasks. However, some classic long-established methods are still used to carry out enhance energy production

(efficiency), management, demand response, storage, and trading. Blockchain can be an effective choice to update this traditional methods.

This paper attempts to provide a review on implementation of blockchain technology in energy industry that faces some big problems with current infrastructure. Energy inefficiency, environmental concerns, energy storage, inequality and its trading issues are some of these problems that need to be solved. The journey of energy from the source to the end user consists of complicated distribution networks that takes consumer further away from the source. Energy efficiency lose, CO₂ emission, damage equipment, reliability issues, and safety concerns could be the worst drawbacks during this journey. Centralized traditional system can be replaced by blockchain technology as a distributed, decentralized and public ledger. This paper also discusses different types of blockchain classified depending on the user demand. Focusing on oil and gas industries, the main areas that blockchain can be applied such as database management, trading, regulatory and security in data transforming are presented in the concept of this study. Therefore, this paper provides a chamber of information shed light on the industry to recognize benefits of using this technology regarding data reliability, time and cost efficiencies.

Keywords: Blockchain, Energy efficiency, Energy trading, Data security

1. GİRİŞ

Blockchain teknolojisi, birçok sektör için araçları ortadan kaldıracak bir sistem olarak karşımıza çıkmaktadır. Blockchain, geleneksel yöntemleri güncellemek için etkili bir seçim olarak görülmektedir. Bu teknoloji sayesinde zaman, emek ve maliyet açısından ekonomik çözümler ortaya çıkmaktadır. Bilim ve teknolojinin büyük bir hızla geliştiği günümüzde teknolojik gelişmeleri görmezden gelmek çağın gerisinde kalmaya sebep olmaktadır. Zaman ve maliyet günümüz bireyleri için oldukça önemlidir ve işlemlerde bu iki hususa dikkat edilmektedir. İşlemlerde hız ve esneklik ön plana çıkmaktadır. Bu bağlamda, Blockchain teknolojisinin iş ve işlem süreci bankalar, borsalar, enerji şirketleri ve ticaret platformlarından müşteriler ve enerji tüketicilerine doğru hızlı bir şekilde ilerlemektedir. Ancak blockchain teknolojisinin teoride oldukça avantajları olsa da teknolojik ve yasal açıdan geliştirilmesi gereken özellikleri vardır. Günümüzde bankacılık ve enerji sektöründe blockchain teknolojisinin deneme ve geliştirme çalışmaları yapılmaktadır. Bu çalışmalar kapsamında işlemlerin, üçüncü taraflara ihtiyaç duymadan ve merkezi olmayan bir sistemle üretici ve tüketici arasında otomatik olarak gerçekleştirilmesi hedeflenmektedir. Belirtilen özellikler değerlendirildiğinde, birçok sektör için oldukça kullanışlı olan blockchain teknolojisinin enerji sektörü içinde kullanılabileceği düşünülmektedir. Tüm bireyleri etkileyen ve ayrıntılı hiyerarşik bir sistemden oluşan enerji sektöründeki çok katmanlı olan sistemi daha sade ve şeffaf hale getirmek blockchain teknolojisinin en önemli hedefleri arasındadır. Ayrıca, enerji sektöründe blockchain teknolojisinin farklı uygulama alanları bulunmaktadır. Bu çalışma, blockchain teknolojisinin amacı ve kullanım alanlarından yola çıkarak, özellikle enerji sektöründeki yansımalarını inceleyip eleştirel bir biçimde ortaya koymayı amaçlamaktadır.

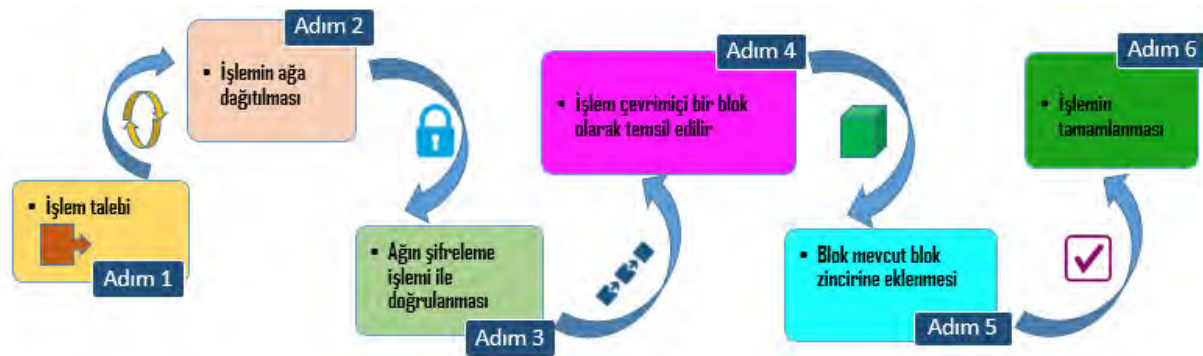
2. BLOCKCHAIN TEKNOLOJİSİ

İlk olarak Nakamoto (2008) tarafından blockchain kelimesi ifade edilmiştir. Farklı araştırmacılar da farklı tanımlamalar ortaya koymuşlardır (Beck v.d, 2016; Chen v.d, 2016; Lemieux, 2016; Pilkington, 2016; Tian, 2016; Xu v.d, 2016; Yli-Huomo v.d, 2016; Iansiti ve Lakhani, 2017;

Usta, 2017). Örneğin, Tian blockchain'i “geleneksel yapıda olmayan güvenli bir veritabanı” olarak tanımlamaktadır (Tian, 2016). Iansiti ve Lakhani (2017) ise blok zincir teknolojisini dağıtık bir veritabanı olarak ifade etmektedir. Yapılan tanımlamalar bir bütün halinde incelendiğinde, blockchain teknolojisi eşler arası bir iletişim(peer to peer contact) olup, tüm eşlerin işlem geçmişini görmesine olanak sağlayan güvenilir, şeffaf bir veri tabanı olarak ifade edilebilmektedir. (Iansiti ve Lakhani, 2017; Yli-Huumo v.d, 2016).

Blockchain teknolojisi dijital bilgilerin kopyalanmadan dağıtılmasına olanak sağladığı için yeni bir internet türünün temelini oluşturmuştur. Bu sistem herkese açık kullanımı (public blockchain) ve şirket gibi kuruluşların kendi bünyesinde kullanımı olarak adlandırılan özel (private blockchain) olmak üzere ikiye ayrılır. Genel olarak blockchain sistemi veri girişlerinin toplandığı bir bölgedir. Blockchaini özel kılan taraf ise bu bölgenin, tek bir merkezde değil, veri girişi yapan tüm katılımcıların bilgisayarlarında mevcut olmasıdır. Herhangi bir katılımcının yaptığı yeni bir işlem, her katılımcının onayına sunulduğundan ötürü sistemde habersiz değişiklikler yapılamaz. Burdan yola çıkılarak şeffaflık ve güvenlik kavramları bu sistemde büyük önem arz etmektedir (Peter, V. 2019).

Blockchain sisteminin güvenilirliğini ve müdahale edilemez oluşunu bir örnekle açıklamak mümkündür. Blockchain zincirini bir defter olarak düşündüğümüzde defterin her sayfası bir bloğu temsil etmektedir. Buradaki her bir blokta veri paketi ‘hash pointer’ defterin seri numarası olarak ifade edilmektedir. Defterin her sayfası bir sonraki sayfa ile aynı seri numarasıyla eklenip kilitli bir sistem oluşturmaktadır. Böylece aynı seri numarasına sahip her sayfanın bir araya gelmesiyle bir blok zinciri oluşmaktadır ve zincire eklenen her blok bir önceki tüm bilgileri içermektedir. Oluşan bloklar tüm kullanıcılar tarafından görülüp onaylandığında zincire yeni blok eklenmiş olur. Zincirdeki mevcut bilgileri değiştirmek amacıyla, yeni bir blok oluşturulmak istendiğinde bloğun farklı bir seri numarasına sahip olması gerekmektedir. Dolayısıyla, önceki ve sonradan oluşacak olan tüm blokların seri numaralarının değişmesi gerekmektedir. Zincire sürekli diğer kullanıcılar tarafından blok eklendiği ve onaylandığı durumda bir bloğun seri numarasının değiştirilmesi insanüstü bir hız gerektirmektedir. Dolayısıyla blok zincir sistemi, bu açıdan oldukça güvenilir bir sistem olarak düşünülmektedir (Avunduk ve Aşan, 2018). Şekil 1’de blockchain teknolojisinin çalışma mekanizması verilmiştir.



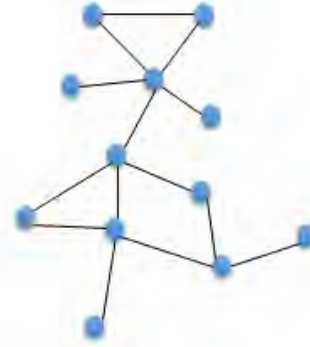
Şekil 1: Blockchain teknolojisinin çalışma mekanizması.

Yukarıda anlatılanlar göz önünde bulundurulduğunda, blockchain teknolojisini elverişli kılan üç temel özellik aşağıdaki gibi ifade edilmektedir.

1. **Merkezden Yönetilmemesi (Yerinden Yönetim):** Blockchain teknolojisiyle birlikte çoğu işlemde kullanılan merkezi sistemlerin yerini merkezi olmayan veya yerinden yönetim sistemi almıştır. Basit bir ifadeyle, merkezi sistem tüm verileri depolayan ana bir birimden oluşmaktadır. İhtiyaç duyulduğu takdirde o verilere erişebilmek için merkezi birimle etkileşime geçmek gerekmektedir. Merkezi sisteme örnek olarak şuanda yapılan bankacılık işlemleri verilebilmektedir. Uzun yıllardır merkezi sistemlerden faydalanılmasına rağmen bir takım risk ve güvenlik sorunları taşıdığı bilinmektedir. En temel sorun tüm verilerin tek bir noktada saklanması ve bilgisayar korsanları için açık hedef haline gelmesidir. Ayrıca, merkezi sistemdeki bir birim herhangi bir nedenden dolayı bozulduğunda veya erişilemez olduğunda depolanan verilere kimse ulaşamamaktadır. Blockchain teknolojisinde ise herkesin erişebildiği merkezi olmayan bir sistem kullanılmaktadır. Kullanıcılar herhangi bir merkeze ihtiyaç duyulmaksızın kendi verilerine kolaylıkla ulaşabilmektedirler. Şekil 2’de merkezi ve merkezi olmayan sistem gösterilmiştir.



a) Merkezi (Centralization)



b) Merkezi Olmayan (Decentralization)

Şekil 2: Merkezi ve merkezi olmayan sistem için temel gösterim.

Merkezi sistemlerin (Şekil 2a), ağdaki diğer katılımcılara gerçeği belirleyen temel bir yetkisi vardır. Yalnızca yetkili kullanıcılar veya kurumlar işlem geçmişine erişebilir ve yeni işlemleri onaylayabilirler. Merkezi olmayan sistemlerin (Şekil 2b) ise, ağdaki diğer katılımcılara gerçeği belirlemek için hiçbir temel yetkisi yoktur. Ağdaki her katılımcı işlem geçmişine erişebilir veya yeni işlemleri onaylayabilir.

2. Şeffaflık: Blockchain teknolojisinin sağlayacağı en önemli avantajlarından biri ise sistemin şeffaf olmasıdır. Bu sistemde herkesin kendine ait karmaşık şifreli bir kullanıcı adı vardır. Hesaplar arası akış da gerçek kimlik bilgileri ile değil kullanıcı adına bakılarak takip edilebilmektedir. Örneğin ‘Ahmet 1 birim para transfer etti’ yerine ‘1MF1bhgbhdjjckm96NJHGFgVbhVC 1 birim para gönderdi’ ifadesi görülmektedir. Örnekten de anlaşılacağı gibi kişinin gerçek kimliği güvendedir ve kullanıcı adıyla yaptığı tüm hareketler kolayca takip edilebilmektedir. Bunun sonucunda, büyük şirket ve kuruluşlar hesap hareketlerinde daha sorumlu davranmaya zorlanmaktadır.

3. Değiştirilemez olması (müdahale edilemez olması): Bütün kullanıcıların varolan verilere rahatlıkla erişebildiği blockchain sisteminde, verilerin bilgisayar korsanları tarafından değiştirilmesi engellenmiştir. Blockchain zincirinde bulunan her bloğun veri paketi (hash pointer) bir öncekiyle aynı olup kendinden önceki bütün blokların verilerini de taşımaktadır. Dolayısıyla bir blok üzerindeki verilerde değişiklik yapılması istendiğinde o blokta önceki tüm blokların da verilerinin değişmesi gerekecektir. Blockchain sistemi dinamik olduğundan ve zincire sürekli yeni blok eklendiğinden dolayı böyle bir durum mümkün değildir.

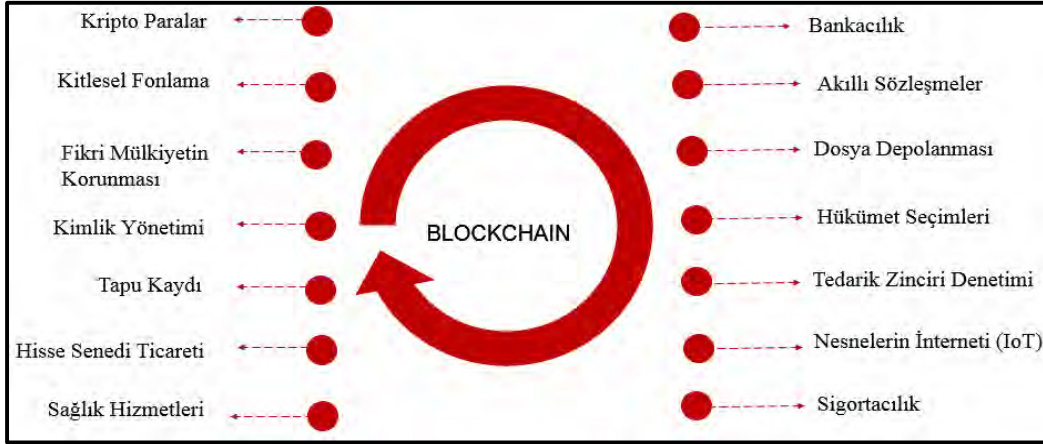
3. BLOCKCHAIN TEKNOLOJİSİNİN KULLANIM ALANLARI

Blockchain teknolojisi kullanım alanına bağlı olarak uygulanan sektör için önemli faydalar sağlamaktadır. Şekil 3'te blockchain teknolojisinin önemli faydaları listelenmektedir.



Şekil 3: Blockchain teknolojisinin önemli faydaları.

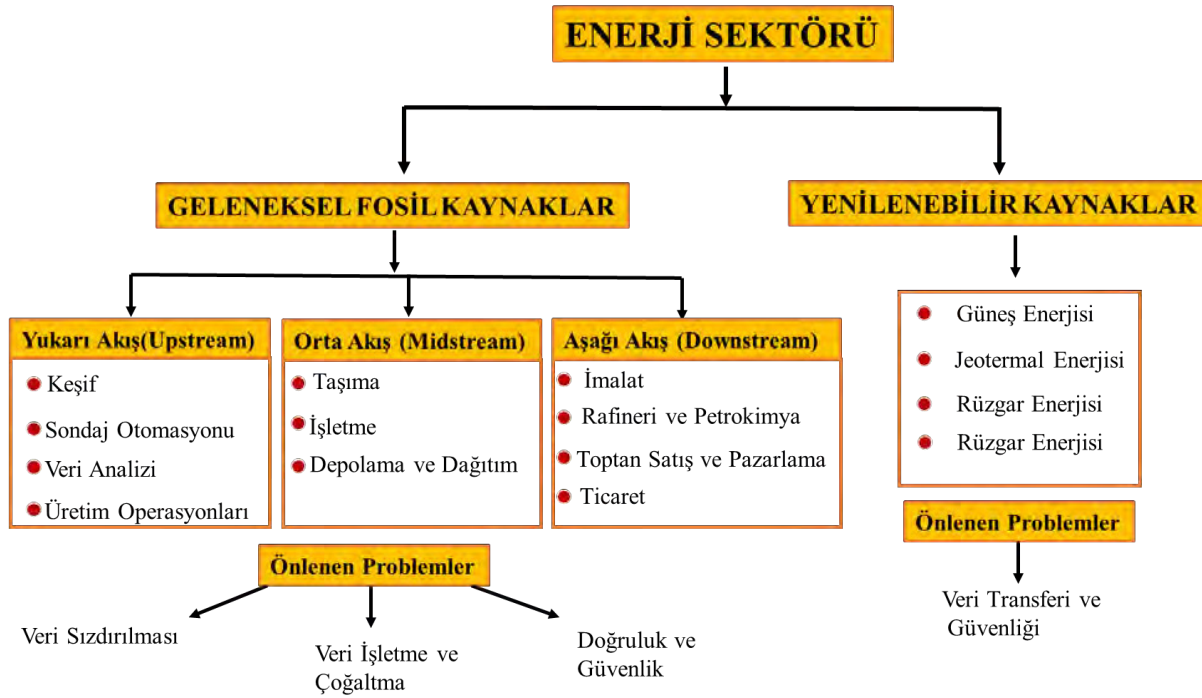
Örneğin, akıllı sözleşmeler gerekli ön koşullar sağlandıktan sonra kodlanabilir ve tüm kullanıcılara açık olan veriler kullanılarak dosyalar depolanabilir. Ayrıca, hükümet seçimlerinde blockchain sisteminin şeffaf olma özelliğinden yararlanılarak seçim sonuçlarına güvenilir bir şekilde ulaşılabilir. Bunun yanı sıra, blockchain sistemi gelecekte tedarik zinciri denetimi uygulamasıyla tüketicinin tükettiği ürünlerin içeriği ve üretim aşaması ile ilgili şeffaf ve güvenilir bilgi sunmaktadır. Blockchain sistemi farklı elektrikli aygıtların internet aracılığıyla birbirine bağlanması olarak tanımlanan Nesnelerin İnterneti (Internet of Things-IoT) için de kullanılabilir. Tüm bunların yanında, blockchain sisteminin kitlesel fonlama, hisse senedi ticareti, fikri mülkiyetin korunması, kimlik yönetimi ve tapu kaydı gibi işlemlerde kullanılması beklenmektedir. Blockchain teknolojisinin en yaygın kullanım alanları aşağıdaki şekilde özetlenmektedir.



Şekil 4: Blockchain sisteminin çeşitli kullanım alanları.

Daha önce de ifade edildiği gibi, blockchain tüm işlem verilerini kaydetmek için merkezi olmayan depolama sistemi kullanan eşler arası işlem platformları için oluşturulmuş özel bir teknoloji sistemidir. Blockchain uygulaması ile merkezi olmayan bir sistemde işlemlerin gerçekleştirilmesine olanak sağlayan mekanizmaları birleştiren daha fazla yeni uygulama ortaya çıkmaktadır. İlk blockchain finans sektöründe “Bitcoin” kripto para biriminin temelini oluşturmak üzere geliştirilmiştir. Ayrıca, “Akıllı sözleşmeler” olarak adlandırılan mekanizmalar, dağıtılmış sağlayıcıların ve potansiyel müşterilerinin özerk bir şekilde eşleşmesini sağlayan, bireysel olarak tanımlanmış kurallar (miktar, kalite, fiyat özellikleri) temelinde çalışmaktadır (Url_1, 2020).

Blockchain teknolojisi, farklı sektörlerde mevcut sorunların çözümünde araştırılmış ve kabul edilmiştir. Küresel ekonomiye en büyük katkıda bulunan enerji sektöründe bu teknolojinin sunduğu olanakları göz ardı edilememektedir. Teknoloji şirketleri, hükümetler ve ona bağlı tüm kurumlar, enerji sektöründeki mevcut sorunları çözmek için blockchain tabanlı bir platform oluşturmak için bir araya gelip işbirliği yapmaktadırlar. Blockchain teknolojisinin hem yenilenebilir hem de fosil yakıtlarının işletiminde ve ticaretinde önemli rol oynayacağı öngörülmektedir. Şekil 5’te blockchain teknolojisinin enerji sektörünün farklı alanlarında oluşan problemlere göre kullanımı gösterilmektedir.

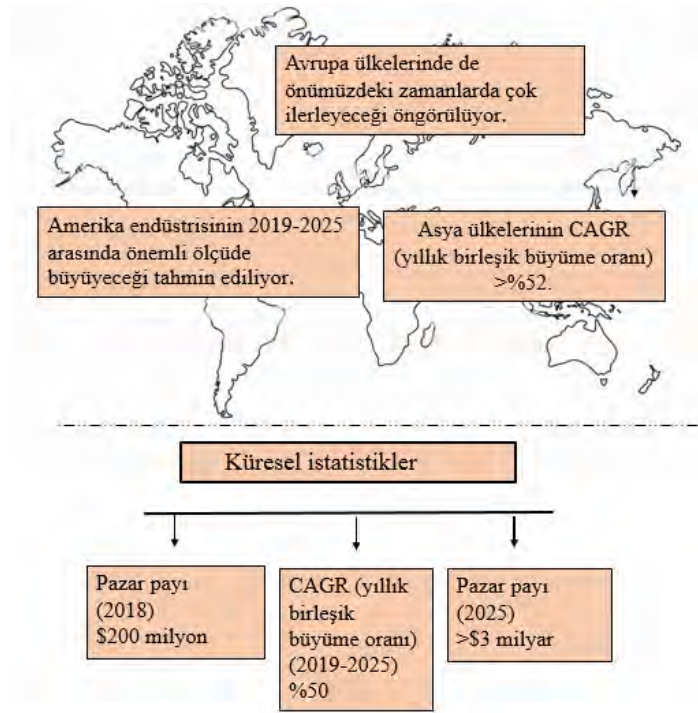


Şekil 5. Blockchain sisteminin enerji sektöründeki uygulamaları ve oluşan problemlere göre kullanımı.

4. BLOCKCHAIN TEKNOLOJİSİ VE ENERJİ VERİMLİLİĞİ

Toplumların enerji sektörüne olan ihtiyaçları günden güne katlanarak artmaktadır. Dolayısıyla, enerjinin üretim, dağıtım ve depolama aşamalarının doğaya en az zarar verecek şekilde ve daha az maliyetle yürütülmesi hayati önem taşımaktadır. Son yıllarda farklı sektörlerde yaygın olarak kullanılan blockchain teknolojisi enerji sektörü için oldukça umut vadetmektedir. Blockchain teknolojisinin elektrik, petrol ve doğalgaz gibi enerji sektörünün pek çok alt dalında kullanılması ve birçok fayda sağlaması öngörülmektedir. Blockchain teknolojisinin, enerji ticareti, tedarik zinciri optimizasyonu, yönetimi, gözetim zinciri, veri güvenliği ve mevzuata uygunluk konularında önemli bir rol oynaması beklenmektedir.

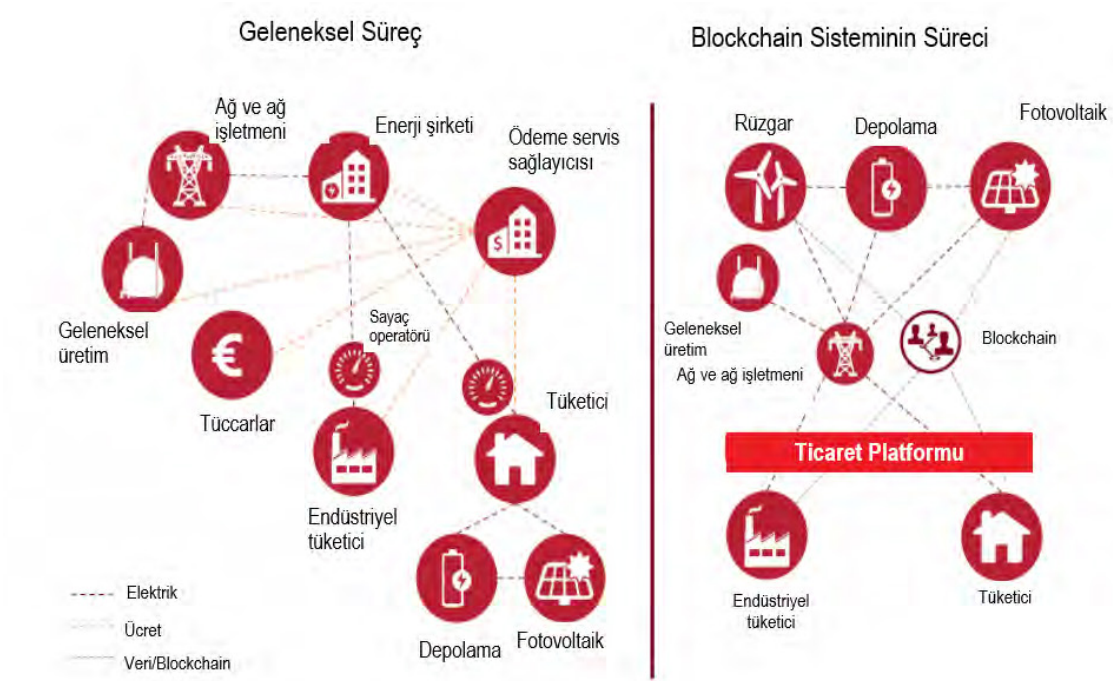
Blockchain teknolojisinin enerji sektöründe kullanımının 2025 yılına kadar %45 lik bir artış göstermesi beklenmektedir. Bu teknolojinin enerji sektöründe büyümesinin başlıca nedenleri; çalışma maliyetini düşürmesi ve işlemin daha hızlı gerçekleştirilmesidir. Şekil 6'da blockchain teknolojisinin Asya, Avrupa ve Amerika'da büyük gelişme göstereceği ifade edilmiş ve küresel bazda istatistikler verilmiştir (Url_2, 2020).



Şekil 6: Blockchain sisteminin enerji piyasasındaki küresel bazda istatistiksel verileri (Url_2, 2020)

Günümüzde fosil kaynaklarının yanı sıra yenilenebilir enerjilerin kullanım alanları günden güne artmaktadır (Wu and Tran, 2018). Artan kullanım alanlarının başında ise bu kaynaklardan üretilen elektrik enerjisi gelmektedir.

Enerji piyasasının dinamikleri açısından, mevcut geleneksel yapıyı ileri seviyeye taşımak için çözüm arayışları devam etmektedir. Çözüm arayışlarının başında ise, elektrik dağıtımlarının aracısız bir şekilde üreticiden tüketiciye ulaştırılması gelmektedir. Bu teknoloji ile elektrikli araçların şarj ihtiyacının istasyonlar yerine bireysel kullanıcılar tarafından karşılanması amaçlanmaktadır. Alternatif çözüm yollarının uygulamaya geçmesiyle mevcut yapının yeni sisteme nasıl adapte olacağı konusu ise araştırılmaya devam etmektedir. Blockchain teknolojisinin entegre edilmesiyle beraber bu sisteme uygun mevzuat düzenlemesinin yapılması gerekmektedir (Jakop and Fabian, 2018). Şekil 7’de geleneksel süreç ve blockchain sisteminin elektrik piyasasında uygulamalarının karşılaştırması gösterilmektedir.



Şekil 7. Geleneksel sistem ve Blockchain sisteminin karşılaştırılması (Url_1, 2020).

Enerji piyasasında etkin role sahip ticaret ürünü ve değişken fiyatından dolayı en önemli fosil kaynağı ham petroldür. Dolayısıyla petrol endüstrisinde blockchain sistemiyle gerçekleştirilecek olan kolaylıklar büyük bir öneme sahiptir. Blockchain teknolojisi, yeniliğe açık alanlar arasında yer alan petrol ve doğalgaz endüstrisi ile ilgili geleneksel yöntemlerin yerini alarak daha verimli hale getirebilir. (Lakhanpal, 2018). Petrol ve doğalgaz endüstrisinin dijital olmayışı, sektörde fatura üretimi ve sevkiyat yönlendirmesinde çeşitli tutarsızlıklar yaşanabilmektedir. Bu sektördeki olumsuzlukları azaltmak veya önlemek amacıyla bazı büyük şirketler petrol sahası ile ilgili çeşitli hizmetleri dijitalleştirip blockchain teknolojisini kullanmaya başladıklarını duyurmuşlardır. Ayrıca, petrol ve doğalgaz endüstrisinde kullanılacak olan blockchain teknolojisi ile aracıya ihtiyaç olmadığından maliyetin azaltılabileceği düşünülmektedir (Url_2, 2020).

Teknolojinin hızla gelişmesiyle birlikte petrol ve doğalgaz sektöründe de birtakım yenilikler karşımıza çıkmaktadır. Nesnelerin interneti, otomasyon, yapay zeka, dijital değişimin örnekleri bunlar arasında gösterilebilir. Bu sektörde yeniliklerin kullanılabilmesi için bir dönüşüme ihtiyaç duyulduğu düşünülmektedir.

Enerji sisteminde tüm verilerin tek bir merkezde toplandığı geleneksel sistem petrol ve doğalgaz endüstrisinde de devam ettirilmektedir. Bu merkezi sistemde, genellikle veri merkezleri üçüncü taraf satıcılar tarafından kontrol edilmektedir. Blockchain teknolojisi, bu anlamda verilerin kontrolü için uygun bir alternatif olarak gözükmektedir. Verilerin güncellenmesi, güvenilir hale getirilmesi, kuyu analizi ve tanımlanması gibi çeşitli mühendislik analizlerinin veri blokları ile birbirine bağlanması daha kolay şekilde gerçekleştirilebilir. Örneğin, bir kuyu analizinde, blok zincir veritabanında saklanacak olan geçmişteki veriler, projenin tanımlanmasında, çalışılacak bölgenin belirlenmesinde ve karar verme sürecine katkı sağlayacaktır.

Petrol sektörünün sondaj çalışmalarında da blockchain teknolojisi ile operasyonel verimlilik artırılabilir, zamandan tasarruf edilebilir ve bu sayede veri alışverişi hızlandırılabilir. Blockchain teknolojisinin mühendislik veri yönetiminde kullanılması ile sisteme fayda sağlanılabilir. Örnek olarak, eski bir kuyu üzerinde yapay basınç yükseltme metotları (artificial lift) gösterilebilir. Eski bir kuyuda kullanılan metotlar ve verimlilikler bir blockchain veritabanına yüklendiğinde stratejinin doğru oluşturulabilmesi ve uygulanabilmesi açısından petrol mühendisine katkı sağlayabilir. Son olarak üreticilerin sondaj otomasyon yazılımında, blok zincirlerinde oluşacak olan verilerde yapılacak değişiklikler, sistemde bağımsız olarak doğrulanabilir, anında güncellenebilir ve ayrıca kullanıcıların onayına sunulabilir. Böylece, sondaj otomasyonu için güvenilir bir bağımsız platform oluşturulması bütün sistemde güvenilirlik sağlayacaktır.

Petrol ve doğalgaz endüstrisinde veri, uygulama ve güvenlik ihtiyacının karşılanması için kullanışlı bir platform tasarlayıp sunmak günümüz dünyasında büyük önem arz etmektedir. Geleneksel sistemin içerdiği uygulamalar; sondaj sahasında bulunan veya bulunmayan tüm dijital bilgi işlem, depolama ve ağ kaynakları için yerel sunucu platformlarını ve bulut bilişimini içermektedir. İşletmeci şirket bu sistemi kullanarak, servis sağlayıcısı ve devlet kurumlarıyla kuyu hakkında gizli teknik verileri paylaşabilmektedir. Fakat bu sistem tekli saldırı, aynı anda birkaç saldırı ve sistem bileşenlerinden herhangi birindeki yapılandırma hatalarından dolayı hacker saldırılarına karşı savunmasız olabilmektedir. Bu noktada gizliliği korumak ve güvenilir veri paylaşımını sağlamak amacıyla blockchain teknolojisi ile iletişim sağlayabilecek bir bilgisayar sistemi geliştirilmesi önerilmektedir.

Yapay zeka, bulut bilişim, otomasyon ve Nesnelerin İnterneti (IoT) gibi dijital yeniliklerin kullanımı arttıkça bu gelişen sistemleri sondaj sahası altyapısına uygulanması geliştirilebilir. Özel blockchain (private blockchain) olarak da bilinen dağıtılmış sağlayıcı teknolojisi bu yeni altyapının temelini oluşturabilir. Özel blockchain platformu ile performans ve işlevsellik sunabilir, farklı müşteri sistemleriyle ölçeklendirilebilir ve onlarla birlikte çalışılabilir. Ayrıca, veri, sistemler ve kullanıcılar için uyumluluk denetimleri, güvenliği ve iş sürekliliğini sağlamak için kolaylık sağlayabilir.

5. TARTIŞMA VE SONUÇ

Blockchain teknolojisi, daha düşük maliyetler, daha hızlı süreçler ve daha fazla esneklik için merkezi bir yapıdan (bankalar, borsalar, ticaret platformları, enerji şirketleri) merkezi olmayan bir sisteme (son müşteriler, enerji tüketicileri) doğru gidişi ifade etmektedir (IAE, 2015). Blockchain teknolojisine göre birçok iş görevi artık akıllı sözleşmelerle otomatik olarak gerçekleştirildiğinden, tüm sistem daha esnek hale gelmektedir. Teorik olarak, blockchain sistemleri aracılara veya merkezi bir otoriteye ihtiyaç duymamaktadır. Ancak, blockchain teknolojisi henüz olgunlaşmamış ve bu nedenle hala geliştirilmektedir.

Günümüzde özellikle enerji sektöründe, büyük enerji şirketleri tarafından finanse edilen az sayıda pilot proje ile blockchain teknolojisi denenmektedir. Örneğin, Nisan 2016'da New York'ta, merkezi olmayan bir şekilde üretilen enerji ilk kez bir blockchain sistemi ile doğrudan komşular arasında satılmıştır. Amaç, enerji tedarik sözleşmelerinin doğrudan enerji üreticileri ile tüketicileri arasında (üçüncü bir aracı olmadan) ve otomatik olarak yürütüldüğü tamamen merkezi olmayan bir enerji sistemi kurmaktır (Url_1, 2020).

Blockchain teknolojisinin hukuksal boyutu incelendiğinde, tüketicilerin korunmasının garanti altına alınması sistemin kullanımının artması açısından önem arz etmektedir. Blockchain

teknolojisinin tüketiciler üzerinde yasal bir etkisi olduğu, teknoloji ilerledikçe ve tüketiciler için yeni kullanım durumları ortaya çıktıkça değerlendirilmeye devam etmelidir. Alışılmış sistemden vazgeçmek her zaman kolay olmayacağı için blockchain sisteminin geleneksel sistemin yerini alması zaman almaktadır. Kullanıcıların mevcut yasal mevzuatı kullanmaları, blockchain tabanlı bir ticaret modelinin yeni tanıtılması gibi nedenler mevcut zorluklardan bazılarıdır.

Blockchain sisteminin getirdiği belli başlı avantajları ve dezavantajları vardır. Avantajları; düşük işlem maliyetleri, şeffaflık, sadelik, yerel üreticilerin değer kazanması, dezavantajları ise; güven ve bilgilerin güvenliği (kaybolma, değiştirilme ve kötüye kullanma) ve sistemin yeni olmasından kaynaklanan endişelerdir (Url_1, 2020).

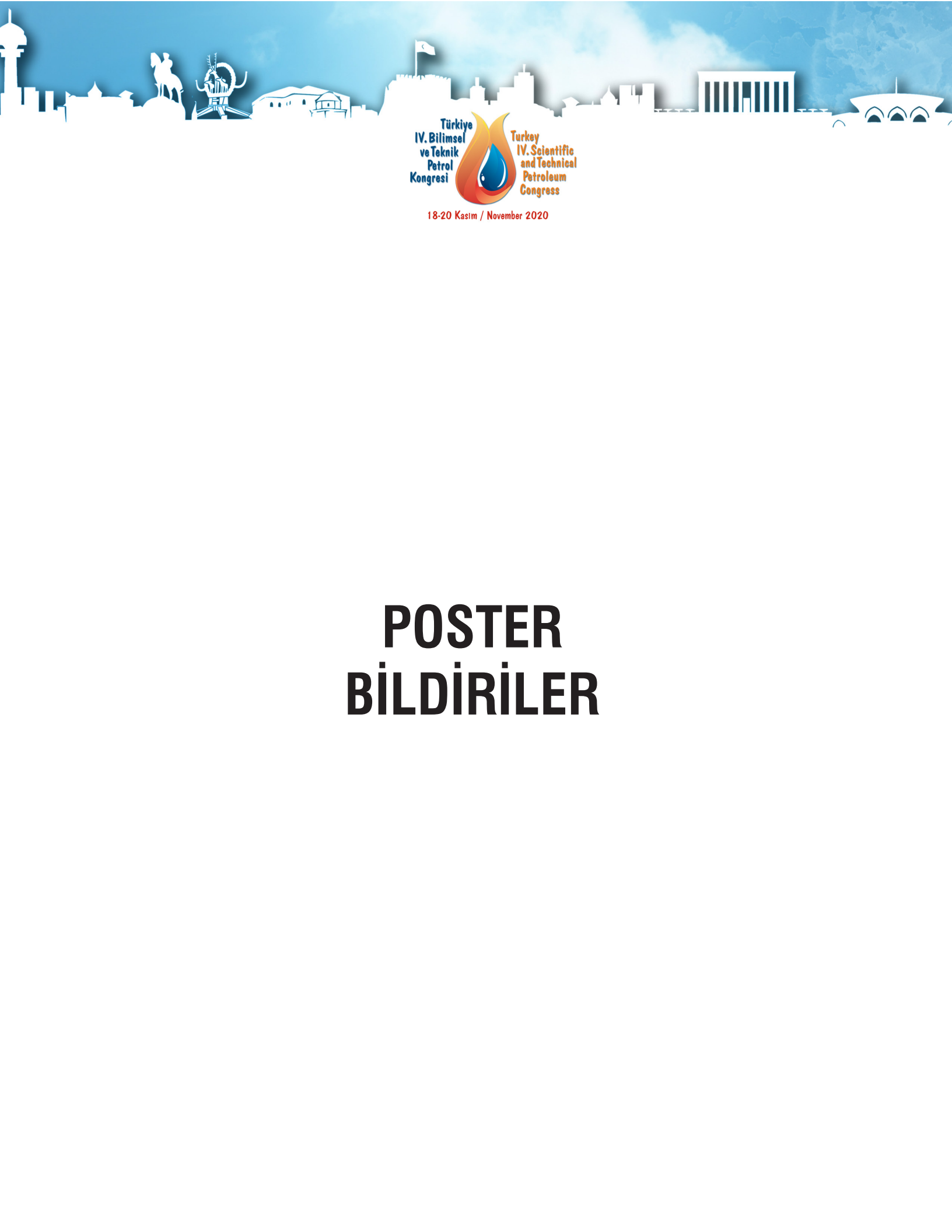
Sonuç olarak, Blockchain teknolojisi, bireysel tüketicilerin ve üreticilerin pazar rolünü güçlendirmektedir. Sadece enerji tüketen değil, aynı zamanda enerji üreten kişilerin aracıya ihtiyaç duymadan enerji alıp satmalarını sağlamaktadır.

Enerji tedarik işlemlerini gerçekleştirmek için kullanılmasının yanı sıra, ölçüm ve faturalama süreçleri için de olanak sağlayabilmektedir. Blockchain teknolojisi, önce bireysel sektörlerden başlayarak, tüm enerji pazarını dönüştürüp alışılmış enerji sektörünü kökten değiştirme potansiyeline sahiptir (Url_1, 2020).

KAYNAKÇA

- Avunduk, H., Aşan, H. (2018). Blok Zinciri (Blockchain) Teknolojisi ve İşletme Uygulamaları: Genel Bir Değerlendirme. *Dokuz Eylül Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, 33(1). ss. 369-384
- Beck, R., Czepluch, J. S., Lollike, N., Malone, S. (2016), "Blockchain the Gateway to Trust-Free Cryptographic Transactions". European Conference on Information Systems 2016, 153.
- Chen, S., (2016), "The blockchain as a software connector". 13th Working IEEE/IFIP conference on software architecture (WICSA), 2016, pp 182–191
- Iansiti, M., Lakhani, K., (2017), "The Truth About Blockchain", Harvard Business Reveiw, Vol. 95, No. 1, pp. 118-127.
- Jakop. R, Fabian. S, (2018). Blockchain: Disrupting The Renewable Energy Landscape. Sustainable Investments, University of Basel
- Lemieux, V. L. (2016), "Trusting records: is Blockchain technology the answer?", Records Management Journal, 26(2), 110-139.
- Nakamoto, S. (2008), Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System. <https://bitcoin.org/bitcoin.pdf>.
- Pilkington, M. (2016). "Blockchain technology: principles and applications". Research handbook on digital transformations, 225.
- Tian, F., (2016), "An agri-food supply chain traceability system for China based on RFID & blockchain technology". Service Systems and Service Management (ICSSSM), 13th International Conference on. IEEE, 2016.
- Usta, A., Doğanterkin, S., (2017), "Blockchain 101". Kapital Medya Hizmetleri A.Ş., ISBN: 978-605-4584-97-0, İstanbul
- Xu, X., Pautasso, C., Zhu, L., Gramoli, V., Ponomarev, A., Tran, AB., Chen, S., (2016), "The blockchain as a software connector". 13th Working IEEE/IFIP conference on software architecture (WICSA), 2016, pp 182–191

- Yli-Huumo, J., Ko, D., Choi, S., Park, S., Smolander, K., (2016), “Where Is Current Research on Blockchain Technology?” A Systematic Review. PloS one,11(10).
- Lakhanpal, Vikrant (2018). ‘Implementing Blockchain Technology in Oil and Gas Industry: A Review.
- Wu,J., Khoi Tran,N. (2018). ‘Application of Blockchain Technology in Sustainable Energy Systems’
- Peter V., Paredes J., Rivial M.,Sepulveda E., Astorga D. (2019) ‘Blockchain Meets Energy’: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/Blockchain_meets_Energy_-_ENG.pdf
- Url_1, 2020. <https://www.pwc.com/gx/en/industries/assets/pwc-blockchain-opportunity-for-energy-producers-and-consumers.pdf>
- Url_2, 2020. <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/energy-grid-management/blockchain-in-energy-market-to-reach-3-billion-by-2025/>



18-20 Kasım / November 2020

POSTER BİLDİRİLER

Arama

Utilizing Surface Data to Support Geochemical and Petrophysical Logs in a Complex Stacked Reservoir

Anıl Aykaş, Kemal Çağrı Hekimoğlu, Alessandro Pozzi, Antonio Bonetti

Geolog International

Formation evaluation challenges in highly fractured, stacked reservoirs with multiple source rocks and structural complexities which are known to have multiple charging histories are common in the Middle East Region. Identifying the location and type of reservoir fluid, predicting the contribution of these fluids to production, evaluating connectivity and compartmentalization within the reservoir and finding additional pay are some of the key aspects that could aid in a comprehensive evaluation.

Geochemical measurements from advanced mud gas chromatography and drill cuttings can provide significant inputs for reservoir characterization. The techniques that are utilized in this study are advanced mud gas logging using advanced mud gas extraction technology, thermal extraction gas chromatography in the drill cuttings, elemental spectroscopy from x-ray fluorescence and bulk mineralogy from x-ray diffraction. Furthermore, geochemical analysis of oil samples collected from DST performed in six offset wells are utilized to correlate to the thermal extraction gas chromatography to study field wide heterogeneities in the reservoir.

The primary objective of this study is to provide inputs to support well completion decisions through understanding reservoir quality, reservoir fluid communication and compartmentalization specific to the basin. The petrophysical reservoir properties such as porosity, permeability, estimating hydrocarbons in-place, mobility of the oils, fracture density and intensity, geomechanical properties (brittle or ductile rock) and production allocation will be tied in to the geochemical analyses from mud gas and drill cuttings. Best practices for evaluating hydrocarbons from drill cuttings, quality control of advanced mud gas logging data and integrated interpretation and workflow followed will also be discussed. The concepts, tools and methods that have been demonstrated for evaluating crude oils, natural gases and petrophysical characteristics of the rocks are applicable to resolving many uncertainties and challenges in predicting production and field appraisal and development besides contributing to planning for future exploration in similar reservoirs.

Keywords: Formation Evaluation, Fractured Reservoir, Reservoir Fluid, Reservoir Connectivity, Source Rock

Katalitik Depolimerizasyon Teknolojisi POLYCRACK

Canan Evren

Ekoces

Bugün yapın, yarına hiçbir şey bırakmayın!

Hidrojen ve karbon içeren kontamine ve birbirine karışan atıkların, ayrışma veya kurutmaya gerek kalmadan, aynı gün içerisinde hidrokarbon sıvı yakıtlar, hidrokarbon gazı, karbon ve su haline dönüştürülmesi için dünyanın ilk patentli heterojen katalitik işlemidir. Atıkları özündeki hammaddesine dönüştürür.

Tesiste işlenebilir atıklardan bazıları:

- *Petrol rafinerileri ağır yağ atıkları
- *Belediyelerin Katı atıkları
- *Yağlı (zeytin, keten tohumu vbg. küspeleri, yosun)
- * Yağsız (pirinç kavuzu, sap, saman vbg.) tarım atıkları
- *Plastik atıkları (parçalanmış elektronik atığı olarak da)

Atık üretimine göre yükseltilebilen modüler sistem.

Merkezi olmayan en etkili atık yönetimi. Ünitenin tamamı kapalı olduğundan toz veya duman kirliliği oluşturmaz. Otomatik sistem minimum insan gücü gerektirir. Ekonomik işletme maliyeti " ARAZİDE SIFIR ATIK " elde edilmesine yardımcı olur.

Polycrack - Akıllı Şehirler için akıllı çözüm!

Teknolojinin en cazip yanı da bu her tür atığın aynı kurulu tesiste değişik zamanlarda veya aynı anda karıştırarak birlikte işlenebilir olmasıdır.

Anahtar Kelimeler: çevre, petrol, polycrack

Su ve Toprakta Biocomplex Etkisi

Canan Evren

Ekoces

Su veya Toprakta Yağ/Hidrokarbon Kirliliğine en doğal çözüm.

Slovenya’da mikrobiyolog Dr. Goran Dordic’in derin ve soğuk su yosunları üzerinde uzun yıllar süren araştırmaları sonucunda, özel yöntemlerle içindeki enzimlere zarar vermeden sıvılaştırmayı başardığı BioComplex yosun özütü, toprak ve su temizliğinde en doğal temizliği garanti etmekte ve sağlamaktadır.

Tamamen doğal bir ürün olan BİOCOMPLEX tanıtılırken daima zorluklarla karşılaşılır ve klasik yöntemlerle ekstraksiyonu yapılmış diğer yosun preparatları ile karıştırılır. Çünkü Biocomplex, alışıktır olunmayan bir yapıda derin soğuk deniz yosunlarının tüm yararlı bileşenlerine zarar verilmeden farklı, özel bir Ekstraksiyon teknolojisi ile bir arada izole edilmiş özütüdür. Başta oligosakarinler ve organik asitler (poliüronik asit) olmak üzere geniş yelpazede iz elementler ve mikro besleyiciler, yüksek besin değerini canlı organizmalar için optimum dengede tutar ve böylece doğal yollarla oluşmuş karmaşık enzimler ve periyodik bileşenler ortamın mikrobiyolojisini süratle iyileştirir.

EKOGEA’ nın prebiyotik yosun özütünün içindeki oligosakarinler ve poliüronik asit sayesinde faydalı bakteriler beslenerek yağ ve petrol türevleri hidrokarbonlar, ağır metal, sülfür, amonyum, merkaptan vbg. bileşikler iyon değişimine uğratılarak izole edilir ve bakteriler tarafından metabolize edilir. Hidrokarbonlar H₂O ve CO₂ ye dönüştürülür. Bu uygulama kara deniz veya hava taşıtlarından spreyleme şeklinde basitçe uygulanabilir. Ayrıca kuş ve diğer hayvanların temizlenmesi için uygulama da tamamen emniyetlidir.

Anahtar Kelimeler: çevre, biokompleks, yosun

Yürürlükten Kalkmış Astm Standartından Bitümlü Şeyl Çalışmaları İçin Yerli İmalat Bir Cihaz Nasıl Ortaya Çıktı?

Hasan Kaya

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, Ar-Ge Merkezi Daire Başkanlığı, Ankara

Üretimde, hizmette ve anlayışta, ölçme ve deneyde bir örnek sağlama olarak tanımlanabilen standart, laboratuvarlarda yürütülen çalışmaların ve bu çalışmaların dayandırıldığı cihazların güvenilirliği için bir ölçüttür. Bir deneysel çalışmada kullanılan metot ve cihaz, ancak belli bir standarta (ASTM, ISO, API, vb.,) dayandırılarak, iz sürümü mümkün, tekrar üretilebilir, sağlıklı veriler sunabilir. Koşulların bu kadar net ve erişilebilir olmadığı durumlarda ise cihazın ve metodun sıfırdan oluşturulması gerekebilir.

Bu çalışma, resmi üreticisi olmayan bir cihazla, yürürlükten kalkmış bir standarta dayalı olarak sağlıklı veriler üretilmesinin zorunlu olduğu bir durumda, izlenilen stratejiyi, yerli imkanlarla ortaya çıkarılan ve petrol sektörüne hizmet eden prototip bir laboratuvar cihazının arkasında yatan hikayeyi anlatmaktadır. Bitümlü Şeyl projelerine yıllardır hizmet eden MFA (Modified Fischer Assay) cihazı, 1996 yılında yürürlükten kaldırılan ASTM D3904 standartının metinleri yorumlanarak, yerli teknolojinin geldiği imkanlar ölçüsünde, fiziksel olarak böyle koşullarda hayata getirilmiştir.

Bitümlü Şeyl seviyelerinin üreteceği petrolün sadece data olarak belirlenmediği, petrol, gaz ve suyun fiziksel olarak elde edilerek devam analizlerine taşınabildiği, tesis kurulumu öncesi işletmeye yönelik optimizasyonların (ideal mesh size, ısıtma profili, vb.,) belirlenmesini de sağlayabilen cihaz, binlerce analizi sorunsuz tamamlamış ve uluslararası karşılaştırma testlerinden %99 üzerinde korelasyon değerleriyle geçmiştir.

Cihazın standartta belirtilen temel düzeneklerine ilave olarak;

- Yazılım destekli elektronik kontrol,
- 6 adet birbirinden bağımsız çalışabilir ısıtma hücresi (fırın), kapasitesi ortam sıcaklığından 700 °C' ye kadar istenilen ısıtma profilinde programlanabilir,
- Test başlamadan önce helyum gazı ile hücrelerin ve hatların atmosferik gazlardan arındırılması için süpürme işlemi ve devamında sızdırmazlık testlerinin yazılım kontrolünde yapılması
- Retort kaplarının yüksek sıcaklıklarda sorun olacağı bilinen Alüminyum yerine paslanmaz çelik malzemeden üretilmesi
- Retort kabı imbiklerinin muhtemel tıkanmalardan korunması için fırın ısıtma sistemine entegre ısıtıcı elemanlarla kaplanması
- Anlık test sıcaklığının retort kabının cidarı yerine, hücrenin merkezinden hassas termokupllarla ölçülmesi
- Anlık tüm sıcaklık (fırınlr, soğutma havuzu ve soğutma kulesi giriş-çıkış) ve basınç değerlerinin dijital ekranlardan görülebilmesi ve ayrıca yazılım tarafından kaydedilmesi
- Retortlama sonunda oluşan ve yoğunlaşmayan gazların özel gaz toplama torbalarına alınarak analiz edilebilmesi
- Kaçak durumunda sızabilecek zehirli CO ve H₂S gazları için hassas dedektörlerin çeker ocak

içine yerleştirilmesi ve alarm sistemini alıştırması
gibi özellikler eklenmiş ve cihaz ex-proof olarak üretilmiştir.

Sıradışı rezervuarların değerlendirilmesi noktasında, hem veri hem de fiziksel çıktılar
retebilen cihaz, bu alanda yerli imkanlar ile üretilen başarılı bir prototip örneğidir.

Anahtar Kelimeler: Bitümlü şeyl, Fischer Assay, ASTM D3904, Yerli İmalat

Oil Potential in Turkey and Possible Production Enhancement by Improved Electrical Heating

Uğur Paköz¹, Serhat Akın²

¹Turkish Petroleum Corporation, Research and Development Center

²Middle East Technical University, Petroleum and Natural Gas Engineering Department.

This paper aims at compiling a comprehensive review of oil production mechanisms and oil potential in conventional and unconventional reservoirs in Turkey and summarizing 50 years of extensive EOR studies. As the current conditions and drawbacks in heavy oil fields in Turkey makes conventional thermal methods futile, an alternative thermal solution for increasing recovery from low recovery and tight heavy oil fields is proposed. Improved electrical heating by Electrofrac design has the potential to tackle most of the problems encountered in thermal applications, related to cost, technical and application issues. This method is a more sophisticated electrical resistive heating, in which formation water is no longer required for electrical continuity. Thus, higher temperatures could be attained with no “boiling the formation brine” concerns. In addition to already proposed calcined petroleum coke as a semi-conductor, different boron compositions produced in Turkey could be used as semiconductor proppant and/or a catalyst for heating viscous oil. The process could further be improved by non-thermal catalytic reactions for viscosity reduction by the use of nano particles, including nano boron. This paper, thus, can serve as a comprehensive summary of oil potential and production history in Turkey and a proposal of an improved thermal oil recovery method that can be applied worldwide.

Keywords: thermal EOR, improved electrical heating, heavy oil recovery, boron, nano metals

Sondaj ve Kuyu tamamlama

Case Study: Güneydoğu Anadolu’da Workover Kulesi ile İlk Başarılı NOV Latch Tip HPHT Tie-back Dizisi İndirilmesi

Eren Emre Geçer

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO)

Tie-back operasyonu bilindiği gibi kuyuya indirilen Liner’in yüzeye kadar uzatılmasına verilen addır. Bir başka ifade ile anlatmak gerekirse Tie-back operasyonu yeni bir casing dizisinin kuyuya inilip sondaj ekibi tarafından önceden inilmiş ve çimentolanmış olan Liner Hanger’ın yakalanması ve casing dizisinin yüzeyde Tubing Hanger Spool’a oturtulmasıdır. Üretim casingi maliyeti düşürmek için genellikle L80-N80 26 ppf gibi basınç bakımından düşük kapasiteye sahip malzemelerden seçilir. Bu noktada, istenilen yüksek kapasiteli malzeme için Tie-back dizisi önemli bir rol oynamaktadır. Tie-back indirmek, yeni bir kuyu kazmadan kuyuya yüksek basınç ve sıcaklık şartlarında çalışabilecek malzeme inmeye yardımcı olmaktadır. Böylelikle kuyu bütünlüğünün artırılmasında faydalı olmaktadır. Bu durum özellikle ülkemizde son dönemde önem kazanan ve +11000 psi gibi yüksek basınç gerektiren Hidrolik çatlatma kuyularına hazırlık için büyük önem arz etmektedir. Bu makale Türkiye’de ilk kez work-over kulesi ile Diyarbakır’da bulunan Batı Bostanpınar-1R kuyusuna indirilen ve başarılı sonuç alınmış olan NOV Latch HPHT Tip Tie-back operasyonunu sunmaktadır. Tie-back dizisinin amacı kuyuyu Dadaş Killeri ve Bedinan Kumtaşları üzerinden yapılacak olan Hidrolik Çatlatma operasyonuna hazırlamaktır. Tüm operasyonlar belirtildiği gibi work-over kulesi ile icra edilmiştir.

Batı Bostanpınar-1 kuyusu 2014 yılında kazılmış olup, 9 5/8’’ casing ile bitirilmiştir. Kuyu Sayındere ve Derdere karbonatları içinde sonlandırılmış ve kuyu testlerindeki yüksek su sebebiyle üretime alınamamıştır. 2019 yılında kuyunun yeniden değerlendirilmesine karar verilmesi ile re-entry yapılmış, 7’’ 26-29 ppf P-110 LTC casingler 3095 m’ye inilmiştir. Ardından Dadaş ve Bedinan formasyonları içinde ilerlenerek 4 1/2’’ 15.1 ppf P-110 VamTOP Liner, 3254 m’ye indirilerek kuyu tamamlanmıştır. Liner sistemi NOV 15000 PSI yüksek basınç ve yüksek sıcaklık PBR ve hanger sistemi içermektedir. Bu örnek çalışma bu kuyu için Tie-back indirme sebeplerini, Tie-back ekipmanları seçilirken göze alınan kriterleri, operasyon prosedürünü, Tie-back dizisinin pozitif basınç test sonuçlarını ve gelecekteki uygulamalar için optimizasyonlarını içermektedir.

Anahtar Kelimeler: Hidrolik Çatlamaya hazırlık, NOV Latch Type HPHT Seal Stem, Tie-back, Tie-back optimizasyonu

Water-Oil-Ratio Diagnosis Approach In Fractured Carbonates

Serhat Canbolat

Petroleum and Natural Gas Engineering Department, Near East University, Lefkosa, KKTC

The economic life of a well decreases with high water production, by costs of moving, treating, separating and disposing. Furthermore, environmental apprehensions about this water, coning due to bottom water drive. The large amounts of produced water from high permeability layers increase corrosion rates and scaling formation in tubulars are among the main problems caused by.

This work proposes an approach for the evaluation and prediction of water influx performance for identifying the dominant reservoir performance system. This is achieved by taking advantage of graphs of the logarithm of the water-oil ratio (WOR) versus total or ultimate production (N_p), analyzing two different carbonate producing fields. WOR behavior of a production well occurs in three phases; early time, middle time and late time. If there is a conductive fracture or a high permeability thief zone that brings water faster to the well and feeds a large volume of water to the well, a late time trend (channeling trend) is to be observed without going through the first two periods (early time, middle time). Besides some wells may experience the middle time and late time without having the early time, producing from multilayers and experience a fast water breakthrough from the lower layer. Thus, the middle time period depends on the magnitude of the drawdown from the well, the heterogeneity of the producing layers and presence of high permeability streaks or fractures.

The application of this function was realized using these presumed behaviors: where a , the point where conventional log (WOR) versus N_p plot meet, fraction and b , slope of conventional log (WOR) versus N_p plot.

Due to the higher and positive a value (intercept) in the equations determined in log WOR vs. N_p graph, S-19, S-20, SD-17 and SD-22 wells showed strong potential for being the candidates for WSO operation.

Keywords: Channeling Trend, Conductive Fracture, Polymer Gel Injection, WOR Performance Analysis, Water Shut-off

Assessment of the effects of carbon dioxide injection on the reservoir formation, caprock and wellbore integrity

Abdirizak Ali Omar, Çağlar Sınayuç

Dept. of Petroleum & Nat. Gas Eng., Middle East Technical University, Ankara, Turkey

Climate change is currently one of the most serious issues affecting the planet earth and its population. The continuously increasing concentration of carbon dioxide (CO₂) in the atmosphere is a major culprit. In efforts to mitigate climate change, Carbon Capture and Storage (CCS) projects have been initiated whereby CO₂ is captured and injected into deep geological formations. However, a major point of concern is the safety and risk involved in the geological sequestration of CO₂. To reduce this risk, it is important to characterize the formations and understand the effects of CO₂ injection on them.

This study aims to understand the effects of CO₂ injection on the reservoir, caprock and wellbore cement integrity. TOUGHREACT is used for numerical simulation of CO₂ injection into a hydrocarbon and a geothermal reservoir. The effect of CO₂ on wellbore cement is also modeled. Results showed that in the carbonate hydrocarbon reservoir, the injected CO₂ was mainly stored by seal trapping and solubility trapping. There was a reduction in the caprock porosity and permeability indicating an improvement in its seal properties. In the geothermal reservoir, injected CO₂ was mainly stored via solubility trapping and mineral trapping. There was some free CO₂ in cases of high injection rates which was stored by seal trapping. The modeling of the cement plug showed that CO₂ presence caused cement degradation. In the presence of a micro-silica additive, CO₂ penetrated less into the plug and there was relatively less degradation. Under high temperature conditions, the degradation was more prominent. However, it was noted that in general, the cement degradation is a very slow process due to its self-inhibiting nature.

Keywords: CO₂ storage, caprock integrity, cement integrity, TOUGHREACT

Well production optimization by implementing permanent magnet drive heads results in sustained production and reduced operational costs

Gilberto Jose Garcia

MOST Oil Corp

Implementation of Permanent Magnet Drive Heads in light and heavy oil PC Pump applications has demonstrated that this technology provides operators with a lowered maintenance and operational costs. Field trials in Latin America and Canada had shown sustained production levels on test wells, lowered operational costs and demonstrated an increased return on investment.

- Increase energy transfer efficiency to the PC Pump system, and reduce overall incoming power consumption.
- Reduce preventive and corrective maintenance, translates into lower operational costs.
- Improve operational safety, as no rotational parts are exposed.

Keywords: drive heads, optimization, production, PCP, energy savings

First Insertable Progressing Cavity Pump Experience In Turkey

Onur Akin

Netzsch Pumps and Systems, Oil&Gas Upstream, Turkey

Description of Insertable PCP

*The Insertable PCP was developed with the main objective of reducing the installation costs during the substitution of the pumps in the well.

*The Insertable Pumps main feature is their assembly inside the tubing. Thus the pump is not connected to the production line but assembled inside it.

Advantages of Insertable PCP

Minimize the time of intervention

Minimize rig's costs in workover services (up to 60% savings in pump replacement)

Pump substitution without removing the tubing

Pump substitution with flush-by equipment

Does not require removal of downhole sensors and cable

Installation of Insertable PCPs'

Lower the pump into the well until the assembly clamp reaches the wellhead

Hold the pump through the pump rod

Remove the assembly clamp

Install the sucker rods and lower the pump until it reaches the nipple N11 or the locking system (for pumps N12)

Check position of the pump pulling the rod string up and disengaging the pump from the nipple or the locking system (for pumps N12)

Lower the pump again until it reaches the nipple or the locking system (for pumps N12)

Perform the standard PCP spacing

Insertable PCP Experience In Bati Raman Field

First Well: BR-427: Installation date: 29.11.2018. Still producing. Installation Experience.

Second Insert PCP Well: BR-342 Installation date: 30.11.2018.

Third Insert PCP Well: BR-181: Installation date 25.07.2019.

Keywords: Rig Cost, Experience, Insertable PCP

Application of kNN-GRNN algorithm for Liquid Holdup Determination in Two-Phase Flow

Mehmet Sadık Pektaş¹, Murat Çınar²

¹Türkiye Petrolleri

²İstanbul Teknik Üniversitesi

Two-phase flow dynamics arise in many engineering problems. Especially in oil and gas industry during hydrocarbon (oil and gas) production, starting with production string in the wellbore, through pipelines at the surface, two-phase flow is encountered. Two phase flow is defined as two distinct phases flowing simultaneously through the pipe. The dynamics affects the interphase between involved phases thus influences the distribution of both phases along the flowing pipeline. Relative distribution between phases is defined as holdup, generally defined as liquid phase holdup, or more precisely liquid holdup. The estimation of liquid holdup in pipelines is critical. For horizontal, inclined and vertical pipes various models (empirical or mechanistic methods) are proposed to find holdup that is used in friction factor calculations and thus for finding the pressure distribution along the pipeline. In this study, machine learning algorithms were applied for liquid holdup determination. Based on the data provided in the literature, various parameters are considered for liquid holdup determination such as pipe diameter, superficial velocity of gas, superficial velocity of liquid, viscosity of liquid, surface tension, density of liquid, inclination. Mathematical correlations and Neural network algorithms are applied to compare K-nearest neighbours and GRNN combined (kNN-GRNN) algorithm. K-nearest neighbours is used as clustering for GRNN algorithm. Coefficient of determination (R) and average absolute percent relative error (AAPE) are used to compare the performance of all models. The results of the study suggest that the best performance is obtained when the following set of parameters are used for liquid holdup determination: Pipe inside diameter, superficial velocities, density of liquid and inclination. In addition, among the algorithms tested, Hybrid kNN-GRNN algorithm performs the best for holdup determination.

Keywords: kNN-GRNN Algorithm, Liquid Holdup, Machine Learning, Two-phase Flow