SONDAJ TÜRKİYE 2025

VI. Sondaj Kongresi ve Sergisi

DRILLING TÜRKİYE 2025

VI. International Drilling Congress and Exhibition

Bildiriler Kitabı/ *Proceedings Book*

Editörler/ *Editors*

Samed BOZDOĞAN
Dr. Ediz Sadık KANBİR
Dr. Bülent TOKA

"DİJİTAL DÖNÜŞÜM"

DIJITAL TRANSFORMATION

MADEN TETKİK VE ARAMA GENEL MÜDÜRLÜĞÜ

TMMOB
MADEN MÜHENDİSLERİ ODASI

www.sondaj.org.tr

ISBN : 978-605-01-1354-9

Published by
Baskı

TMMOB Maden Mühendisleri Odası
Kültür Mah. Yüksel Cad. No: 40 Çankaya/Ankara

May / Mayıs 2025
Ph/Tel: + 90 312 425 10 80
Fax/Faks: +90 312 417 52 90

www.maden.org.tr
maden@maden.org.tr

SONDAJ TÜRKİYE 2025

DRILLING TÜRKİYE 2025

VI. Sondaj Kongresi ve Sergisi
VI. International Drilling Congress and Exhibition

Editörler
Editors

Samed BOZDOĞAN
Dr. Ediz Sadık KANBİR
Dr. Bülent TOKA

TMMOB Maden Mühendisleri Odası
UCTEA Chamber of Mining Engineers

Executive Committee of the Congress

Kongre Yürütme Kurulu

Chairman/*Başkan*	İlker ERTEM
II. Chairmans/*İkinci Başkanlar*	Bülent ÇAĞLAR
	Dr. Ediz Sadık KANBİR
	Muharrem TORALIOĞLU
Secretary/*Yazman*	M. Çağrı ASİLER
Treasurer/*Sayman*	Mehmet ZAMAN
Members/*Üyeler*	Erşat AKYAZILI
	Deniz ASLAN
	Nadir AVŞAROĞLU
	Samed BOZDOĞAN
	Recai CAN
	Taylan Deniz DEMİR
	Saffet DURAK
	Dr. Güneş ERTUNÇ
	Gülcan KOÇ
	Gökhan NASUH
	Dilan OLAĞAN TUNA
	Dr. Bülent TOKA
	Salih Gürel ÜNSAL
	Mesut YILDIZALP

Board Members of UCTEA Chamber of Mining Engineers

Maden Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu

President/*Başkan*	Ayhan YÜKSEL
Vice President/*II. Başkan*	Bülent TOKA
Secretary/*Yazman*	Veyis SIR
Treasurer/*Sayman*	Mehmet ZAMAN
Members/*Üyeler*	Pelin KERTMEN ÖZER
	Alper ENTOK
	Fatih TÜTÜNCÜ

HAKEM LİSTESİ / *ADVISORY COMMITTEE*

Ali Akar	MTA Genel Müdürlüğü
Tolga Akgöl	MTA Genel Müdürlüğü
Mustafa Akıllı	MTA Genel Müdürlüğü
Dr. Raşit Altındağ	Süleyman Demirel Üniversitesi
Ahmet Ay	GEOS
Emre Babür	Devlet Su işleri - Emekli
Davut Erdem Bircan	OTC
Dr. Çagatay Dikmen	OYAK
Saffet Durak	EPDK - Emekli
Kemal Çakmak	MTA Genel Müdürlüğü -Emekli
Dr. Ramazan Çomaklı	Ömer Halis Demir Üniversitesi
Dr. Mehmet Emin Candansayar	Ankara Üniversitesi
Mehmet Çelik	TPAO - Emekli
Tayfun Doğan	MTA Genel Müdürlüğü
Dr. Hasan Ergin	İstanbul Teknik Üniversitesi
Osman Kaan Güneş	MTA Genel Müdürlüğü
Özge Yaman Harman	DSİ
Dr. Ediz Sadık Kanbir	Ahi Evran Üniversitesi
Dr. Doğan Karakuş	Dokuz Eylül Üniversitesi
Alırıza Kılıç	MTA Genel Müdürlüğü
Dr. Ergun Kuru	University of Alberta
Mehmet Küsek	MTA Genel Müdürlüğü
Dr. Reha Özel	TPAO - Emekli
Hayati Özkaya	MTA Genel Müdürlüğü
Kemal Öztürk	DSİ
Cemil Seçkin	MTA Genel Müdürlüğü - Emekli
Bülent Tosun	MTA Genel Müdürlüğü
Serdar Tosuner	MTA Genel Müdürlüğü

Önsöz

Sondaj teknolojilerinin gelişimi, madencilik başta olmak üzere enerji, jeoteknik hizmetler, su kaynakları ve inşaat sektörleri için stratejik önem taşımaktadır. Sektörün dinamik yapısı, değişen ihtiyaçlar ve dijital dönüşüm ile birlikte daha da karmaşık hale gelirken, yenilikçi çözümlere olan ihtiyaç gün geçtikçe artmaktadır. Bu bağlamda, **TMMOB Maden Mühendisleri Odası** tarafından düzenlenen **VI. Uluslararası Sondaj Kongresi ve Sergisi (Sondaj Türkiye 2025)**, 8-9 Mayıs 2025 tarihlerinde **Ankara Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü** ev sahipliğinde gerçekleştirilmiştir.

Bu yılki kongremizin ana teması, **"Dijital Dönüşüm"** olarak belirlenmiş; sektörün tüm paydaşlarını, dijital teknolojilerin sondaj operasyonları üzerindeki etkilerini tartışmak üzere bir araya getirmiştir. Gerçek zamanlı veri yönetimi, otomasyon, yapay zeka kullanımı, sanal gerçeklik uygulamaları ve diğer dijital teknolojiler sondaj endüstrisinde devrim yaratma potansiyeline sahiptir. Kongremiz, bu dönüşümün sunduğu fırsatları, karşılaşılan zorlukları ve geleceğe dair yönelimleri çok yönlü bir şekilde ele almıştır.

İki gün süren bu interaktif etkinlikte; mühendisler, akademisyenler, uygulayıcılar, araştırmacılar ve sektör temsilcileri bir araya gelerek, bilgi ve deneyimlerini paylaşma, işbirlikleri geliştirme ve yeni fikirler üretme fırsatı bulmuştur. Teknik sunumlar ve bildiriler, sondaj teknolojilerindeki güncel gelişmeleri ve sektöre yön veren yaklaşımları kapsamlı biçimde ortaya koymuştur. Ayrıca, sergi alanında yer alan firmalar, geliştirdikleri yenilikçi ürün ve teknolojileri katılımcılarla paylaşarak Kongrenin zenginleşmesine katkı sağlamıştır.

Bu Bildiriler Kitabı, Kongre süresince sunulan bilimsel çalışmaların, teknik raporların ve uygulamalı yaklaşımların bir araya getirilmesiyle oluşturulmuştur. Sondaj alanında çalışan tüm mühendis, uzman ve araştırmacılar için önemli bir kaynak niteliği taşıyacağını umut ediyoruz.

Kongremize katkı sunan tüm bildiri yazarlarına, sunumlarıyla bilgilerini paylaşan konuşmacılara, sponsor olan ve/veya sergide yer alan firmalara, Kongre Yürütme Kuruluna ve katılımlarıyla etkinliğimizi onurlandıran tüm sektör paydaşlarına içten teşekkür ederiz.

İlker ERTEM
Kongre Başkanı

Ayhan YÜKSEL
Yönetim Kurulu Başkanı

Foreword

The advancement of drilling technologies holds strategic importance for a wide range of sectors including mining, energy, geotechnics, water resources, and construction. As the industry's dynamic structure becomes increasingly complex due to evolving needs and digital transformation, the demand for innovative solutions continues to grow. In this context, the **6th International Drilling Congress and Exhibition (Drilling Türkiye 2025)**, organized by the **Chamber of Mining Engineers of TMMOB**, was held on **May 8–9, 2025**, at the **General Directorate of Mineral Research and Exploration (MTA)** in **Ankara**.

The main theme of this year's congress was **"Digital Transformation"**, bringing together all stakeholders of the sector to discuss the impact of digital technologies on drilling operations. Real-time data management, automation, artificial intelligence, virtual reality, and other digital technologies have the potential to revolutionize the drilling industry. Our congress has comprehensively addressed the opportunities, challenges, and future directions brought by this transformation.

During the two-day interactive event, engineers, academics, practitioners, researchers, and industry representatives came together to share their knowledge and experiences, develop collaborations, and generate new ideas. The technical presentations and papers provided in-depth insights into recent developments and forward-looking approaches in drilling technologies. In addition, companies participating in the exhibition area contributed to the richness of the event by showcasing their innovative products and technologies.

This proceedings book has been compiled from the scientific studies, technical reports, and applied approaches presented during the congress. We hope it will serve as a valuable resource for all engineers, experts, and researchers working in the field of drilling.

We sincerely thank all paper authors, speakers who shared their expertise, sponsor companies, the organizing committee, and all industry stakeholders who honored our event with their participation.

İlker ERTEM
Congress Chairman

Ayhan YÜKSEL
Chairman of the Board

İÇİNDEKİLER / *CONTENTS*

Sondaj Otomasyonu: Sondajda Gelişmiş Dijital Teknolojilerle Dönüşüm
Drilling Automation: Transforming Drilling with Advanced Digital Technologies **10**
E. M. Özbayoğlu

Tepme Toleransı: Kuyu Tasarımı ve Kuyu Kontrolü için Bir Araç
Kick Tolerance: A Tool for Well Design & Well Control **22**
H. Rabia

Kil-Kumtaşı Formasyonunda Döner Konili (TCI) ve Sabit Kesicili (PDC) Matkapların Performansının Karşılaştırılması
Comparison of Performance of Roller Cone and Drag (PDC) Bits in Clay and Sandstone Formation **36**
M. Küsek, B. Toka, D. E. Bircan

Üç Konili Matkaplarda Nozul Seçimi, GLİ Örneği
Nozzle Selection in Tri-Cone Bits, GLİ Example **43**
Ö. A. Ergün, S. Ü. Gün, C. Kündem

Döner masalı Sondaj Sıcaklığında Kaya Özelliklerinin İncelenmesi: Bir Laboratuvar Çalışması
Investigations of Rock Properties on Rotary Drilling Temperature: A Laboratory Study **52**
S. V. Kumar, M. Aruna, S. A. Thimmaiah

Isı Eşanjörleri Geliştirmek için Yeni Jeotermal Sondaj: Deepu Projesi
Novel Geothermal Drilling for Developing Heat Exchangers: The Deepu Project **65**
G. Montegrossi, L. Pockéle, A. Manzella, A. Galgaro, R. Pasquali, A. Romanowski, O. Steinmeier, M. Chorowski

Devre Dışı Bırakılmış Petrol ve Gaz Kuyularından Jeotermal Enerji Çözümü
Geothermal Energy Solution From Decommissioned Oil and Gas Wells **74**
F. Meloni, O. Vaselli, G.Montegrossi

Akışkan Dinamiği Modellemesi Kullanılarak Yatay Bir Kuyuda Kesme Taşımacılığını Etkileyen Parametrelerin Araştırılması
Investigating Parameters Affecting the Cutting Transport in a Horizontal Well Using Fluid Dynamic Modeling **79**
L.F.H. Al-Hadeethi, E. Moosavi

Çökme ve Patlama Olaylarında Aşınma Geometrisinin Muhafaza Direncine Etkisinin Sayısal Simülasyon Kullanılarak Araştırılması
Investigation the Effect of Erosion Geometry On Casing Resistance in Collapse and Bursting Phenomena Using Numerical Simulation **86**
E.F. Salih, E. Moosavi

Gelecekteki Kuyu Kontrol Eğitimine Uyum
Adaptation to Future Well Control Training **93**
T. Eren

Genişleyebilen Metal Packerlar ve Sondajda Kullanım Alanları
Expandable Metal Packers and Their Usage Areas in Drilling **109**
T. Akgöl, O. K. Güneş

Sondajda Derin Öğrenme Uygulamaları
Applications of Deep Learning Methods **117**
T. Akgöl

Sondaj Veri Tabanında Dijital Dönüşüm
Digital Transformation in Drilling Database **125**
A.Karataş

Sondaj Yüzey Ayak İzinin Küçültülmesi
Reducing The Drilling Surface Footprint **132**
F. Pınarcık

Modern Sondaj Yönetimi ve Stratejik Sondaj Problem Örnekleri
Modern Drilling Management and Strategic Drilling Problem Examples **139**
F. Pınarcık

Çevre Mevzuatına Göre Atık Sondaj Çamuru Bertarafı ve Jeotekstil Tüp ile Susuzlandırılması
Disposal of Waste Drilling Mud and Dewatering with Geotextile Tubes According to Environmental Legislation **145**
N. Karapınar, M. Akıllı, M. Çiloğulları, E. Şimşek, C. Yurteri

MTA'nın 2010 Sonrası Jeotermal Sondajlarına Genel Bir Bakış
An Overview of MTA's Geothermal Drilling After 2010 **157**
O. K. Güneş, T. Akgöl

Kağıt Ortamından Dijitalleşmeye:
Mobil Ve Web Tabanlı Çözümler ile Sondaj Loglarının Yönetimi ve Validasyonu
Mobil and Web-Based Solutions for Drilling Log Management and Validatıon: Transition from Paper to Digitalization **163**
Y. Töre, M. Sert

Basınçlı ve Basınçsız Su Deneylerinin Yapılması ve Bilgisayar Programlarıyla Değerlendirilmesi
Performing Pressurized and Non-Pressurized Water Experiments And Evaluating Them with Computer Programs **171**
G. Uçar, C. Yıldırım, H. Meydan, A. Koçbay

Sondaj Kuyularında Presiyometre, Dilatometre, Kaya Presiyometresi ve İnklinometre Deneylerinin Uygulamaları ve Jeoteknik Önemi
Applications and Geotechnical Importance of Pressuremeter, Dilatometer, Borehole Dilatometer, and Inclinometer Tests in Boreholes **185**
K. Gölbaşı, C. Yıldız, A. Koçbay

Zonguldak Armutçuk 2023-1 Nolu Kömür Arama Sondajında Kuyu Saptırma Uygulaması
Well Deviation Application in Zonguldak Armutçuk Coal Exploration Drilling No. 2023-1 **192**
A.Pamuk, N. Şahin Elibol, E.Hancı, G. Sarıkaya

Elmaslı Sondajlarda Tahlisiye ve Uygulamaları
Fishing and Applications in Core Drilling **203**
M. K. Çakmak

Sondajlarda Uygulanan Jeofizik Kuyu Logu Ölçümleri
Geophysical Well Logging Applied in Drilling **215**
U. Zaman

Jeofizik Araştırmalarla Maden Sondaj Başarısını Artırmak
Enhancing Mining Drilling Success Through Geophysical Investigations **227**
M. E. Candansayar

Maden Arama Sondajlarinda Mevzuat Yeterli Midir?
Is the Legislation Sufficient for Mineral Exploration? **232**
B. Toka

Sondaj ve Çevre
Drilling and Environment **241**
Ö. Günay

Yeraltı Bakır Madeni "Borska Reka"da VCR Kazı Yönteminin Uygulanması
Application of The VCR Excavation Method in the Underground Copper Mine "Borska Reka" **251**
S. Bajić, B. Gluščević, D. Bajić, R. Gaćina

SONDAJ OTOMASYONU: SONDAJDA GELİŞMİŞ DİJİTAL TEKNOLOJİLERLE DÖNÜŞÜM

DRILLING AUTOMATION: TRANSFORMING DRILLING THROUGH ADVANCED DIGITAL TECHNOLOGIES

Evren ÖZBAYOĞLU[1, *]

[1]*The University of Tulsa, Petroleum Engineering Department, Oklahoma, ABD*
*(*Corresponding author: evren-ozbayoglu@utulsa.edu)*

ABSTRACT

The evolution of oilwell drilling has progressed from conventional manual operations to fully automated systems that leverage cutting-edge technologies such as expert systems, digital twins, and machine learning-enhanced tools. This presentation explores the transformative journey of drilling automation, focusing on the integration of continuous data gathering, real-time processing, and decision-making mechanisms. Key areas of automation include drilling fluid handling and hydraulics, with a detailed examination of fluid physical and chemical properties, as well as the optimization of critical drilling operational parameters. Strategies to mitigate common drilling challenges – such as stuck pipe, kicks, lost circulation, and weight-on-bit control – are discussed. Furthermore, the presentation highlights the role of automation in optimizing tripping operations, maximizing the rate of penetration, and minimizing costs. By addressing these advancements, the presentation underscores how automation is reshaping the oil and gas industry, paving the way for safer, more efficient, and cost-effective drilling practices.

Keywords: Artificial intellgence, digital twin, automation, machine learning

ÖZET

Sondaj, geleneksel kulelerden, uzman sistemler, dijital ikizler ve makine öğrenmesi destekli araçlar gibi ileri teknolojilerden yararlanan tam otomatik sistemlere doğru büyük bir evrim geçirmiştir. Bu sunum, sondaj otomasyonunun dönüşüm sürecini ele alarak, sürekli veri toplama, gerçek zamanlı işleme ve karar alma mekanizmalarının entegrasyonuna odaklanmaktadır. Otomasyonun temel alanları arasında, sondaj sıvısı yönetimi ve hidrolik, sıvıların fiziksel ve kimyasal özelliklerinin detaylı bir incelemesi ile kritik sondaj operasyonel parametrelerinin optimize edilmesi yer almaktadır. Dizi sıkışması, kuyu canlanması, sirkülasyon kaybı ve matkaba uygulanan ağırlık kontrolü gibi yaygın sondaj sorunlarının azaltılmasına yönelik stratejiler tartışılacaktır. Ayrıca sunumda, otomasyonun manevra işlemlerinin optimize edilmesindeki, delme hızının azami seviyelere ulaşmasındaki ve maliyetlerin asgari seviyeler indirilmesindeki rolü vurgulanmaktadır. Bu gelişmeler ele alınarak, otomasyonun sondaj sektörünü nasıl yeniden şekillendirdiği, daha güvenli, verimli ve maliyet etkin sondaj uygulamalarının yolunu nasıl açtığı anlatılmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Yapay zeka, dijital ikiz, otomasyon, makine öğrenimi

INTRODUCTION

The increased demand for cost-efficient and safer drilling operations, coupled with the rising complexity of wells (e.g., extended-reach and horizontal wells), has accelerated the adoption of automation technologies within the upstream oil and gas sector (Romero et al., 2024). Legacy drilling workflows that rely on human intuition and manual control are no longer adequate for today's challenging drilling environments. Instead, the convergence of Artificial Intelligence (AI), Machine Learning (ML), and Digital Twin (DT) technologies is reshaping how drilling operations are planned, executed, and optimized.

Digital transformation in drilling has moved beyond data visualization and monitoring toward fully integrated systems capable of real-time optimization and autonomous decision-making (Ba et al., 2024). These advanced technologies support drilling teams in reducing invisible lost time (ILT), improving drilling consistency, enhancing wellbore stability, and minimizing hazardous events such as stuck pipe and blowouts (AitAli et al., 2023). Digital technology implementation involves deploying a suite of digital solutions that automates the operations of a single rig. This enables the team to execute and comply with established procedures, achieve peak performance, and maintain consistency across operations. Additionally, the system helps protect wellbore integrity, support precise trajectory control, and enhance overall safety. By reducing human error and minimizing non-productive time (NPT), the digital solutions significantly improves operational efficiency and reliability (Romero et al., 2024).

DIGITAL TWIN (DT) TECHNOLOGY IN DRILLING

DTs are sophisticated virtual models of physical assets that use real-time sensor data, physical simulations, and AI algorithms to mirror and optimize drilling operations (Arévalo et al., 2021). A drilling DT is built on digital representations of the drilling process, incorporating thermal, hydraulic, and mechanical models. Continuously updated with real-time data, it enables automated monitoring, predictive analysis, and forward-looking insights. Diagnostic and optimization results generated by the DT are fed back to the physical well as advisory input, creating a bi-directional communication loop. This connection ensures the DT remains aligned with the physical well, making it a vital tool for monitoring, supporting, and guiding drilling operations (Figure-1).

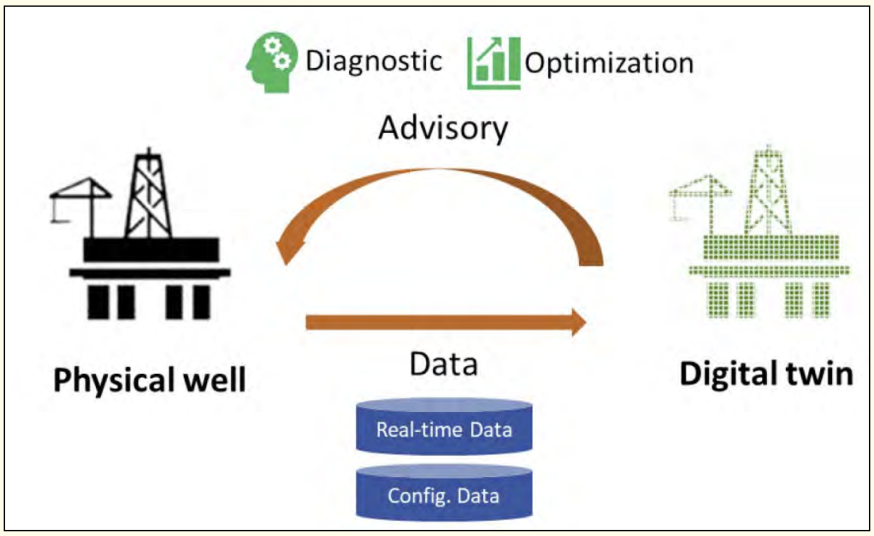


Figure 1. Digital twin defined for drilling advisory (Cao et al., 2024)

In AI, model-based reasoning is an inference method commonly used in expert systems. Because it relies heavily on modeling, it naturally aligns with DT applications for risk detection and abnormality diagnostics. As illustrated in Figure-2, observed behavior from the physical system is compared with predicted behavior from the DT. Any discrepancy triggers a reasoning process to identify potential issues. If no difference is detected, the DT is considered an accurate reflection of the physical drilling process. When discrepancies arise, they often indicate anomalies—but they can also result from inaccuracies in the simulation itself. In such cases, these differences serve as valuable feedback for calibrating the DT. Given subsurface uncertainties and evolving mechanical conditions, periodic model tuning is a standard and essential practice to maintain accuracy and reliability.

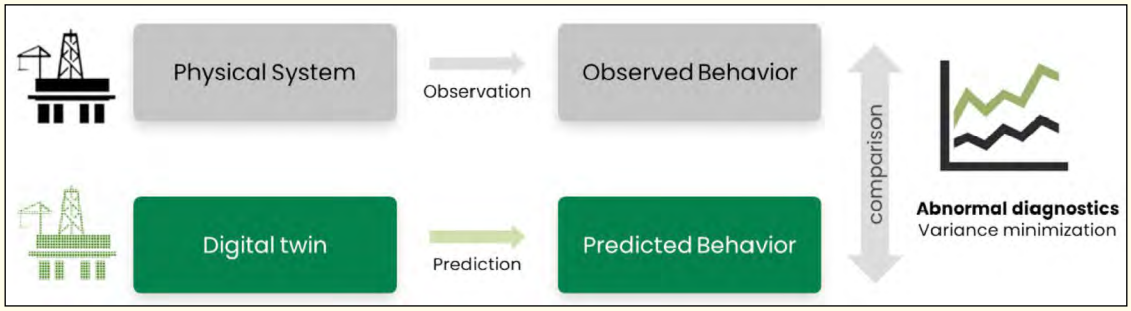


Figure 2. Observed physical behavior compared with digital twin predictions to identify and diagnose discrepancies (Cao et al., 2024)

In drilling, DT continuously update and refine their simulations using boundary conditions from real-time measurements (e.g., bottomhole pressure, torque, equivalent circulating density). DT operate based on run plans combining environmental and operational conditions, supporting both offline 'what-if' scenario analysis and real-time updates using live sensor data. Offline tools simulate various solutions with static and semi-static data, while online components integrate real-time inputs to continuously update models and support automated workflows (Figure-3 & 4).

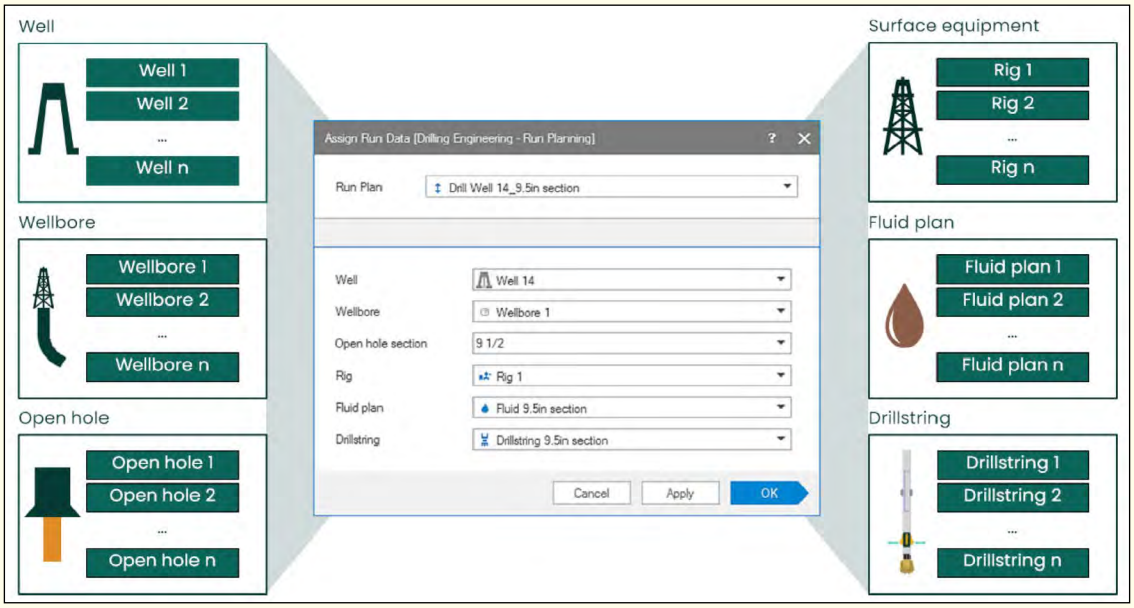


Figure 3. Simulation scenarios defined by assigning objects to a run plan that combines environmental and operational conditions (Arévalo et al., 2021)

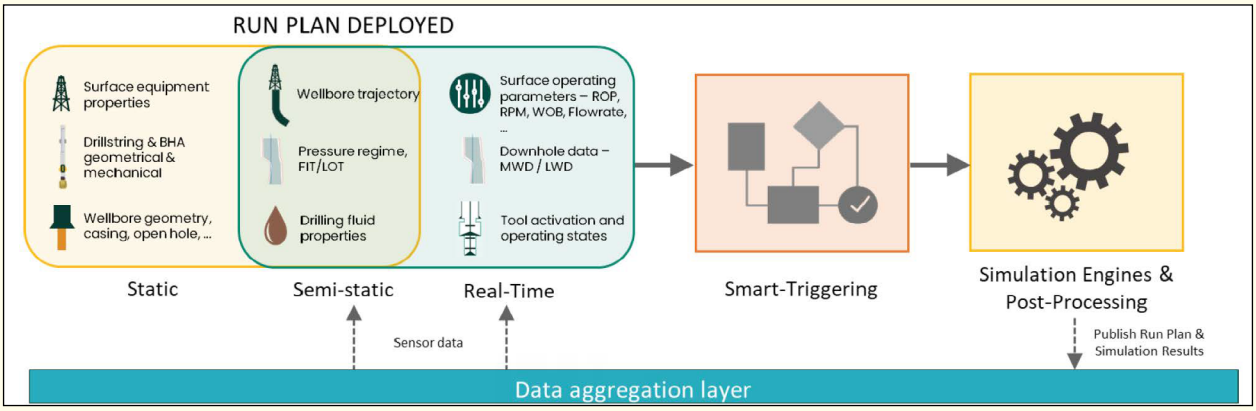


Figure 4. Real-time execution (Arévalo et al., 2021)

Physics-based models are key enablers of automated workflows, but real-time monitoring and control also require additional components. These components communicate through a secure, open, and platform-independent protocol via a centralized data aggregation layer (Figure-5). The process begins with analyzing offset well data and pre-job modeling to define a reference scenario, which is then deployed in real-time. Once active, the DT provides simulation results that guide drilling automation applications in monitoring surface and downhole conditions. Live operational updates are accessible through local and remote visualization tools. The system's accuracy improves significantly when real-time fluid property data from automated monitoring units and along-string sensor measurements are integrated into the data layer.

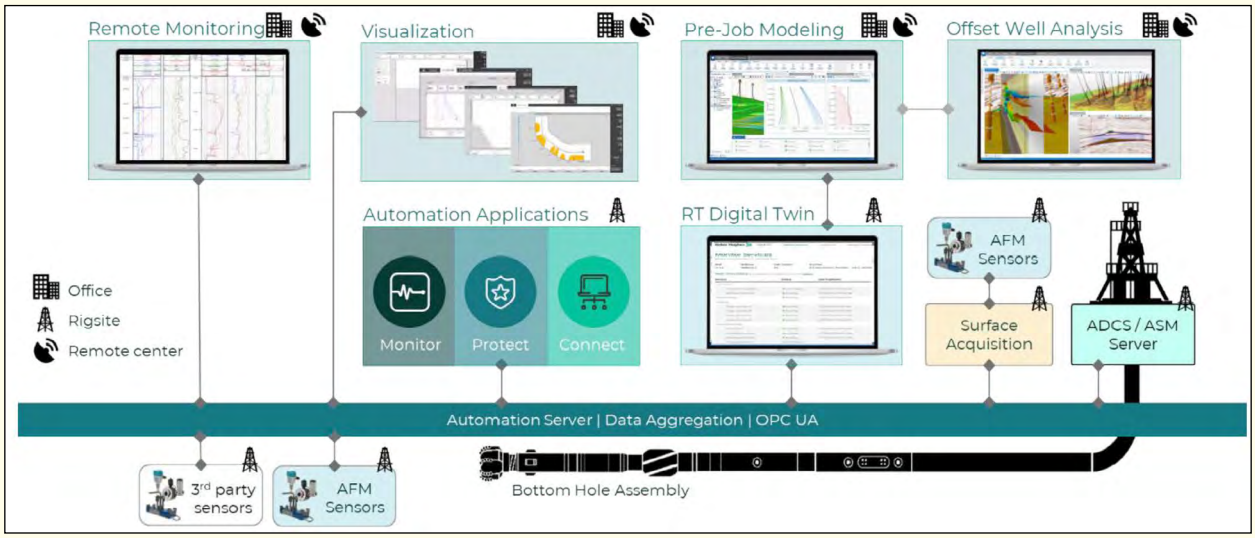


Figure 5. System architecture overview (Arévalo et al., 2021)

Case studies in deepwater and onshore operations demonstrate how DT enable preemptive corrective actions, mitigating risks such as stuck pipe, wellbore collapse, and differential sticking (Cao et al., 2024). For example, a DT framework implemented in South America delivered a 20% reduction in NPT by providing real-time surge and swab pressure simulations, allowing for safer tripping operations (Romero et al., 2024). Advanced DTs are also used to enhance asset integrity management by predicting equipment failures and extending the life of critical rig components. By simulating hydraulic, thermal, and mechanical behaviors under various drilling conditions, these models offer predictive maintenance

insights, reducing unplanned downtime and associated costs. The system is built on advanced physical models, AI, and decision-making heuristics, allowing it to predict and address potential issues before they impact operations. To support real-time execution, a live server has been installed on the rig, reducing latency and enabling seamless simulation and data exchange (Figure-6). This smart twin initiative aims to enhance wellbore stability, safety, equipment integrity, and reduce NPT (da Silva et al., 2024).

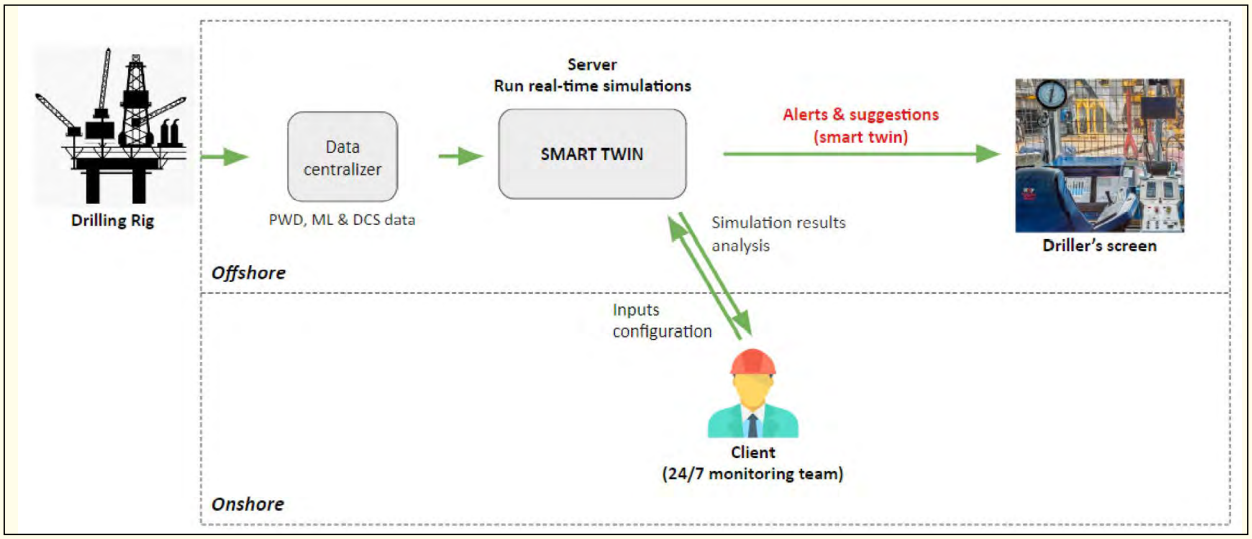


Figure 6. Advisory mode flowchart using a digital twin system (da Silva et al., 2024)

AI (AI) Driven Drilling Optimization and Automation

AI-powered advisory systems serve as real-time decision support tools, providing recommendations on WOB, RPM, flow rate, and mud rheology. These systems leverage historical data from offset wells combined with real-time drilling data to dynamically adjust parameters for maximum ROP and reduced tool wear. A supervised learning model tested on European drilling operations demonstrated a 17% increase in ROP and a 12% reduction in torque fluctuation variance when AI-enhanced advisory systems were integrated into rig control systems (Elahifar, 2024).

ML significantly enhances real-time drilling operations by continuously analyzing data to predict issues, optimize parameters, and adjust operations dynamically. This leads to reduced NPT, increased rate of penetration (ROP), and overall cost savings. ML also supports post-operation analysis by uncovering patterns in historical data, enabling strategy refinement and continuous improvement. As the industry moves toward greater digitalization and automation, ML plays a key role in boosting efficiency, reducing manual intervention, and ensuring more accurate and effective drilling processes (Elahifar, 2024).

The digital solution is an advanced automation system for drilling operations, comparable to the progression of automation in self-driving cars. At Level 1, it performs task automation, similar to cruise control, by handling specific drilling tasks. Level 2 involves process automation, like autonomous parking, where selected drilling processes are executed automatically for improved precision and efficiency. At Level 3, the system achieves adaptive automation, akin to a car that adjusts to changing road conditions. Here, the software continuously analyzes real-time wellbore data and recommends optimal drilling parameters using proprietary algorithms. It actively controls four key rig machines, the drawworks, top drive, automated driller, and mud pumps, by monitoring their performance and dynamically adjusting operations. This coordinated control enhances drilling stability, optimizes performance, and significantly improves overall operational efficiency (Figure-7).

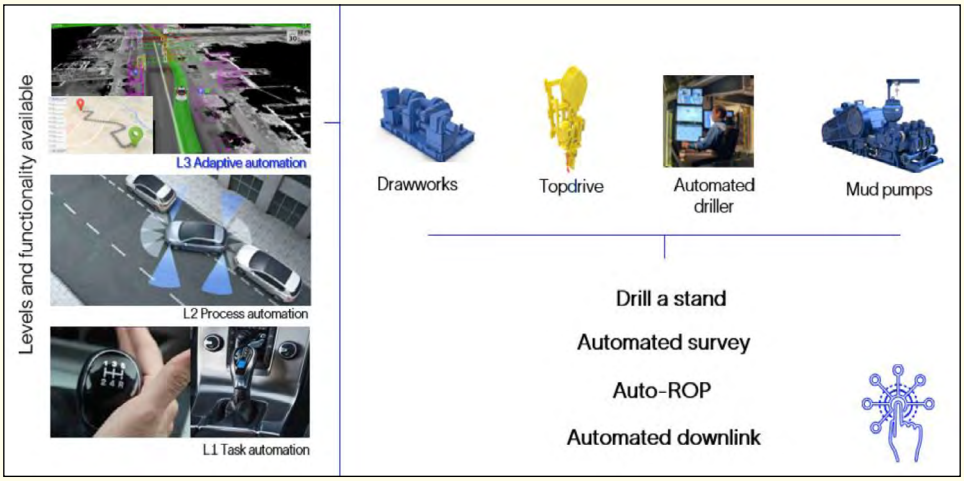


Figure 7. Levels of automation and functionality (Romero et al., 2024)

The oil and gas industry is under growing pressure to reduce drilling costs while advancing sustainability goals. Autonomous directional drilling (ADD) systems leverage AI algorithms and sensor techniques to optimize well trajectory while minimizing human (Figure-8). By continuously analyzing drilling dynamics, downhole vibrations, and geosteering logs, ADD systems correct wellbore deviations and reduce the risk of doglegs or formation exits. The ADD solution supports this by enabling lower-carbon, cost-effective well construction through remote operations and reduced on-site personnel. Grounded in Industry 4.0 technologies, ADD enhances efficiency, reduces variability in wellbore delivery, and ensures precise well placement. By minimizing transportation needs and operational waste, ADD significantly cuts energy use, environmental impact, and HSE risks, aligning with the industry's shift toward net-zero operations intervention (Ba et al., 2024).

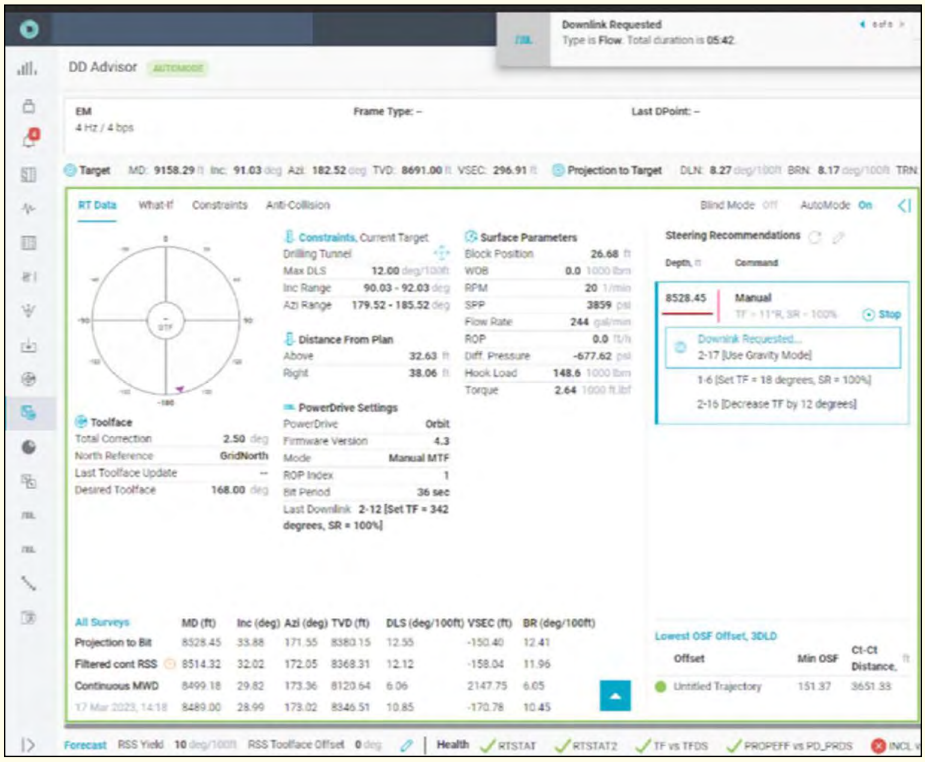


Figure 8. Autonomous directional drilling (ADD) advisor remote monitoring (Ba et al., 2024).

Notably, the first fully automated horizontal well drilled in North America used ADD technology to improve trajectory control, resulting in a 9% faster section drilling time compared to conventional methods (Halliburton, 2023). The fusion of physics-based models and AI algorithms has shown promising results in drilling automation. This hybrid approach combines the strength of first-principle simulations (e.g., hydraulics, torque and drag) with the predictive power of AI (AitAli et al., 2023). Such models optimize tripping operations, casing wear prevention, and bottomhole assembly (BHA) configuration.

The study by Auld et al (2024) focuses on enhancing rig control automation as part of the broader digital transformation in drilling operations. Current automation capabilities already allow full stand drilling without driller intervention, but the next step is optimizing these processes and scaling them across rig fleets. Achieving this requires advanced digital tools, capable of interpreting real-time data and assessing system feedback with greater accuracy. Traditional performance metrics like ROP or stand drilling time are often too broad to evaluate automation effectively. Instead, deeper analysis using system-specific metrics and event-based data models is necessary to understand the performance of processes such as weight-on-bit (WOB) control, autodrillers, and connection procedures. Detailed process breakdowns, including sub-states and control logic, allow for more precise evaluation and optimization. For instance, applying or removing WOB smoothly can help minimize drillstring vibrations, extending the life of downhole tools and improving drilling consistency. A newly developed data system enables comprehensive analysis of these automated processes across large rig fleets, supporting both high-level performance tracking and fine-tuned optimization. The importance of aligning infrastructure, data systems, and personnel training to fully unlock the potential of automation is also emphasized. When integrated effectively, these efforts contribute to improved safety, efficiency, and cost savings in modern drilling operations.

MACHINE LEARNING (ML) IN INCIDENT DETECTION

ML algorithms have been instrumental in reducing drilling incidents by identifying precursors to events like kicks, wellbore instability, and lost circulation (AitAli et al., 2023). Gradient boosting machines and deep learning models trained on large datasets have been applied successfully for early anomaly detection. For instance, in a small-scale pilot project, ML models achieved a 95% accuracy rate in predicting stuck pipe incidents 20 minutes before occurrence, providing ample time for mitigation (Wang et al., 2024).

In a case study from the Amazon region, an automation system combining DTs and AI advisory tools enabled 82% automation of drilling operations (Romero et al., 2024). Results showed a 46% reduction in tripping and connection times and a 30% decrease in CO_2 emissions due to optimized operations.

Offshore Brazil, a smart twin was integrated into a deepwater rig's control system to autonomously manage tripping speeds, pump restarts, and fluid rheology adjustments (da Silva et al., 2024). The system demonstrated optimal pressure management, reducing surge and swab risks while improving trip efficiency.

A project conducted in the North Sea applied an ML-powered anomaly detection system integrated with surface and downhole sensor data (AitAli et al., 2023). Over a three-month campaign, stuck pipe incidents were reduced by 60%, resulting in substantial savings and enhanced crew safety.

Examples of Some of the Work Conducted as The University of Tulsa – Drilling Research Projects (TUDRP)

A nonprofit cooperative between industry partners and university associates, TUDRP conducts basic and applied research to advance drilling and completions technology. The aim is to reduce well costs as well as enhance safety and efficiency through improvements in the technology used to drill and

complete oil and gas wells. Students gain experience in the industry while partners benefit from the research developed. TUDRP covers topics on most areas of drilling and completions, such as bit-cutter & bit hydraulics research, rock characterization / geomechanics, wellbore strengthening, directional drilling & trajectory estimation, cuttings transport, fluid related research, tubular mechanics, drag & torque, wellbore stability, formation damage, shale instability, well control & MPD, lightweight fluids & UBD (hydraulics), cementing technology, lost circulation, automation & optimization, data analytics & ML applications, etc. Many projects are proposed by, and of specific interest to the member companies, thus have direct application and usage by the industry.

Wang's work (2023) focuses on utilizing ML and deep learning techniques to enhance real-time drilling data analytics, specifically for early kick detection and drilling optimization. A kick occurs when formation fluids enter the wellbore during drilling, potentially leading to blowouts and safety hazards. Traditional detection methods, such as monitoring pit volume, standpipe pressure, and return gas, have limitations due to high false alarm rates, slow detection speeds, and dependency on rig conditions. This research aims to overcome these challenges by applying advanced data-driven models that leverage ML and time-series deep learning. The study applies supervised learning techniques, including regression and classification models, to analyze drilling data for kick detection. By training artificial neural networks (ANNs) on historical datasets, the research demonstrates ML models can capture complex relationships in drilling parameters. To further improve prediction accuracy, the research incorporates deep learning techniques, specifically recurrent neural networks (RNNs) and long short-term memory (LSTM) models, for time-series analysis. These models account for both spatial and temporal patterns in real-time drilling data, significantly enhancing early kick detection. A key finding is that the proposed deep learning framework can predict kicks up to 4.5 minutes earlier than traditional threshold-based methods. The dissertation also introduces a quantification method for kick likelihood using prediction errors and weighted summations based on rig states (Figure-9).

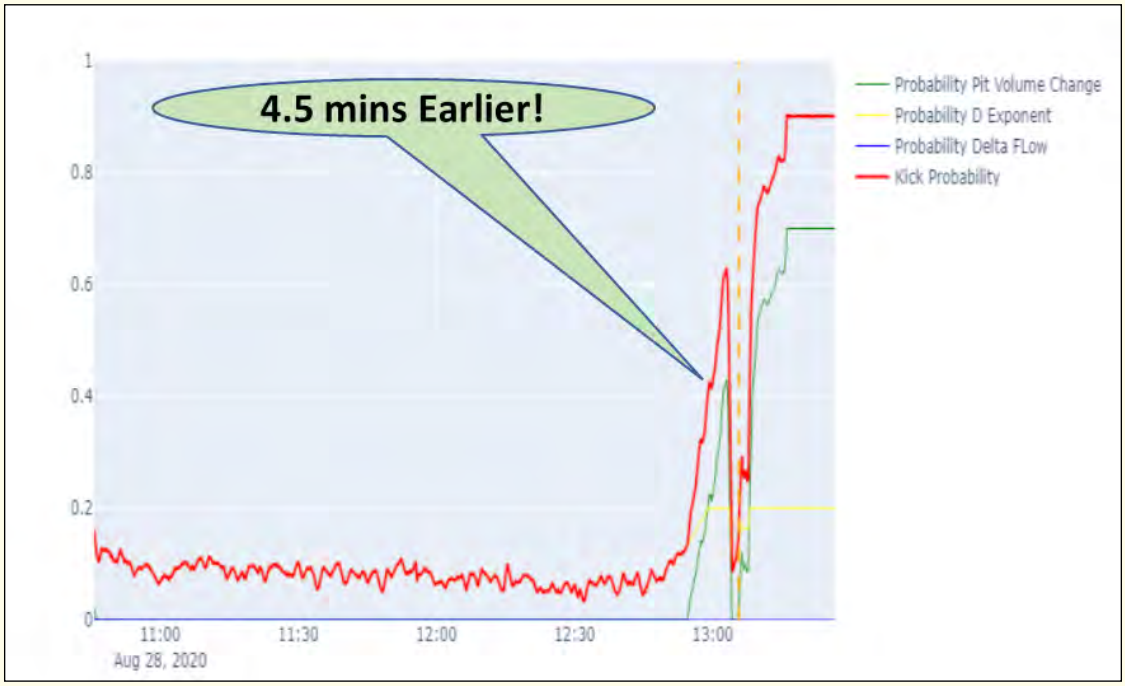


Figure 9. Kick detection using ML time-series analysis (Wang, 2023)

Beyond kick detection, the study explores practical applications of drilling data analytics, including ROP predictions, drill bit design recommendations, and stuck pipe dysfunction detection. Case studies

demonstrate how ML models can improve drilling efficiency and reduce NPT. The research ultimately presents a flexible and scalable framework for integrating data-driven approaches into drilling operations, offering significant advancements in safety, efficiency, and decision-making in the oil and gas industry. AI-based predictive models integrate rock mechanics, mud properties, and drilling parameters to assess and forecast wellbore stability under changing downhole conditions (Rebello et al., 2023). These models have led to improvements in hole cleaning efficiency and reductions in casing deformation risks.

Baldino and Ozbayoglu's study (2025) aims at improving the accuracy of torque and drag (T&D) predictions in drilling operations by investigating how cuttings bed accumulation and drilling fluid properties influence the friction coefficient (FC). Using a large-scale outdoor testing facility, controlled experiments under various conditions, including different fluid types (water-based, polymer-based, and weighted fluids), rotational speeds, and cuttings bed heights have been conducted. The results show that higher cuttings concentrations significantly increase the friction coefficient, with water exhibiting the highest FC due to its lack of lubricity, while polymers provided the lowest FC thanks to their lubricating properties, although this advantage diminished at higher RPMs or with the presence of cuttings. Weighted fluids, despite their buoyancy reducing torque, had higher FCs due to the abrasiveness of barite. The study also highlighted that pipe buckling combined with poor hole cleaning led to the highest observed FC (~0.65), emphasizing the need for accurate modeling under realistic downhole conditions. In addition to experimental analysis, a ML-based approach to detect downhole anomalies in real time is developed. A Long Short-Term Memory (LSTM) model is trained on experimental torque data to simulate field conditions and predict surface torque based on input parameters like RPM and WOB. The model successfully identifies deviations linked to poor hole cleaning, demonstrating its potential for early detection of stuck-pipe risks. This integration of experimental and data-driven methods offers a more nuanced understanding of T&D behavior and equips drilling engineers with a powerful tool for monitoring well conditions and taking timely corrective actions. Figure-10 illustrates how the model's accuracy varies across three distinct regions. In the first region, where a high concentration of cuttings forms a substantial bed, the model shows low accuracy. In the middle region, as the cuttings bed erodes to around 0.5 inches, indicating lower cuttings concentration, the accuracy improves. In the final region, with no cuttings bed present, the model demonstrates significantly higher accuracy.

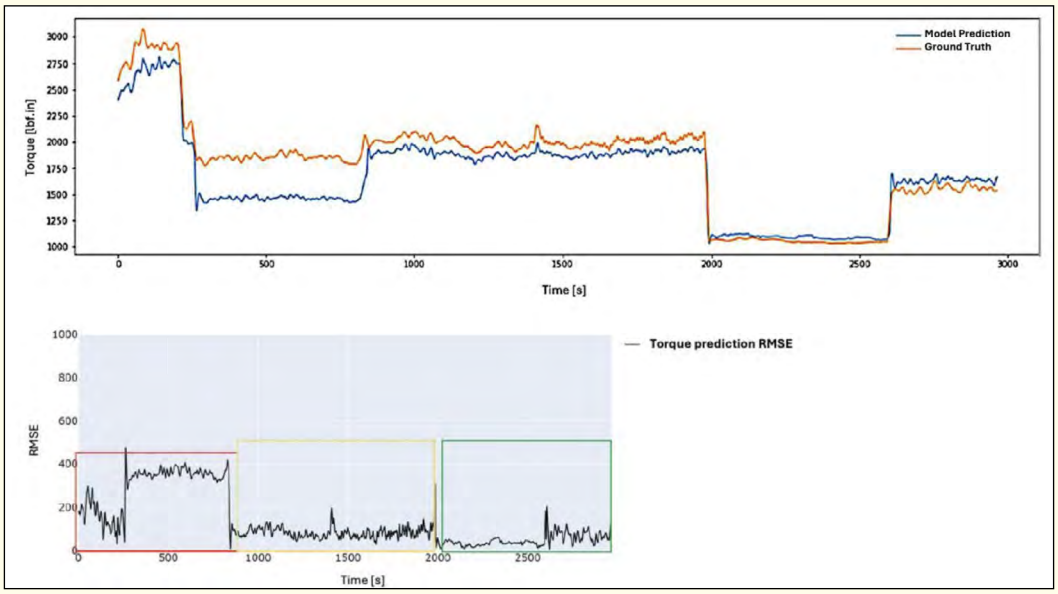


Figure 10. Comparison of model prediction and measured torque RMSE predictions (Baldino and Ozbayoglu (2025)

Jing et al (2024) focuses on improving the estimation of cuttings concentration during drilling operations by using real-time shaker load information captured by an AI-driven camera system (Figure-11), integrated with ML models. Inefficient removal of drilled cuttings is a major contributor to costly drilling complications such as stuck pipes, high torque and drag, and reduced drilling performance. While traditional methods rely heavily on manual monitoring and inconsistent mechanical tools, this study introduces an automated solution leveraging deep learning and advanced data analytics to enhance real-time operational awareness.

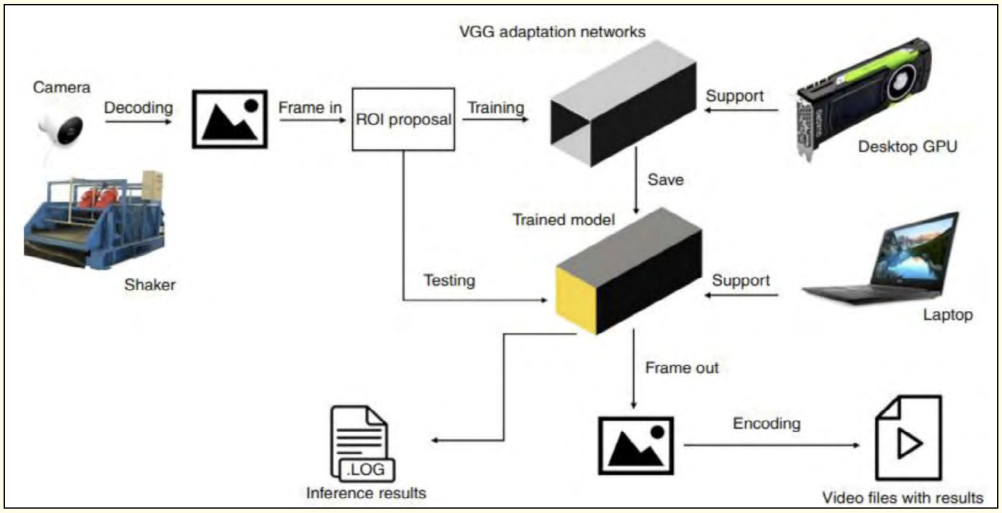


Figure 11. Overview of the real-time cutting-volume monitoring system

Part of the study centers on deploying a sophisticated optical flow-based camera system, capable of capturing and analyzing shaker screen images. This AI-enhanced surveillance system is integrated into the TUDRP - LPAT flow loop, where it processes video data to estimate cuttings load in real-time. These estimations are validated against experimental data collected using a calibrated tank-weight approach, which measures changes in fluid and cuttings weights within the system (Figure-12). The research demonstrates that camera-based cuttings concentration predictions closely align with actual measurements, offering a more precise and safer method for hole-cleaning monitoring compared to conventional techniques.

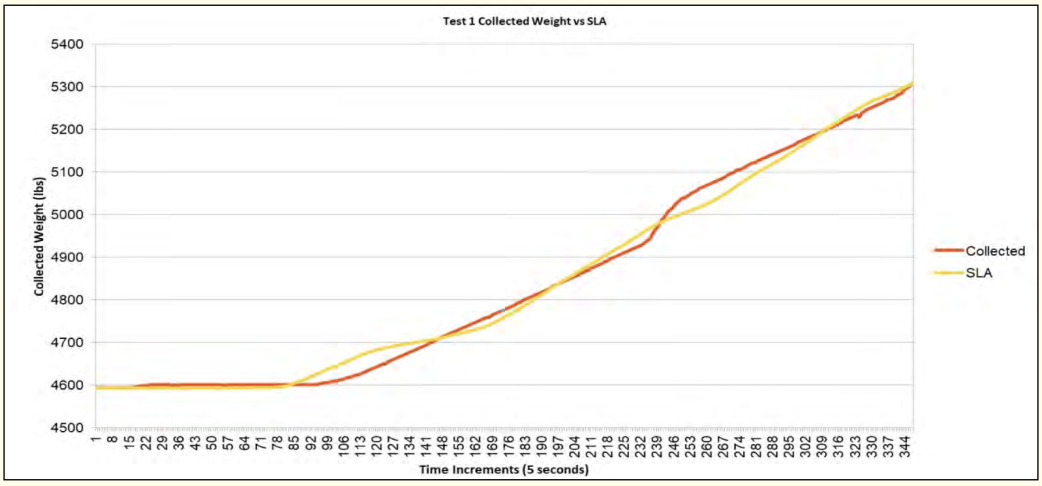


Figure 12. Cuttings weight measured via AI camera system versus measured

A study by Ozbayoglu et al (2021) explores a novel approach to improving hole cleaning in drilling operations by integrating AI techniques. Traditional mechanistic models often fall short in accurately predicting cuttings concentration and frictional pressure loss due to the complexity of drilling physics and reliance on manually updated parameters. To overcome these limitations, the authors develop two ANN models using experimental data collected over 40 years at TUDRP. These ANNs are trained to predict cuttings concentration and pressure loss more reliably and with fewer inputs than conventional methods.

Building on the success of these ANN models, the study introduces a genetic algorithm-based optimization tool to determine the ideal combination of flow rate and pipe rotation speed that ensures effective cuttings transport with minimal energy consumption. The optimization objective is to minimize a fitness function composed of ANN-predicted cuttings concentration and pressure loss values. Various operational scenarios are tested, comparing ANN-based predictions to established mechanistic models, showing that the ANN consistently delivers better accuracy (Figure-13). The final methodology enables automated, real-time optimization of drilling parameters, enhancing efficiency and safety in wellbore operations and representing a significant advancement in digital drilling automation.

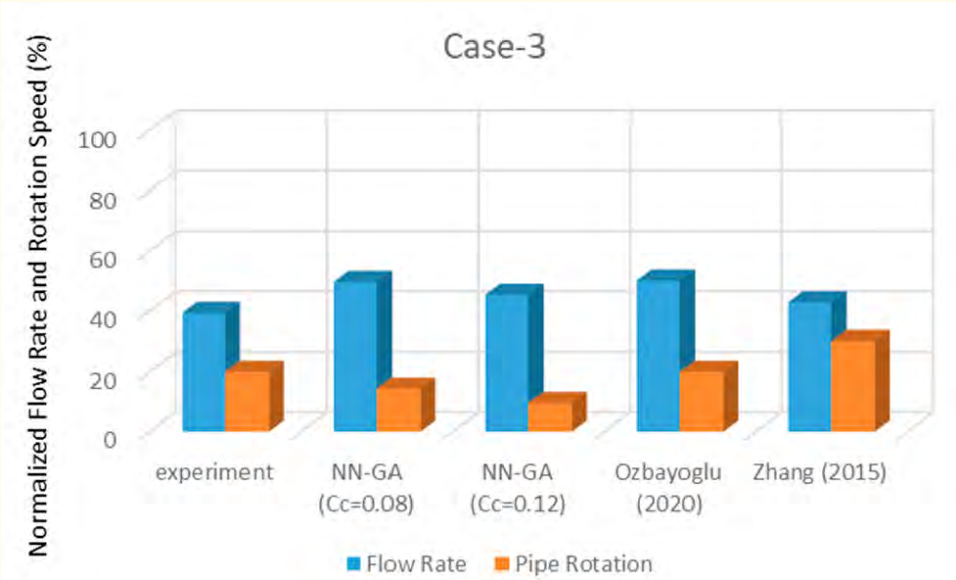


Figure 13. Comparison of optimal flow rates and pipe rotation speeds determined using the proposed machine learning approach, mechanistic models, and experimental observations

Future research directions include advancing hybrid AI-physics models, leveraging quantum computing for faster simulations, and embedding blockchain for enhanced data security.

CONCLUSION

The integration of artificial intelligence, digital twins, and machine learning is rapidly transforming drilling automation, improving safety, efficiency, and cost-effectiveness across the industry. Field implementations have validated the tangible benefits of these technologies, while ongoing research continues to refine their capabilities. As adoption widens, these solutions will play a pivotal role in realizing fully autonomous drilling systems.

REFERENCES

AitAli, R., et al., "Hybrid Data Driven Intelligent Algorithm for Stuck Pipe Prevention," SPE-216325-MS, 2023.

Arévalo, P. J., et al., "Integrated Real-Time Simulation in an Earth Model – Automating Drilling and Driving Efficiency," SPE/IADC-204069-MS, 2021.

Auld, S., et al., "Evaluating and Enhancing Rig Controls Automation Through Digital Transformation Efforts," SPE-222152-MS, 2024.

Ba, S., et al., "Advancement in Autonomous Directional Drilling for Curve and Tangent," IADC/SPE-217945-MS, 2024.

Baldino S., and Ozbayoglu M.E., "Quantifying the Impact of Cuttings and Fluid Properties on Friction Coefficient in Torque & Drag Analysis", SPE E/IADC-223671, 2025.

Cao, J., et al., "Drilling Advisory Automation with Digital Twin and AI Technologies," IADC/SPE-217960-MS, 2024.

da Silva, F. R. G., et al., "The Conception of a Smart Twin for the Automation of Drilling Operations," SPE-221003-MS, 2024.

Elahifar, B., "Real-Time AI-Enhanced ML Technique for Accurate Drilling Parameter Prediction and Optimization," SPE-220914-MS, 2024.

https://www.halliburton.com/en/resources/first-horizontal-well-via-fully-automated-ai-driven-drilling-technology

Jing et al., "AI Camera System for Real-Time Load Concentration Estimation", OTC- 35171, 2024.

Ozbayoglu et al., "Optimization of Flow Rate and Pipe Rotation Speed Considering Effective Cuttings Transport Using Data-Driven Models", Energies, 14, 1484, 2021.

Rebello, C. M., et al., "Digital Twin Framework for Optimal and Autonomous Decision-Making in Cyber-Physical Systems," arXiv preprint, 2023.

Romero, J., et al., "From Drilling to Production: Digital Solutions for Automation and Remote Operations in the Amazon Region," IPTC-23887-MS, 2024.

Wang J., "Real-Time Drilling Data Analytics Leveraging Machine Learning and Deep Learning For Early Kick Detection and Drilling Optimization", PhD Dissertation, The University of Tulsa, 2023

Wang, J., et al., "A Digital Twin Modeling and Application for Gear Rack Drilling Rigs," Scientific Reports, vol. 14, p. 23711, 2024.

KICK TOLERANCE-A TOOL FOR WELL DESIGN & WELL CONTROL

Dr. Hussain Rabia [1, *]

[1]*International Consultant on Well Design and Well Control Entrac Petroleum, London, UK*
*(*Corresponding author: hussian918@btinternet.com)*

ABSTRACT

The concept of kick tolerance has been known and used by well engineers since the late 1980s for well design only. However, the use of the concept was not made compulsory by international authorities until after the year 2000. Since then, engineers have used the concept for well design and as a tool for monitoring the well whilst drilling and as a tool for well control. This paper will give a detailed description of the concept of kick tolerance, including its derivation, limitations and the objections to its use and example applications. The paper will also show how the concept is applied in actual well design and field conditions.

KICK TOLERANCE

For practical purposes, kick tolerance is defined as the maximum kick size which can be tolerated without fracturing the previous casing shoe. Kick tolerance may also be defined in terms of the maximum allowable pore pressure at next TD or maximum allowable mud weight which can be tolerated without fracturing the previous casing shoe. **Table 1** gives typical kick tolerance values from various oil/gas operators. The highest values in the range apply to exploration wells; the lowest values apply to development wells.

Kick tolerance depends on the maximum kick size, maximum formation pressure at next TD and the maximum mud weight which can be tolerated without fracturing the weakest point in the open hole, usually the previous casing shoe, see figure 2. Other factors which affect kick tolerance include the density of the invading fluid and circulating temperatures.

Kick tolerance calculations are used to determine the:

- Strength of a well in terms of the maximum kick volume that can be tolerated without fracturing the previous casing shoe.
- Maximum depth that can be drilled with a given kick tolerance. If the kick tolerance value is reduced from say 50 bbls to 10 bbls, then the hole can still be drilled to the required depth, but with a greater risk since it is easier to detect a 50 bbl kick than a 10 bbl kick.

Table 1. Typical Kick Tolerance values from various operators

Hole Size (inch)	Kick Volume (bbl)
6 and smaller	10-25
8.5	25-50
12¼	50-100
17.5	100-150
23	250

Figure 1. Negative kick tolerance (left) and positive kick tolerance (right)

KICK TOLERANCE ELEMENTS

The following elements determine the magnitude of kick tolerance:

- Pore pressure from next TD.
- Maximum mud weight to be used.
- Fracture Gradient at current casing shoe.
- Design influx volume that can be safely circulated out.
- Type of well: exploration or development.

The volume of influx entering the well depends on:

- Underbalance between pore pressure and mud weight.
- Reservoir porosity and permeability.
- Influx type.
- Sensitivity of detection equipment.
- Reaction time of well control crew and BOP closure time.

• Type of well shut-in procedure: soft or hard shut-in.

• The same magnitude of kick tolerance between two wells does not indicate that they share the same level of risk, because the risk is dependent on how quickly an influx will grow after it enters the well.

WHEN TO CALCULATE KICK TOLERANCE

• After a leak-off test.

• Prior to drilling ahead: The kick tolerance should be calculated at casing shoe and at any depth interval where pressure changes may occur.

• When a factor such as mud weight or drillstring geometry is changed, then the kick tolerance must be recalculated.

• When drilling into areas of overpressure with rapid pore pressure increase and increasing mud weight to compensate, the kick tolerance (limited by formation strength at the previous casing shoe) will reduce rapidly before reaching the TD of the current hole section.

TYPES OF KICKS

There are two types of kicks:

1. Swabbed Kicks
2. Drilling Kicks

SWABBED KICKS

Swabbed kicks occur when drilling a well with a small overbalance between the mud hydrostatic pressure and formation pressure. When the drillstring is pulled out of hole during a trip, a negative pressure (swab pressure) is created which momentarily reduces the BHP of mud to below the formation pressure, see **Figure: 2**. This causes a small gas influx to enter the well. If the well is shut in, no surface shut-in pressures will be observed. In terms of well control, the mud weight does not need to be increased to control the well: only the influx needs to be circulated out of the well.

If the trip continues and the initial influx is not detected, the influx will migrate upwards with its pressure reducing and its volume, and in turn its height, increasing. Eventually the gas pressure will become equal to the mud hydrostatic pressure above it and the well will then begin to flow, see **Figure:2**. Simultaneously, the BHP may also reduce below the formation pressure at hole TD resulting in a secondary influx. Wellbore pressures are now totally driven by the initial influx and the secondary influx, if taken. In this case, the drillstring should be volumetrically stripped back to the bottom of the hole to kill the well using the Driller's method. Development wells are always designed for swabbed kicks.

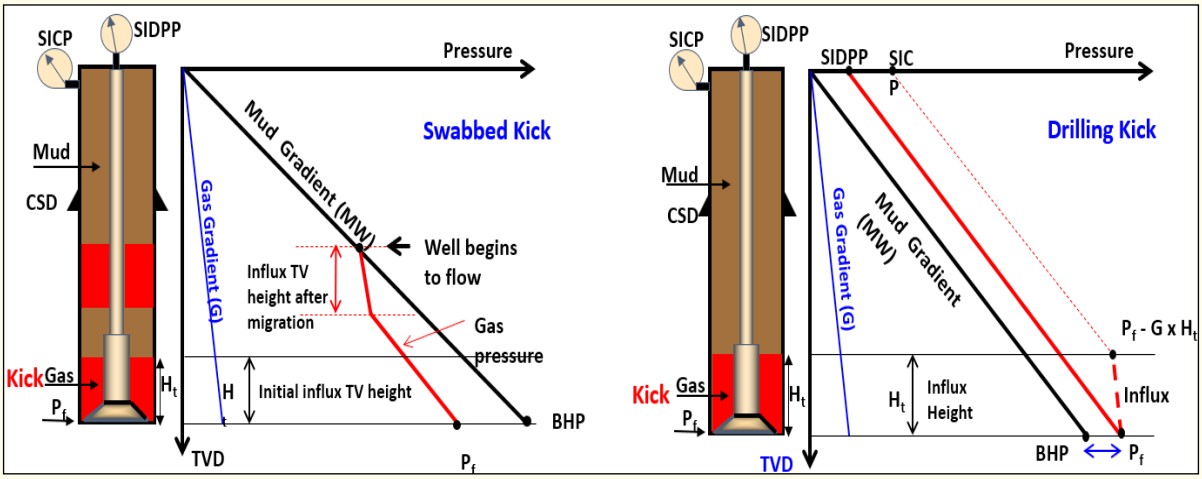


Figure 2. Types of kicks

DRILLING KICKS

- A drilling kick occurs with the drillbit on bottom, see figure 2.
- Formation pore pressure is greater than the BHP.
- Formation pressure (P_f) is the driving force for all wellbore pressures until the influx is removed from the well.
- Mud weight must be increased.
- So new mud hydrostatic pressure is greater than the new pore pressure in order to control the well.
- Drilling kick tolerance should also allow for the level of uncertainty in the predicted value of pore pressure.

DERIVATION OF SWABBED KICK TOLERANCE

The following assumptions will be made to derive the kick tolerance for a vertical hole:

- Influx is still at hole bottom when detected.
- T he influx is a 'single or solid bubble' and is not dispersed in the well.
- At initial shut-in conditions, the influx is at the bottom of the open hole and is detected by the driller.
- The effects of gas migration, gas dispersion and gas solubility are ignored.
- The influx will be circulated out of the well using the original mud weight with the first circulation of the Driller's method.
- The pressure at the top of the gas bubble when it reaches the casing shoe will be equal to or less than the fracture pressure at the casing shoe (assumed weakest point in the well).
- The gas gradient at casing shoe is approximately equal to the gas gradient at shut-in conditions. The error produced by this assumption is much smaller than the errors in the assumed values of pore pressure and fracture gradient.

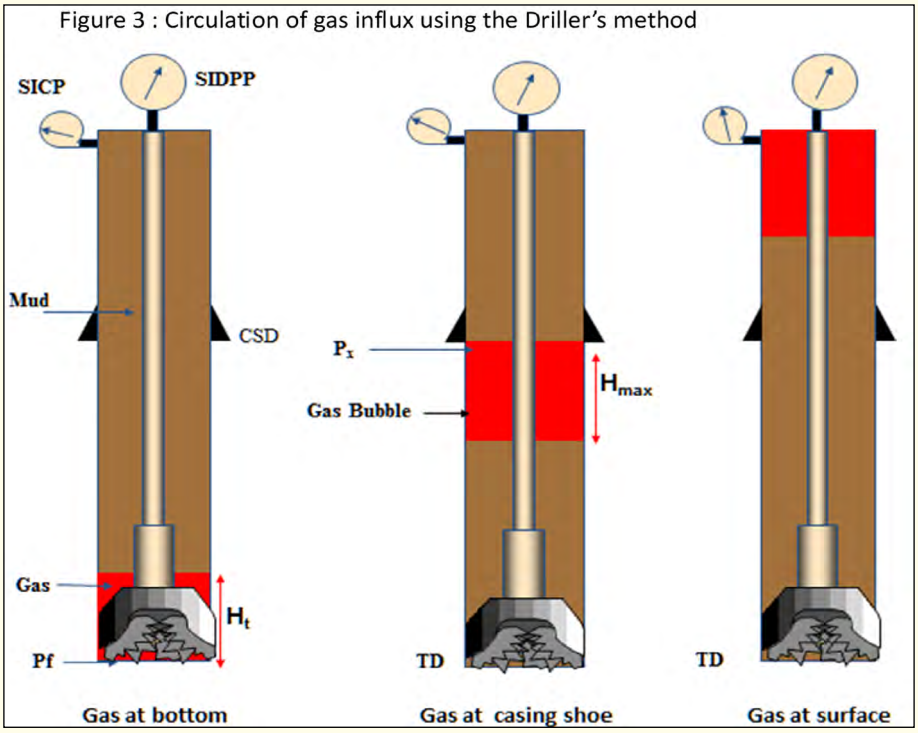


Figure 3. Circulation of gas influx using the Driller's method

Note: The pressure at the top of the gas bubble at shut-in conditions is assumed to be equal to the formation pressure of the kicking zone. Strictly speaking, the pressure at the top of the gas bubble (P_1) at shut-in conditions should be the difference between the formation pressure (P_f) and the bubble hydrostatic pressure at shut-in conditions.

Reference to **Figure: 3** shows that when the top of the gas bubble reaches the casing shoe while circulating the influx using the Driller's method, and in order to prevent shoe fracture, the pressure at the top of the gas bubble (P_X) should be equal to or less than the fracture pressure at shoe. The value of P_X given by:

$$P_X = P_f - P_g - (TD - H_{max} - CSD) \times MW \times 0.052 \qquad (1)$$

where

P_X = Fracture pressure at shoe = 0.052 x FG x CSD

FG = Fracture gradient at cashing shoe, ppg

P_f = Formation pressure at next TD, psi = 0.052 x PP x TD

PP = Formation pressure gradient, ppg

P_g = Pressure in gas bubble at casing shoe = H_{max} x G

G= Gas gradient = 0.05 to 0.15 psi/ft

H_{max} = Maximum allowable height of gas bubble at casing shoe, ft

TD = Next hole total depth, ft

CSD = Casing setting depth, ft

MW = Maximum mud weight for next hole section, ppg

Re-arranging Equation (1) in terms of H_{max} and replacing P_X by the fracture pressure at the shoe and formation pressure by 0.052 x PP x TD, gives:

$$H = \frac{0.052 \times MW\,(TD - CSD) + (FG \times CSD \times 0.052) - P_f}{0.052 \times MW - 0.1} \qquad (2)$$

Re-arranging the above equation again, gives:

$$Hmax = \frac{0.052\ x\ CSDx\ (FG-MW)-(formation\ pressure-BHP)}{0.052\ x\ MW-G} \qquad (3)$$

Equation (3) is a general equation for kick tolerance. **Equation (3)** can also be expressed in terms of kick intensity (KI) by re-arranging the above equation as follows:

$$Hmax = \frac{0.052\ x\ CSDx\ (FG-MW)-0.052\ x\ KI\ x\ TD}{0.052\ xMW-G} \qquad (4)$$

KI = Kick Intensity = PP - MW

Another method used by some operators is to express kick tolerance in terms of the maximum allowable annular surface pressure (MAASP). The equation is given by:

MAASP = 0.052 x FG x CSD - 0.052 x MW x CSD (5)

$$Hmax = \frac{MAASP-(formation\ pressure-BHP)}{0.052\ x\ MW-G} \qquad (6)$$

For swabbed kick calculations, use Equation (2). For drilling kicks calculations, use **Equation (4)**. The volume of the influx (V_1) at casing shoe is given by:

$$V_1 = H_{max} \times AC \text{ bbl} \qquad (7)$$

where AC = annular capacity between pipe and hole, bbl/ft

For high pressure and high temperature wells, the temperature term (T) and gas compressibility factor (Z) must be included to obtain realistic results. The Z factor is an empirical adjustment for the non-ideal behavior of a real gas.

At bottom hole conditions the volume of the influx (V_2) is given by:

$$\frac{P_1V_1}{T_1\ x\ Z_1} = \frac{P_2V_2}{T_2\ x\ Z_2} \qquad (8)$$

If the effects of temperature (T) and gas compressibility factor (Z) are ignored then:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 \qquad (9)$$

Where
P_1 = Fracture pressure at shoe, psi
P_2 = P_f, psi

The value of V_2 is the swabbed **kick tolerance** in bbls and is also known as the circulation or dynamic kick tolerance.

Important Note

Despite using several assumptions in the derivation of **Equation (3)**, the use of kick tolerance has gained a wide acceptance in the drilling industry because it is simple to use and generally yields safe and conservative well designs. However, kick tolerance has a major inherent shortcoming: it does not measure

how quickly an influx will grow as it enters the well. That is to say in some cases the formation wellbore deliverability may be such that the kick tolerance volume is exceeded before the well can be shut in. Therefore, the same kick tolerance between two wells may not mean that they share the same level of risk.

PROCEDURE FOR CALCULATING KICK TOLERANCE: VERTICAL WELLS

The following procedure should be used for calculating kick tolerance in vertical wells:

1. Calculate H_{max} using Equation (3).
2. Calculate the volume of influx when the top of gas is at the casing shoe using Equation (7).
3. Use Equation (8) or Equation (9) to calculate the kick tolerance at shut-in conditions.

DRILLING KICK TOLERANCE

A drilling kick occurs with the drillbit on bottom. This occurs when the drillbit penetrates a formation with a pore pressure greater than the BHP. As shown in Figure: 2, for a drilling kick, the formation pressure (P_f) is the driving force for all wellbore pressures until the influx is removed from the well. In terms of well control, the mud weight must be increased so that the new mud hydrostatic pressure is greater than the new pore pressure in order to control the well.

Exploration and appraisal wells are designed for drilling kicks. The drilling kick tolerance should also allow for the level of uncertainty in the predicted value of pore pressure.

$$Hmax = \frac{0.052\ x\ CSDx\ (FG-MW)-0.052\ x\ KI\ x\ TD}{0.052\ xMW-G} \qquad (4)$$

KI = Kick Intensity = PP - MW

For drilling kicks, we define Kick Intensity (KI) as the difference between pore pressure gradient and mud gradient, measured in either ppg or psi/ft.

Assuming a well is at 8,000 ft with a pore pressure of 10 ppg and a mud weight of 9 ppg, then:
KI = PP- MW = 10 - 9 = 1 ppg
A drilling kick can only occur if the kick intensity is greater than zero.

INFLUENCE OF FG ON KICK TOLERANCE

If a well is planned for a given kick tolerance of say 50 bbls based on an estimated fracture gradient of say 15 ppg, and if while drilling the well the actual fracture gradient was found to be different from the design value, then two scenarios may be encountered:

1. If the actual FG is greater than the design value, then the open hole section below the casing shoe can be drilled further than planned, if desired. In other words, the well is actually stronger than planned.
2. If the actual FG is less than the planned value, then the reverse of the above is true. The open

hole section cannot be drilled to its planned depth. The section should either be drilled to a shallower depth with less pore pressure or a cement plug is placed at the shoe to artificially strengthen the shoe in order to increase the kick tolerance of the hole section. The last practice is usually performed and is found to be successful in areas with FG less than 10 ppg.

CONSIDERATIONS FOR DEVIATED WELLS

The following procedure should be used for calculating the kick tolerance in a deviated well:

1. Calculate H_{max} using **Equation (3)**.
2. Allow for hole angle effects using:

$$H = \frac{Hmax}{Cos\ I} \qquad (10)$$

where

I = average hole angle around casing shoe, degrees

H = bubble length in the deviated well, ft

3. Calculate the volume of influx (V_1) when the top of gas is at the casing shoe using Equation (7). If the value of H is greater than the open hole length below the casing shoe (assumed weakest point), then the maximum allowable influx volume (V_{1max}) should be calculated as the sum of the annular capacity around the drillpipe plus the annular capacity around the BHA.

4. Use either Equations (8) or (9) to calculate the kick tolerance at shut-in conditions.

For horizontal and other complex wells, the reader is referred to reference 5 (also written by this author) for further details.

WELLS WITH HIGH KICK TOLERANCE

- Can tolerate higher formation pressures
- Can be drilled deeper if required
- Usually, can tolerate higher mud weights

Wells with smaller kick tolerance values require

- Close supervision and
- Accurate kick indicators at surface to ensure that the well is immediately shut in when a kick is detected.

In general, kick tolerance can be used as a safety tool to indicate how close the mud weight is to formation pressure.

WHEN SHOULD YOU USE HIGH KT FOR DESIGNING WELLS

Higher values of KT should be used in the following cases:

- Drilling extremely high porous and permeable zones with permeabilities of 1-3 darcies.
- Using low technology kick detection equipment which cannot accurately detect kicks smaller than 20 bbls.
- When drilling several transition zones in the same open hole section.
- When drilling from a semi-submersible rig.

SITUATIONS WHERE KICK TOLERANCE CAN NOT BE USED

For most wells, kick tolerance is a powerful tool for determining the strength ofthe well as it is being drilled. However, in certain cases kick tolerance cannot be used or in fact it is not appropriate as a design tool.

Example one: Very slim holes, smaller than 6”

- The open hole volume is very small usually less than 5-10 bbls. Kick tolerance relies on the fact that surface equipment can detect kick volumes of 5 bbls and greater. Kick volumes of less than 5 bbls are very difficult to detect at surface
- In slim holes, the kick may go past the casing shoe very quickly before it is detected at surface

Example two: Negative kick tolerance exists in the following wells

- Underbalanced drilling, UBD.
- Drilling with losses.

Example Three: High deliverability wells

- Kick tolerance does not measure how quickly an influx will grow as it enters the well.
- In high deliverability wells, it may not be possible to shut in the well before the kick tolerance volume is exceeded.
- Hence two wells having the same value of kick tolerance may not mean that they share the same level of risk.

BUILT-IN SAFETY FACTORS

- KT calculations assumed the driller’s method was used to kill the well. This method results in maximum gas pressure at the shoe. If the wait and weight method is used then the peak shoe pressure will be reduced especially if the surface to bit volume is significantly larger than the bit to shoe volume.
- Also, gas usually disperses in the mud rather than remain as a single bubble. This gas dispersion will also result in the reduction of peak gas pressure at the shoe.
- Any washouts under the shoe will reduce the peak pressure at the shoe by reducing the influx height.

OBJECTIONS TO THE USE OF KT IN WELL DESIGN AND WELL CONTROL

Two objections have been raised:

- The science used in the concept of KT is suspect.
- No one knows if kick tolerance increase or decrease with increasing mud weight when FG, formation pressure and hole TVDare kept constant.

1. The science used in the concept of KT is suspect?

The pressure in the gas bubble at any depth is derived based on simple fluid mechanics concepts as follows:

Pressure in gas bubble at any depth (X)
= formation pressure (Pf) – hydrostatic head lost in travelling from TD to depth X.

Hence the concept of KT is scientifically sound.

2. No one knows if kick tolerance increase or decrease with increasing mud weight when FG, formation pressure and hole TVDare kept constant.

Kick tolerance increases with increasing mud weight until mud weight becomes greater than FG and then KT becomes irrelevant.

This is because as the mud weight increases, the ability of the well to kick, even with swabbing, diminishes, which means the ability of the well to resist a kick is greater.

And this is clearly seen when Darcy inflow equation is considered. In this equation, it is as if the sand face pressure (P_f) is made greater than the reservoir pressure (P_r) so there will be no inflow into the wellbore, assuming no swabbing occurs.

$$P_r - Pf = 141.2 \frac{q\mu Bo}{K\,h} (\ln(r_e/r_w)) \qquad (11)$$

where:

q	=	Well producing rate, STB/D
k	=	Permeability of well drainage area, md
h	=	Average reservoir thickness, ft
P_r	=	Pressure at external radius r_e, psi
P_f	=	Sandface pressure, psi
B	=	Formation volume factor of fluid. res bbl/STB
μ	=	Fluid viscosity, cp
r_e	=	External drainage radius, any units
r_w	=	Wellbore radius - must have same units as r_e

KICK TOLERANCE APPLICATION IN WELL DESIGN

Table 2 gives typical values of kick tolerance design values from various operators. These values can be used to calculate the maximum casing pressures at casing shoe and a surface.

Table 2. Kick tolerance design values

Kick Tolerance Design Values	
HOLE SIZE (inch)	KICK VOLUME (bbl)
6" and smaller	10-25
8.5"	25-50
12¼"	50-100
17.5"	100-150
23"	150-250

Note:
The lower values in the range refer to development wells and the higher values refer to exploration wells.

Important Note:
If the calculated kick tolerance of well is less than the design value given in the above table, then the casing must be designed to the actual calculated kick tolerance.

The wellbore pressures at any depth can be calculated using the equations given in section (23) in this paper and then plotted against depth as shown in Figure 4. Figure 4 is then used to select the required casing grade and weight as detailed in by Rabia in reference 1.

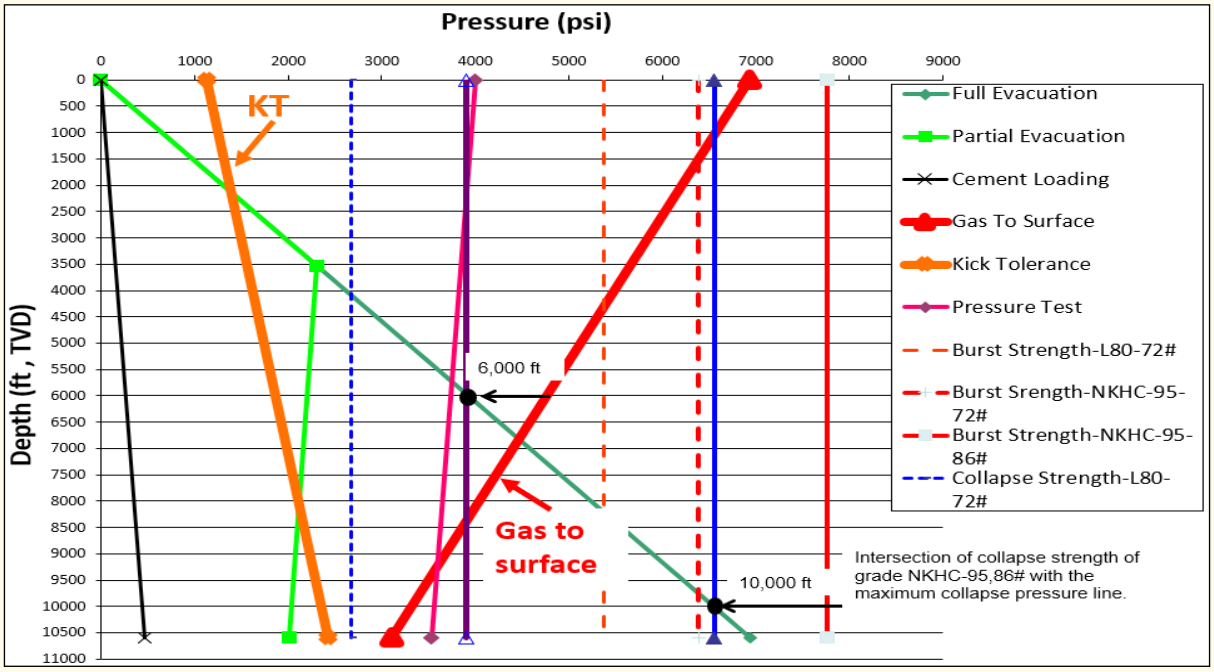


Figure 4. KT applied to well design

APPLICATION OF KICK TOLERANCE WHILE DRILLING : KT VS DEPTH

If the kick tolerance value is reducing as the hole depth increases due to say either increasing pore pressure or reducing fracture gradient, then the hole can still be drilled to the required depth, but with a greater risk as the kick tolerance value is reduced, say from 50 bbl designed for 10,000 ft to 10 bbls for the same depth, see Figure 5.

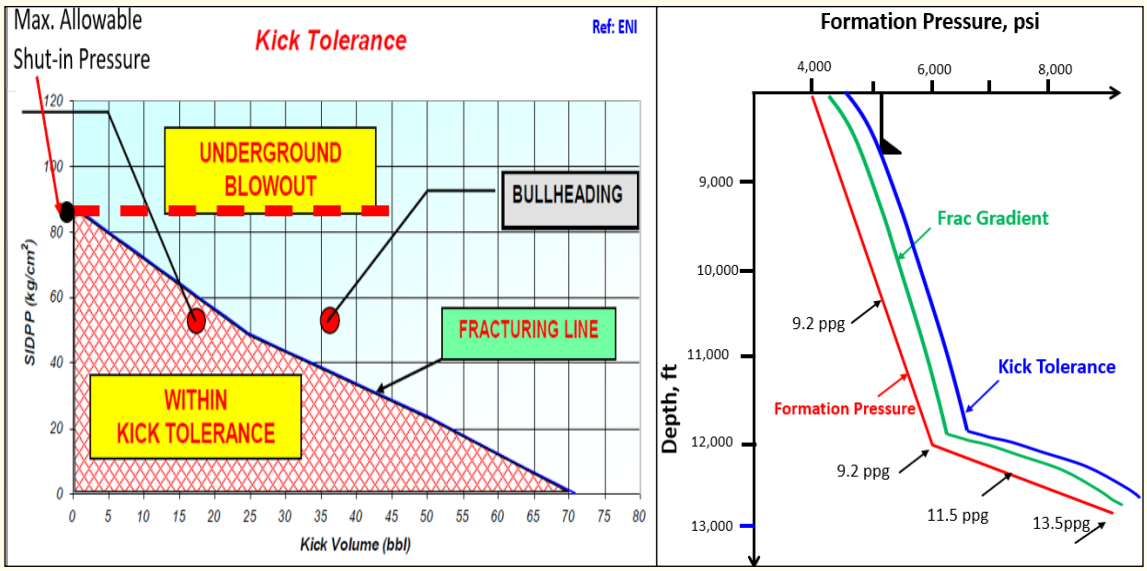


Figure 5. Decreasing KT with depth

KICK TOLERANCE GRAPH: UNDERBALANCED DRILLING & MPD

A graph of kick intensity vs kick tolerance can be constructed whilst drilling as shown in Figure 6. This graph we shall call **Kick Tolerance Graph**.

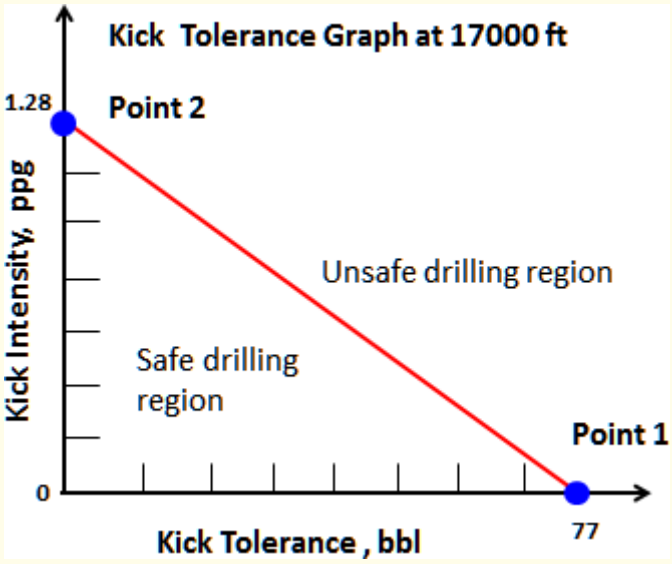


Figure 6. Kick tolerance graph

A kick tolerance graph is a graphical representation of kick intensity vs. kick tolerance, with the KI plotted on the Y-axis and kick volume plotted on the X-axis, see **Figure: 6**.

In **Figure: 6**, the line joining points 1 and 2 is called the Kick Tolerance Graph. All points to the top and right of the line represent internal blowout and lost circulation conditions. Points below the line represent safe conditions and give the maximum kick tolerance for any value of kick intensity.

It should be noted that the kick tolerance graph is dependent on the values of mud weight and pore pressure and the graph must therefore be updated each time these values change whilst drilling. For accurate calculations, the effects of temperature and gas compressibility must also be taken into account.

The kick tolerance graph in **Figure: 6** is constructed by joining two points obtained as follows:

Point 1: KI = 0 and KT = maximum KT volume

When KI = 0 (PP = MW), use **Equation (4)** to calculate the maximum gas height at casing shoe:

$$Hmax = \frac{0.052\ x\ CSDx\ (FG-MW)-0.052\ x\ KI\ x\ TD}{0.052\ xMW-G}$$

Maximum kick volume at shoe (V_1) = H_{max} x capacity between hole/drillpipe.

Using Boyle's law only:

$P_1\ V_1$ at shoe = $P_2\ V_2$ at TD

where V_2 is the maximum drilling kick tolerance volume for KI = 0

Point 2: Maximum KI and zero kick tolerance volume.

Setting H_{max} = 0, for zero kick volume and re-arranging equation 4, we obtain an expression for the maximum allowable KI for KT = 0 for a given well:

$$Max.KI = \frac{(FG - MW)x\ CSD}{TD} \qquad (12)$$

Points 1 and 2 are plotted in **Figure: 6**. Points below the red line represent safe drilling conditions and points above the line represent unsafe drilling conditions. The graph can also be used to establish the maximum kick tolerance for any value of KI.

This graph is a very useful tool when real time drilling data are used to establish actual pore pressure values. The kick tolerance graph can also be used to calculate the approximate value of KI for any given pit gain, assuming a drilling kick has been taken.

WELL CONTROL APPLICATIONS: KICK CIRCULATION IN CONVENTIONAL WELLS

Starting with the hydrostatic pressure in the gas bubble at any depth which was given earlier:

$P_x = P_f - P_g - (TD - H - CSD) \times MW \times 0.052$ (13)

The ideal gas law may be used to calculate the height of the gas bubble at any depth by relating it to the initial height of gas bubble (H_t) at shut in conditions:

$$\frac{P1\ V1}{Z1\ T1} = \frac{P2\ V2}{Z2\ T2} \qquad (14)$$

Substituting the following terms and equations (15) and (16) into equation (14), we obtain an expression of the gas height at any depth, equation (17):

$V_1 = H_t \times AC_{BHA}$

$V_2 = H \times AC_{dp}$

P_1 = Pressure at top of gas bubble

P_2 = annular pressure at any depth, X

AC_{BHA} = annular capacity around BHA , bbl/ft

AC_{dp} =annular capacity around drillpipe, in open hole or casing, bbl/ft

Z_1 ,T_1 and Z_2, T_2 are compressibility factors and temperatures at bottom hole and any depth X respectively.

The terms:

$$M = \frac{AC_{BHA}}{AC_{dp}} \qquad (15)$$

$$N = \frac{Z_2\ x\ T_2}{Z1\ x\ T_1} \qquad (16)$$

$$H = \frac{P_1}{P_2}\ x\ M\ x\ N\ x\ H_t \qquad (17)$$

Substituting equation (17) into equation (13) we obtain an expression for the bubble gas at any depth as given below:

$$P_x = ½ [A + (A^2 + 4 \times P_1 \times M \times N \times H_t \times MW)^{0.5}] \quad (18)$$

Where $A = P_f - MW_g (TD - X) - P_g$

P_x = annular pressure at any depth, X , ft
P_f = formation pressure, psi
P_1 = Pressure at top of gas bubble at shut-in conditions= $P_f - G \times H_t$
TD = hole depth, TVD, ft
X = depth to top of gas bubble
At surface X = 0
At CSD X = CSD
P_g = Hydrostatic pressure in the gas bubble = $G H_t$
G = gradient of influx, psi/ft
H_t = height of gas bubble at shut-in conditions, ft
MW = current mud weight in psi/ft. Assumed Drillers method is used to kill the well

See reference 3 for the application of the above equations in an example well.

CONCLUSIONS

This paper presented the theory and applications of kick tolerance in well design, well drilling and well control.

The paper also answered every question that was raised regarding the validity and accuracy of the kick tolerance concept.

REFERENCES

Rabia, H. (1987). “Fundamentals of Casing Design”. Graham and Trotman, London.

Hall, K.R and Yarborough, L. (1974). “How to solve equation of state for Z-factors”. Oil & Gas Journal, 18 Feb. pp 86-88.

Redman, K.P. (1991). “Understanding kick tolerance and its significance in drilling planning and execution”. SPE Drilling Engineering, December.

Santos, H. et al. (2011). “Kick tolerance misconceptions and consequence to well design”.SPE/IADC 140113, SPE/IDC Drilling Conference, 1-3 March, Amsterdam, the Netherlands.

Rabia, H. (2022) “ Surface Well Control: Theory and Application”. Entrac Petroleum publication, available in hard copy format from EPL and in e-book format from Amazon.

KİL-KUMTAŞI FORMASYONUNDA DÖNER KONİLİ (TCI) VE SABİT KESİCİLİ (PDC) MATKAPLARIN PERFORMANSININ KARŞILAŞTIRILMASI

COMPARISON OF THE PERFORMANCE OF ROLLER CONE AND DRAG (PDC) BITS IN CLAY AND SANDSTONE FORMATION

Mehmet Küsek[1,], Bülent TOKA[2], Davut Erdem Bircan[2]*

[1,] MTA Genel Müdürlüğü, Doğu Akdeniz Bölge Müdürlüğü, Adana*
[2]MTA Genel Müdürlüğü, Sondaj Daire Başkanlığı, Ankara
*(*Sorumlu yazar: mehmetkusek@gmail.com)*

ÖZET

Litolojiye uygun matkap ve sondaj akışkanı kompozisyonu seçimi sondaj maliyetlerini etkileyen en önemli faktörlerden ikisidir. Formasyonun yapısına uygun seçilen matkaplar ya kayacı parçalama ya da koparma hareketi ile ilerleme sağlarlar. Sondajlarda en çok kullanılan döner konili matkaplar kayacı öğütme, parçalama ve koparma hareketi ile parçalarken sabit kesicili matkaplar (PDC) yontma hareketi ile ilerleme sağlarlar. Bu çalışmada Ağrı Diyadin Hacıeli jeotermal sondajında yumuşak ve orta sert sedimanter formasyonun delinmesinde kullanılan iki adet döner konili ve bir adet sabit kesicili matkapların sondaj maliyet analizine etkileri ve spesifik enerjileri değerlendirilmiştir. Ayrıca kuyu dibi motorlarının matkaplara göre performansı da değerlendirilmiştir. Yapılan değerlendirmede beş kanatlı PDC matkapların döner konili matkaplara (4.3.7 IADC kotlu) göre daha iyi performansa sahip olduğu ve kuyu dibi motorların PDC matkaplarla daha uyumlu çalıştığı gözlenmiştir.

Anahtar Kelimeler: PDC matkaplar, TCI matkaplar, spesifik enerji, performans

ABSTRACT

Choosing the appropriate drill bit and drilling fluid composition for the lithology are two of the most important factors affecting drilling costs. Bits selected according to the structure of the formation make progress either by breaking the rock or by chipping it. Roller cone bits, which are the most used in drilling, break down the rock with grinding, fragmentation and tearing motion, while fixed cutter drills (PDC) make progress with chipping motion. In this study, the effects on drilling cost analysis and specific energies of two rotary cone bits and one fixed cutter bit used in drilling soft and medium hard sedimentary formation in Ağrı Diyadin Hacıeli geothermal drilling were evaluated. Additionally, the performance of downhole motor compared to bits was also evaluated. In the evaluation, it was observed that five-wing PDC bits have better performance than roller cone bits (4.3.7 IADC code) and down-the-hole motors work more compatible with PDC bits.

Keywords: PDC bits, TCI bits, specific energies, performance

GİRİŞ

Sondaj matkapları, tasarım özelliklerine göre genel olarak sabit kesici uçlu matkaplar (Polycrystalline diamond compact, PDC) ve döner kesici uçlu matkaplar (Tricone bit, TCI) olarak sınıflandırılabilir. PDC'lerde sabit kesici uçlar matkabın gövdesine entegre edilmiştir. Matkabın dönüşü, sondaj takım dizisi ile tek bir ünite halinde gerçekleşir. Öte yandan, TCI matkaplar kesici dişlere sahip olan iki veya daha fazla koniye sahiptir. Bu matkaplar takım dizisi veya kuyu dibi motoru vasıtasıyla dönerken koniler de kendi ekseni etrafında dönerler.

Günümüzde sondaj için matkap seçiminde pek çok seçenek mevcut olduğundan, belirli bir uygulama için uygun matkabın seçilmesi oldukça kafa karıştırıcı olabilir. Sahada daha önce yapılan kuyuların sondaj raporlarının kullanılması, matkap seçiminde en iyi deneysel kılavuzdur. Bunun dışında sondaj öncesinde formasyonun özellikleri incelenerek kuyu açmaya en uygun matkap programı tasarlanabilir. Formasyona uygun matkap seçiminde ilk adım, sertlik, aşındırıcılık, heterojenlik, gözeneklilik, geçirgenlik, gözenek basıncı, yapışkanlık ve basınç dayanımı gibi matkap ucu seçimini etkileyen formasyon özelliklerini tanımlamaktır. Bu özellikler kesici elemanların tipini, boyutunu, şeklini, uç profilini ve hidrolik tasarımını belirler.

Formasyonlar yumuşak, orta yumuşak, orta sert ve sert genel olarak dört kategoriye ayrılır ve buna göre matkap seçilir. Genel olarak sert formasyonlarda kısa dişli matkaplar kullanılırken yumuşak formasyonlarda uzun dişli matkaplar kullanılır. PDC matkaplar için ise kesici dişe sahip olan kanat sayısı yumuşak formasyondan sert formasyona doğru artar.

Matkabın dönüş hızı (RPM) ve üzerine verilen yük (WOB), sondaj tipine ve formasyonun özelliklerine göre belirlenen iki mekanik parametredir. Her ne kadar bu iki mekanik parametre matkap üreticisi tarafından belirlense de sondaj mühendisi formasyon özelliklerinin ve akışan hidroliğinin (kuyu temizliğinin) etkisini de dikkate alır. Sert formasyonlarda matkap üzerindeki ağırlığın artması delme hızını artırır. Ancak yumuşak formasyonlarda matkaba çok fazla ağırlık uygulanması formasyona saplanan matkap konilerinin kilitlenmesine ve delme rotasından sapmasına neden olur. Sondajcılar matkap konilerinin yapışkan killerden dolayı kitlenmesi olayını "matkap kafa yaptı" diye betimler.

Formasyona uygun WOB, RPM ve hidrolik doğru seçilmediği durumda ilerleme hızı düşer, matkabın ömrü kısalır ve dolayısıyla kuyu maliyeti artar. Örneğin yapışkan kil, kiltaşı, kumtaşı gibi ardalanmalı formasyonlarda kullanılan TCI matkapların kafa yapması ve yumuşak formasyondan sert formasyona geçiş sırasında hızlı devirden dolayı diş kırılmaları yüzünden sondajcılar da kilde matkap iş yapmaz anlayışı yerleştirilmiştir. Bunun nedeni formasyonun ardalanmalı olması nedeniyle uygun WOB ve RPM'nin ayarlanamamasıdır. Yanlış RPM ve WOB uygulamalarında; kumtaşı formasyonunda düşük WOB ve yüksek PRM'de kesici dişler kırılırken, yapışkan killerde yüksek WOB ve düşük RPM'de matkabın formasyona saplanmasıyla koniler kilitlenir.

Formasyona uygun matkap seçimi için tam bilimsel bir yaklaşım olmamasına rağmen birkaç pratik metot bulunmaktadır. Matkap çalışma maliyet analizi ve matkabın spesifik enerjisinin belirlenmesi matkap seçiminde uygulanan metotlardır.

Matkap çalışma maliyet analizinin belirlenmesinde kullanılan faktörler, günlük makine kirası (veya sabit giderler), matkap fiyatı, matkap çalışma ömrü ve matkap ilerleme hızıdır. Matkapların çalışma performansı veya diğer bir ifade ile sondaj birim maliyeti aşağıda verilen eşitliğe göre hesaplanır (Azar 2007).

$$C = \frac{B + [R * (T_d + T_t + T_c)]}{ROP * T_d} \quad (1)$$

Burada;

C = her bir matkap için sondaj birim maliyeti ($/m)
B = matkap fiyatı ($)
R = sondaj makinesinin saatlik kirası ($/h)
T_d = her bir matkap için delmede geçen süre (h)
T_t = her bir matkap için manevra süresi (h)
T_c = her bir matkap için bağlantı (tij ekleme) süresi (h)
ROP = ilerleme hızı (m/h)

Matkap fiyatları ve günlük kule kirası bilinen değerlerdir. Tij ekleme süresi ve manevra zamanı yaklaşık olarak tahmin edilebilir.

Matkap seçimi için hesaplanan spesifik enerji metodu basit ve pratik bir metottur. Spesifik enerji kayacın birim hacmini koparmak için gerekli olan enerji miktarı olarak tanımlanır (Toka, 2017).

Spesifik enerjinin (SE) hesaplanmasında kullanılan eşitlik:

$$SE = 2{,}35 * \frac{WOB * RPM}{ROP * D_b} \quad (2)$$

Burada;
SE = spesifik enerji (MJ/m^3)
WOB = matkap üzerine verilen yük (kg)
D_b = matkap çapı (mm)
RPM = matkap dönme devri (rpm)
ROP = ilerleme hızı (m/h)

Spesifik enerji değeri litoloji, kule kapasitesi, hidrostatik basınç, matkap tipi ve tasarımı, kuyu dibi donanımının optimizasyonu ve akışkan hidroliğine bağlıdır. Matkaplar, farklı formasyon tiplerinde farklı spesifik enerji değerlerine sahiptir. Yumuşak formasyon matkabının ürettiği spesifik enerji, sert formasyon matkabının ürettiği spesifik enerjiden tamamen farklıdır. Spesifik enerji değerinin farklı olması uygun bir matkap seçimine olanak sağlar. Sonuç olarak verilen bir delme aralığında; matkabın spesifik enerji değeri ne kadar düşük ise matkap performansı o kadar yüksek ve o kadar ekonomiktir (Rabia, 1995).

1. AĞRI – DİYADİN JEOTERMAL SAHASININ LİTOLOJİSİ VE KUYU TASARIMI

Ağrı-Diyadin sahasının litolojisi 0-600 m'ler arası konglemera, kumtaşı, kireçtaşı, bazalt, çört taneli konglemera ardalanmalıdır. 600-1.371 m'ler arasında yer yer alterasyon (kloritleşme, limonitleşme), kumtaşı, kil-kiltaşı bulunmaktadır. Kil formasyonu plastik ve yapışkan özelliktedir (Şekil 1).

Ağrı Diyadin jeotermal kuyusu 00-103,60 metreler arası " spiral kaynaklı koruma borusu ve 00.00-600 metreler arası 13 ¾ " kapalı koruma borusu kapalı koruma borusu ile teçhiz edilmiş ve boru arkasına çimento şerbeti basılmıştır.

Bu çalışmada 606,50-1.371 metreler arasında kullanılan 12¼ " çapında 2 adet TCI ve 1 adet PDC matkapların performansı değerlendirilmiştir.

Şekil 1. Kil-Kiltaşı formasyonun elek üstü ve numune sandığında görünüşü

2. KİL-KİLTAŞI-KUMTAŞI ARDALANMALI FORMASYONUNDA DELİNMESİNDE KULLANILAN TCI VE PDC MATKAPLARIN PERFORMANSININ KARŞILAŞTIRILMASI

12 ¼" çapında kuyu delme işleminde 606,50-1.371 metreler arasında iki adet 4.3.7 AIDC kotlu döner konili matkap ve 1 adet 5 kanatlı PDC matkap kullanılmıştır (Şekil 2). PDC matkap 2012 yılı üretimi olup fiyatı yeni matkaplara göre çok ucuzdur. İkinci kullanılan 2-TCI no'lu matkap ve PDC matkap kuyu dibi motoru ile birlikte kullanılmıştır. Hidrolik güç (400 gpm) sabit tutulmuştur.

Kuyuda kullanılan 2 adet farklı 4.3.7 IADC kotlu konili matkap ile bir adet 5 kanatlı PDC matkaplar için matkabın maliyet analizi yapılmış ve karşılaştırılmıştır (Çizelge 1). Eşitlik 1'e göre hesaplamada işlem kolaylığı sağlamak için günlük kule kirası (veya maliyeti) 12.000 $ (saatlik kirası 500$), tij ekleme süresi yaklaşık (0,3 saat) ve manevra zamanı yaklaşık 16 saat olarak kabul edilmiştir. Bu durumda, Çizelge 1 ve Şekil 2'de verilen matkabın ortalama ilerleme hızı ve çalışma ömrüne göre yapılan hesaplamalarda en uygun matkabın PDC matkaplar olduğu görülmüştür. Bu sonuç, matkap seçiminde fiyatına göre değil, ilerleme hızına ve matkap ömrüne göre matkap seçiminin yapılmasının önemini ortaya koymuştur (Toka, 2012).

Çizelge 1. Matkapların sondaj birim maliyetine etkileri.

Matkap tipi	Çalıştığı metraj aralığı (m)	Matkap fiyatı ($)	İlerleme (m)	Çalışma zamanı (saat)	İlerleme hızı (m/saat)	Birim maliyet ($/m)
1- TCI	606,50 - 868,30	10.750	261,80	58,8	4,4	187
2- TCI	868,30 – 997,00	9.250	128,70	47,5	2,7	321
3- PDC	997,00 – 1.371	13.000	374,00	28,17	13,3	94

Şekil 2. 1-TCI, 2-TCI ve 3-PDC matkaplara göre sondaj birim maliyeti.

Maliyet analizine göre 12 ¼" çapında kuyuda 606,50-1.371 metreler arası (toplam 764,50 m aralıkta) 1-TCI, 2-TCI ve 3-PDC matkap tipleri tek tek kullanılsaydı bu aralıkta kuyunun maliyeti sırasıyla 142.961 $, 245.404 $ ve 71.863 $ olacaktı. Diğer ifade ile kuyunun maliyeti PDC matkabın performansına göre kıyaslandığında birinci TCI matkap ile kuyunun maliyeti yaklaşık iki katı ve ikinci TCI matkap ile kuyunun maliyeti üç katından daha fazla olacaktı.

1-TCI ve 2-TCI matkaplar aynı tip matkaplardır ve Çizelge 2'de görüleceği üzere ilerleme hızları çok farklıdır. Kuyu dibi motoru ile kullanılan 2-TCI matkabın dönme hızı 1-TCI matkaba göre daha yüksek olmasına rağmen ilerleme hızının çok düşük olması araştırılması gereken bir konudur.

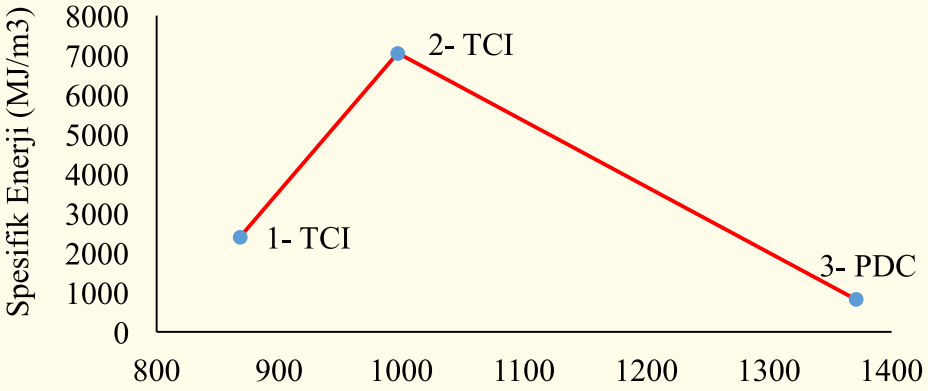
Matkapların performansını değerlendirmede diğer bir yöntem olan spesifik enerji değerleri; Eşitlik 2'ye göre hesaplanmış ve Çizelge 2'de verilmiştir.

Çizelge 2. 8 ½" matkapların spesifik enerji değerleri.

Matkap tipi	Vardiyada ilerleme metrajı (m)	WOB (ton)	Ortalama RPM (dev/dak)	İlerleme hızı (m/saat)	Debi (gal/dak)	Spesifik enerji (MJ/m^3)
1- TCI	2 - 16,8 - 27,7 – 35 – 27 – 34 – 28 -19,5 - 28,5 - 31,5 - 11,8	14	100	4,4	400	2.403
2- TCI	1,2 - 18 - 27,5 – 15 – 11 – 19 – 20 - 17	14	180 (tahmini)	2,7	400	7.049
3- PDC	1 – 84 - 56,3 - 37,2 – 56 - 46,5 – 36 – 21 - 36	8	180 (tahmini)	13,3	400	818

Şekil 3'de 606,50-1.371 m'ler arasında kullanılan 12¼" çapında 3 farklı tipteki matkabın performansları spesifik enerji değerlerine göre karşılaştırılmıştır. Grafiğe göre 5 kanatlı PDC matkapların düşük spesifik

enerji değerlerine sahip olduğu görülmektedir. 606,50-868,30 m'ler arası çalışan 437 IADC kotlu 1. matkabın 868,30 – 997,00m'ler arası çalışan 437 IADC kotlu 2. matkaba göre spesifik enerji değeri daha düşüktür. Aynı IADC kota sahip ikinci matkabın kuyu dibi motor ile birlikte kullanılmasına rağmen daha yüksek spesifik enerji değerine sahip olması düşündürücüdür. Kuyu dibi motor ile en düşük spesifik enerji değerleri PDC matkabında hesaplanmıştır. Sabit kesicili matkapların spesifik enerji değerlerinin döner konili matkaplara göre daha düşük olması daha verimli çalıştığını göstermiştir.



Şekil 3. Spesifik enerji bakımından 2 TCI ve 5 kanatlı PDC matkabın performansının karşılaştırılması.

Kuyudan çıkan matkapların durumu incelendiğinde; konili matkapların dişlerinde kırılmalar olduğu, yanak ve kon yataklarında önemsiz derecede aşınmalar olduğu görülmüştür (Şekil 4). 1-TCI matkabın dişlerinde oluşan kırıklar daha fazladır, bunun nedeni kuyu dibinde 2-TCI matkaba göre daha uzun süre çalıştırılmasıdır. Dişlerde kırılmanın nedeni formasyon geçişlerinde WOB ve RPM değerlerinin formasyona uygun ayarlanamamasından kaynaklanabilir. Yumuşak formasyonlarda dönme hızı yüksek iken aniden sert formasyonla karşılaşılması dişlerin parçalanmasına neden olabilir. Bu yaklaşıma göre iki matkabın da kullanılmaz hale gelmesi bu nedendendir. PDC matkap diğer matkaplara göre daha çok iş yapmasına rağmen tekrar kullanılabilir durumdadır. Kesici dişlerin hiç birinde kırılma yoktur. PDC matkaplar döner kesicili matkaplara göre daha yüksek devirde çalışma özelliğine sahip olduğundan yumuşak-sert formasyon değişimlerinden etkilenmediğini göstermektedir.

Şekil 4. 2 adet TCI ve 1 adet PDC matkabın sırasıyla kullanım sonrası durumu

SONUÇLAR ve ÖNERİLER

1. Kil-kiltaşı-kumtaşı ardalanmalı formasyonlarda beş kanatlı PDC matkapların döner konili matkaplara göre daha iyi performansa sahip olduğu ve kuyu dibi motorların PDC matkaplarla daha uyumlu çalıştığı gözlenmiştir.

2. Ağrı-Diyadin jeotermal kuyusunda 12¼" çapında delme aralığında kullanılan PDC matkap, TCI matkaplar ile karşılaştırıldığında kuyu maliyetini yarıdan daha aza düşürmüştür.

3. TCI matkabın dişlerinde oluşan kırılmanın ana nedeni yumuşak formasyonda karşılaşılan konilerin kilitlenmesini takiben yumuşak-sert formasyon geçişlerinde matkaba uygulanan devir-baskı dengesinin uyumsuz olmasıdır.

4. Yumuşak formasyonlarda kullanılan TCI matkapların konilerin kilitlenmesi ile sondajcılar tarafından oluşturulan "killi formasyonlarda matkap iş yapmaz" anlayışı, PDC matkabın Ağrı – Diyadin sahasında gösterdiği performans ile ortadan kalkmıştır.

KAYNAKLAR

Azar, J. J., and Samuel, G. R., (2007). Drilling Engineering, Oklahoma, USA.

Rabia, H., (1995). Oilwell Drilling Engineering, Oxford, UK.

Toka B., (2012). Jeotermal Sondajlarda Yeni Nesil Matkaplar ve Matkap Seçimine Yönelik Bir Uygulama, MTA Genel Müdürlüğü Ekonomik ve Doğa Bülteni, Ankara, Sayı 13.

Toka, B., (2017). Sondaj Mühendisliği, TMMOB Maden Mühendisleri Odası, Ankara.

ÜÇ KONİLİ MATKAPLARDA NOZUL SEÇİMİ, GLİ ÖRNEĞİ

NOZZLE SELECTION IN THREE CONE DRILLS, GLI EXAMPLE

Ö. Acaroğlu Ergün [1*], S. Ünlü Gün [2], C. Kündem[1]

[1]İstanbul Teknik Üniversitesi, Maden Mühendisliği Bölümü
[2] Etimaden Bor İşletmeleri
*(*Sorumlu yazar: acaroglu@itu.edu.tr)*

ÖZET

Yüksek üretimin söz konusu olduğu büyük maden sahalarında, geniş çaplı delgi işlemleri için rotari delici makinalar hava soğutmalı üç konili matkaplarla birlikte yaygın olarak kullanılırlar. Delici makinaların verimlilik parametreleri olarak bilinen delme hızı, yakıt tüketimi ve kayaçla kontak halinde olduğu için en önemli sarf malzemesi olan matkap aşınmasına çok sayıda faktör etki etmektedir. Bu faktörlerden matkap tipi ve tasarımı, uygulanan baskı kuvveti, devir sayısı kontrol edilebilen faktörler iken kayaç özellikleri ve jeolojik şartlar kontrol edilemeyen faktörlerdir. Hava soğutmalı üç konili matkaplarda basınçlı hava nozullar aracılığıyla delik dibine ulaştırılmaktadır. Nozul çapının optimum bir değerde seçilmesi, basınçlı havanın %25-30 kadarının rulmanlara gitmesi dolayısıyla matkap dayanım süresinin uzamasını sağlamaktadır. Bu çalışmada, Türkiye Kömür İşletmeleri GLİ Tunçbilek Maden Sahalarında kullanılan rotari delici makinalarına ait hava soğutmalı üç konili matkap dayanımlarının artırılması için kullanılması gereken optimum nozul çapı ve verimli delmeyi sağlayacak IADC kodları belirlenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Rotari Sondaj, Hava Soğutmalı Üç Konili Matkap, Nozul Çapı, IADC

ABSTRACT

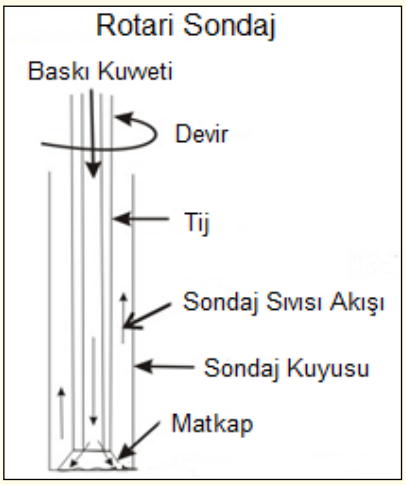
Rotary drilling machines with air-cooled tricone drill bits are widely used for large diameter drilling in big mining operations for high production levels, Numerous factors affect the efficiency parameters of drilling machines, such as drilling speed, fuel consumption, and drill bit wear, which is the most critical consumable due to its contact with the rock. Factors related to drilling efficiency such as tricone bit type and designs, applied feed force and rpm are manageable factors as rock properties and geological conditions are not manageable factors. Compressed air is carried bottom of the drilling hole by nozzles on the air cooled tricone bits. Optimum nozzle diameter provides air to tricone bearings by passing 25-30% of air and it increases working life of the bit consequently. In this study, conducted at the GLİ Tunçbilek Mining Field of Turkish Coal Enterpries the optimal nozzle diameter required to extend the lifespan of air-cooled tricone bits and the IADC codes to ensure efficient drilling were determined to enhance the drilling efficiency of rotary drilling machines.

Keywords: Rotary Drilling, Air-cooled Tricone Bit, Nozzle Diameter, IADC

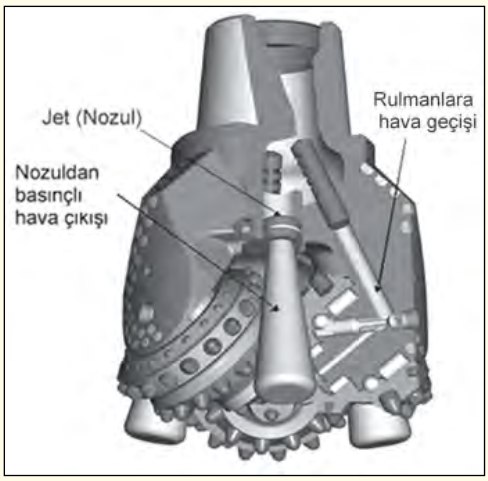
GİRİŞ

Madencilik sektöründe delme işlemi, yerüstü veya yeraltından cevher çıkarılmasının yanı sıra maden arama, tahkimat, ulaşım, su tahliyesi operasyonlarında kullanılırken, benzer şekilde tünel, yol, hidroelektrik santral gibi tesislerin inşaa işlemlerinde de yaygın şekilde kullanılmaktadır. Büyük maden sahalarında yüksek üretim söz konusu olduğunda genellikle geniş çaplı delme işlemi için rotari delici makinalar hava soğutmalı üç konili matkaplarla birlikte kullanılır.

Şekil 1a'da rotari sondaj sistemini oluşturan ana parçalar ve uygulanan kuvvetler, Şekil 1b'de ise hava soğutmalı üç konili bir matkap gösterilmiştir (Gokhale, 2011; Ersoy, 2008).



Şekil 1 a) Rotari sondaj sistemi



b) Havalı soğutmalı üç konili matkap

Üç konili matkaplara uygulanan baskı kuvveti ve devir sayısının birbiriyle ayrıca formasyon ve makina özelliklerine uyumlu olması delme verimliliğini artırmaktadır. Basınçlı havanın delik dibine ulaşmasını sağlayan nozul çapının optimum olması, havanın %25-30 kadarının matkap rulmanlarına gitmesini dolayısıyla matkap ömrünün uzamasını sağlamaktadır (Gokhale, 2011). Üç konili matkapların tasarım parametreleri çok ve karmaşık olup standardı sağlayabilmek ve kullanıcının seçimini kolaylaştırmak için IADC olarak adlandırılan kodlar belirlenmiştir (McGehee, 1992). Bu kodlar kullanılırken matkap dayanım süresi kadar verimli delme parametreleri de dikkate alınarak, seçim yapılmalıdır (Acaroğlu vd. 2020). Bu nedenle rotari delici makinalarında kullanılan hava soğutmalı üç konili matkaplara uygulanacak optimum baskı kuvveti ve devir sayısı, matkap ömrünün uzatılması için kullanılması gereken optimum nozul çapı ve verimli delmeyi sağlayacak IADC kodunun belirlenmesi bu çalışmanın amacı olarak belirlenmiş ve Türkiye Kömür İşletmeleri Garp Linyitleri İşletmesi (GLİ) Tunçbilek maden sahalarında uygulanmıştır (Acaroğlu, 2019; Ünlü, 2017; Kündem, 2019;).

1. HAVA SOĞUTMALI ÜÇ KONİLİ MATKAPLARDA DELİK TEMİZLİĞİ

Açık işletme maden sahalarında kullanılan üç konili matkaplarda kayaç parçacıklarının çıkarılması basınçlı hava ile sağlanmaktadır. Delici makinaların verimlilik parametreleri olarak bilinen delme hızı, yakıt tüketimi ve kayaçla kontak halinde olduğu için en önemli sarf malzemesi olan matkap aşınmasına çok sayıda faktör etki etmektedir. Delme verimliliğine etki eden matkap tipi ve tasarımı, uygulanan baskı kuvveti, devir sayısı kontrol edilebilen faktörler iken kayaç özellikleri ve jeolojik şartlar kontrol edilemeyen

faktörlerdir (Thuro ve Spaun, 1996; Thuro, 1997). Delme işleminde kullanılan enerjinin %50'si temizleme işlemine harcanmakta olup bu işlemin verimsiz olması matkaplardaki aşınmayı artırarak delme hızının düşmesine ve enerji maliyetlerinin daha da artmasına neden olmaktadır (Gokhale, 2011).

Üç konili matkaplardan basınçlı hava Şekil 1b'de gösterildiği gibi nozullardan çıkar. Nozulların avantajı havayı hızla delik dibine yönlendirip, matkap dişlerin arasındaki yeni kırılmış kayaç parçacıklarını hızla uzaklaştırıp havayla birlikte yeryüzüne çıkarmalarıdır. Bu hızla uzaklaştırmanın ana nedeni havanın parçacıklara yüksek sürükleme kuvveti uygulaması ile ilgilidir. Havanın matkabın ortasındaki bir boşluktan gönderilmeyip nozullar aracılığıyla delik dibine yönlendirilmesi ve nozullardan yüksek hızla çıkması daha yüksek ilerleme hızlarının sağlanmasına neden olmaktadır. Nozulların çapının uygun ayarlanması, basınçlı havanın %25-30 kadarını hava geçiş kanallarından rulmanlara yönlendirerek matkap dayanım süresinin uzamasını sağlamaktadır. Bir delme işleminde bunu sağlayacak optimum nozul çapı, genel olarak makine, formasyon ve kompresör ile ilgili birçok parametreye bağlıdır (Gokhale, 2011).

1.1. Nozul Çapının Hesaplanması

Bir delme işleminde, parçacıkların efektif bir şekilde çıkarılması için bir kompresörün sağlayacağı gerekli hava miktarının hesaplanması gerekmektedir ve bunun için Eşitlik 1 kullanılabilir (Jimeno ve Carcedo, 1995).

$$Q = ((V_b * \pi * (D^2 - d^2)) / 4 * 10^6 \quad (1)$$

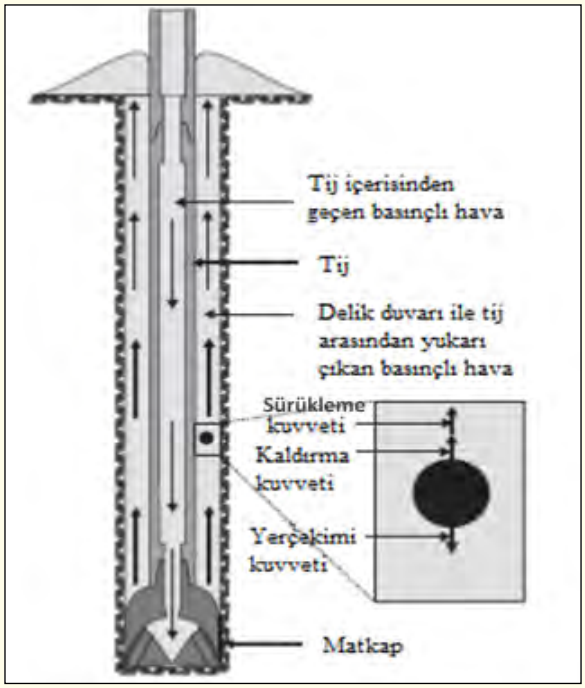
Q= Kompresörün sağladığı hava miktarı (m^3/dak)

V_b= Hava çıkış hızı (Tahliye hızı) (m/dak)

D= Matkabın çapı (mm)

d=Tij dış çapı (mm)

Hava hızını hesaplamak için Şekil 2'de tij ile delik arasında yukarı doğru hareket eden bir kayaç parçacığına etki eden kuvvetler gösterilmiştir. Şekilden görüldüğü üzere parçacığın üzerine üç kuvvet etki etmekte olup bunlar yerçekimi kuvveti, kaldırma kuvveti ve sürükleme kuvvetidir (Gokhale, 2011).



Şekil 2. Basınçlı hava ortamında bir kayaç parçacığına etki eden kuvvetler (Gokhale, 2011).

Parçacık düşerken yerçekimi kuvveti ve kaldırma kuvveti neredeyse sabit kalır. Sürükleme kuvveti ise artar ve kaldırma kuvvetiyle birlikte yerçekimi kuvvetini dengeler. Bu durumda, parçacık sabit bir hızla düşmeye başlar ve bu hız, "son hız (çökelme hızı) Vt" olarak adlandırılır ve Eşitlik 2'den elde edilir (Gokhale, 2011).

$$V_t = (6.06 * r * g * ((d_m - d_f)/d_f))^{0.5} \quad (2)$$

r = Düşen küresel parçacığın yarıçapı

g = Yerçekimi sabiti (9.80665 m/s^2)

d_m = Tanenin yoğunluğu

d_f = Ortamın yoğunluğu

Eşitlik 1'de tahliye hızı (Vb), basınçlı havanın tij ile kuyu kenarı arasından yeryüzüne doğru çıkarılırken sahip olduğu hızdır. Bu hızın değerinin Eşitlik 3'de gösterildiği üzere son hız Vt'den %10 daha fazla olması istenir ve böylece parçacıkların yukarı doğru çıkarılması sağlanır. Bu denklemlerin gerçek sondaj operasyonlarına uygulanabilmesi için bazı sabitlere (düzeltme faktörlerine) ihtiyaç duyulmaktadır, çünkü teorik olarak bazı varsayımlar göz önünde bulundurularak elde edilmişlerdir. Dolayısıyla son hız, tüm bu parametreleri, varsayımları ve düzeltme faktörlerini içeren α faktörleri ile çarpılır (Gokhale, 2011).

$$V_b = 1.1 * V_t * \alpha_r * \alpha_d * \alpha_{rou} * \alpha_{rnd} * \alpha_{fr} * \alpha_a * \alpha_i * \alpha_w \quad (3)$$

α, parçacık boyutu (α_r), parçacık yoğunluğu (α_d), parçacıkların yuvarlaklığı (α_{rou}), parçacıkların pürüzlülüğü (α_{rnd}), parçalanma hızı (α_{fr}), cidar boşluğu (α_a), deliğinin eğimi (α_i) ve su enjeksiyonu miktarı (α_w, varsa) gibi parametrelere bağlıdır. Bu faktörlerin birbirinden bağımsız olduğu kabul edilir ve basit formüller veya katsayılarla hesaplanmaktadırlar.

Pratikte minimum 900-1000 m/dak tahliye hızı istenir. Geniş çaplı delme ve yumuşak formasyon söz konusu olduğunda 2000 m/dak daha iyi sonuç verir. Demir minerali gibi ağır metaller için 2500 m/dak kullanılabilir, ama 2000'nin üstündeki değerler tijlerde aşınmalara neden olur. Bu nedenle pratikte 2400 m/dak üstü değerlere pek rastlanmaz.

Hava hızı hesaplandıktan sonra kompresörün uygulayacağı hava miktarı Q, Eşitlik 1'den hesaplanabilir. Buradan elde edilen hava miktarı değeri ile Eşitlik 4 kullanılarak havanın %25-30 kadarının nozul rulmanlarına gitmesi için gerekli olan nozul çapı hesaplanabilir (Gokhale, 2011).

$$Q = \left(\frac{60}{1.225}\right) * \alpha * \Psi * p_1 * A * \left[\frac{2}{R * T_1}\right]^{0,5} \quad (4)$$

Q = Hava miktarı (m^3/dak)

α = Nozul efektiflik katsayısı

ψ = Akış sabiti

p_1 = Mutlak basınç (Pa)

T_1 = Mutlak sıcaklık (K)

A = Nozul açıklığı (m^2)

R = Gaz sabiti J/(kg K)

Nozul seçimi için, burada bahsedilen teorik denklemlerin yansıra ayrıca literatürde var olan tablolar ve kataloglar da kullanılabilir. Bunlar birçok varsayım içermekte ve bu olgu birçok belirsizlik barındırdığı için hepsi kaba bir yaklaşım sunmaktadır. Genel olarak daha küçük çaplı bir nozul seçmek, daha büyük bir nozul seçmekten daha iyidir, çünkü daha küçük nozul daha yüksek basınç oluşturarak basınçlı havanın daha fazlasının rulmanlardan geçmesini sağlar. Bu çalışmada, yukarıda anlatılan teorik yaklaşım kullanılarak, üç konili matkaplar için gerçek nozul çaplarının belirlenmesi amacıyla bilimsel parametreler dikkate alınarak pratik bir yöntem uygulanmıştır.

2. ÇALIŞMA ALANI

TKİ GLİ Müdürlüğü'ne ait Tunçbilek Linyit Sahası, Kütahya'ya 63 km uzaklıktadır. Planlanan 4.200.000 ton/yıl tüvenan linyit üretiminin yaklaşık %80'ni yerüstü, %20'si ise yeraltı işletmelerinde gerçekleştirilmektedir. Yıllık toplam 50 milyon ton satılabilir linyit üretimi yapılan ülkemizde bu üretimin yaklaşık %7.5'i GLİ'de gerçekleştirilmektedir. GLİ açık ocak işletmelerinde shovel + kamyon ve dragline kazı yöntemi uygulanmaktadır (GLİ, 2019). Patlama delikleri 9 inç çapında ve basamakların durumuna bağlı olarak 15 metre civarında olup bir atımda şeş beş düzeninde genellikle 20 delik delinir. Patlatma işlemi, suya karşı dayanıklı emülsiyon patlayıcı ve ANFO karışımı ile yapılır ve delme işleminde DM50XL900 model makineler kullanılmaktadır (Ünlü, 2017; Kündem, 2019; Acaroğlu vd. 2020).

GLİ maden sahalarında formasyonun oldukça uniform olduğu gözlenmiş ve bölge farklı dayanım özelliklerine göre sınıflandırılmamıştır. Bölge genellik olarak kiltaşı, siltaşı ve marndan oluşmaktadır. GLİ'den fiziksel ve mekanik özellikleri belirlemek için blok numune, nokta yük örneği ve delme sırasında çıkan kayaç parçacıklarından tane boyut dağılımını belirlemek için örnekler alınmıştır. Bu örnekler üzerinden formasyonun belirlenen fiziksel ve mekanik özellikleri Çizelge 1'de verilmiştir (Kündem, 2019).

Çizelge 1. GLİ formasyonuna ait kayaçların fiziksel ve mekanik özellikleri

Fiziksel ve Mekanik Özellikler (Ortalama Değerler)	
Yoğunluk (gr/cm^3)	1.97
Nem Oranı (%)	6.40
Tek Eksenli Basınç Dayanımı (MPa)	26.41
Elastisite Modülü (MPa)	2761.9
Poisson Oranı	0.19
Endirekt Çekme Dayanımı (MPa)	3.58
Schmidt Çekici Değerleri	37.67
Kırılganlık Değeri (Darbe dayanımından) (%)	80.94
Cerchar Aşındırıcılık indeksi	0,5 – 1 (Kiltaşı)
	1,5 – 2 (Siltaşı)
Kuvars Minerali Oranı	% 1 – 3 (Kiltaşı)
	% 2 – 4 (Siltaşı)

3. YÖNTEM

Bu çalışma üç ana başlık altında toplanabilir. Matkaplara uygulanacak optimum baskı kuvveti ve devir sayısı (rpm) değerlerinin belirlenmesi, verimli temizleme işlemi için gerekli nozul çapının belirlenmesi ve daha verimli delme işlemi için farklı IADC nolu matkapların karşılaştırılmasıdır (Acaroğlu, 2019).

IADC kodlarının optimum baskı kuvveti, rpm ve nozul çapı üzerine etkisinin çok olmadığı göz önüne alınarak, her bir farklı IADC kodlu matkaplar için aynı işlemleri tekrar yapmamak için işletmede hali hazırda kullanılan matkaplarla (622 IADC kodlu) öncelikle optimum baskı kuvveti ve nozul çapı belirleme çalışmaları yapılmıştır. İlk olarak değişik baskı kuvveti değerleri uygulanarak uygulanması gereken optimum baskı kuvveti değeri bulunmuş, sonra 3 farklı nozul çapından optimum olanı belirlenmiştir. Böylece farklı IADC kodlu matkapların, aynı optimum baskı kuvveti ve nozul çapı ile kıyaslanmaları mümkün olmuştur (Acaroğlu, 2019).

Bir değişkendeki değişimin delme verimliliğine etkisini belirlemek için delici makina verimlilik parametrelerinden delme hızı ve yakıt tüketimi ölçülmüştür. Nokta yük ve elek analizi numuneleri alınmıştır. Ayrıca delme işlemi sırasında makina üzerindeki göstergelerden baskı basıncı, ana pompa basıncı ve delik dibi temizliği ve kompresörün düzgün kullanımı hakkında bilgi veren hava basıncı değerleri de ölçülmüştür (Ünlü, 2017; Kündem, 2019; Acaroğlu, 2019).

4. SONUÇLAR

GLİ maden sahalarında rpm değeri, delicilerde mümkün olan en yüksek değerlere (110-120 devir/dak) sabitlenmektedir. İşletmede formasyon dayanım değerlerinin yüksek olmadığı göz önüne alındığında bu uygulama doğru gözükmekte, operatörler basitçe baskı kuvveti ile makinaları kullanmaktadır. Çizelge 2.'de farklı baskı kuvvetlerindeki verimlilik parametreleri gösterilmiştir.

Çizelge 2. GLİ delici makinalarında farklı baskı kuvveti değerlerine ait ölçüm sonuçları

Baskı Kuvveti (ton)	16	14.6	13.3	12	10.6
Delme hızı (m/dak)	1.88	1.68	1.49	1.8	1.37
Yakıt miktarı (lt/m)	1	1.31	1	1	0.93
Ana pompa basıncı (bar)	101	97.97	88	103.58	89.27
Hava basıncı (bar)	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
Nokta yük indeksi (Is_{50})	2.75	3.22	3.74	1.80	1.97
$d_{36.8}$	3.15	2.01	2.87	2.90	3.70
n	0.70	0.75	0.74	0.80	0.81
d_{50}	2.21	1.48	2.28	2.33	3.10
CI	649.96	552.68	643.15	637.28	713.70

İşletmede delici makinalara uygulanan optimum baskı kuvveti değerinin formasyonunun dayanım açısından homojen dağılmış olması göz önüne alınarak sabit bir aralıkta tutulabileceği belirlenmiştir. İşletmede formasyonun dayanımı düşük olmasına rağmen uygulanan baskı kuvvetinin oldukça yüksek olduğu ve bunun delici verimlilik değerlerini düşürebileceği tespit edilmiştir. 16 ton ile 10.6 ton baskı kuvveti aralığında değerler uygulanarak makinalardaki verimlilik parametrelerine bakılmış ve 12 ton'dan (makina göstergesinde 90 bar) daha yüksek değerlerin kullanılmaması uygun bulunmuştur.

İşletmede 9 inç çapında 622 IADC kodunda üç konili matkap ve 7.5 inç çapında tijlerle delme işlemi yapılmaktadır. Kompresörlerin gönderdiği hava 25 m^3/dak değerine sabitlenmiş olup 3.5-5 bar arasında basınçla çalışmaktadır. Bu çalışmanın başında matkaplar üzerindeki nozul çapı ise 16 mm'idi. Gönderilen hava miktarının sabit olmasından yola çıkıp Eşitlik 4 dikkate alınarak hesap yapıldığında 12-13 mm çapındaki nozullar havanın %25-30 oranında matkap rulmanlarına gönderilebileceğini göstermiş ve işletmelerde şu an kullanılan değere (16 mm'ye) çıkarsa yeterli hava gitmeyebileceği belirlenmiştir. Ancak yukarıda bahsedildiği gibi nozul çapı hesabı konusunda çok fazla parametre ve kabul söz konusu olup gerçeğe yakın değerler ancak yerinde denemeler ile bulanabilecektir. Bu nedenle makinaların ve kompresörün sorun çıkarmadan çalışabileceği daha küçük çapta nozullar verimlilik parametreleri de ölçülerek denenmiştir. Bunun için öncelikle hali hazırda kullanılan 16 mm daha sonra 14.5 ve 13 mm nozul çapları ile çalışılmalar yapılıp ölçümler alınmıştır.

13 mm nozul çapı denemelerinde delici makine zorlanmış, hava basıncı yükselmiş, kompresör ve makinede arızalar meydana gelmiş, bu nedenle delme işlemleri durdurulmuştur. 13 mm nozul çapının uygun olmadığına karar verilip ölçümlere devam edilmemiştir. Çizelge 3'de 14.5 mm ve 16 mm nozul çaplarına ait ölçüm sonuçları gösterilmiştir. 16 mm nozul çapına ait sonuçlar, 622 IADC kodlu matkaba 12 ton baskı kuvveti uygulandığında elde edilen değerlerdir. Aynı matkaba (622 IADC kodlu) aynı baskı kuvveti (12 ton) uygulanarak 14.5 mm nozul çaplarında delme işlemi yapılmış ve ölçümler alınmıştır.

Çizelge 3. GLİ delici makinalarında kullanılan farklı nozul çaplarına ait ölçüm sonuçları

Nozul Çapı (Mm)	16 Mm Nozul	14.5 Mm Nozul
Delme hızı (m/dak)	1.80	1.53
Yakıt miktarı (lt/m)	1.00	1.14
Baskı kuvveti (t)	12	12
Hava basıncı (bar)	4.20	4.00
Ana pompa basıncı (bar)	103.58	92.57
Nokta yük indeksi (Is_{50})	1.80	1.57
$d_{36.8}$	2.90	3.18
n	0.80	0.81
d50	2.33	2.64
CI	637.28	667.21

Bu çalışma kapsamında GLİ'de kullanılan delici makinalar için optimum baskı kuvveti ve nozul çapı belirlenmesinin ardından farklı IADC kodlarındaki üç konili matkap verimliliklerinin belirlenmesi için de bir çalışma yapılmıştır. IADC kodlarında bilindiği gibi ilk iki rakam matkabın kullanıldığı formasyon hakkında bilgi vermektedir GLİ maden sahalarının yumuşak-orta sertlikte tabakalardan oluştuğu dikkate alınarak 522 ve 422 IADC nolu üç konili matkapların denenmesine karar verilmiştir. Sonuçlar Çizelge 4'de verilmiş olup 622 IADC nolu matkap 12 ton baskı kuvveti ve 14.5 mm nozul çalışmasının değerlerini içermektedir. 522 ve 422 nolu matkaplara ait ölçümlerde yine 14.5 mm nozul çapında ve yine 12 ton baskı kuvveti uygulanarak alınmıştır.

Çizelge 4. GLİ delici makinalarında farklı IADC kodlu matkaplara ait ölçüm sonuçları

IADC NO	622	522	422
Delme hızı (m/dak)	1.53	1.52	1.85
Yakıt miktarı (lt/m)	1.14	1.00	0.97
Baskı kuvveti (t)	12.00	12.00	12.00
Hava basıncı (bar)	4.00	4.00	3.90
Ana pompa basıncı (bar)	92.57	94.01	95.88
Nokta yük indeksi (Is_{50})	1.80	1.14	2.27
$d_{36.8}$	3.18	3.32	3.64
N	0.81	0.81	0.87
d_{50}	2.64	2.71	3.06
CI	667.21	683.76	699.65

Çizelge 4'den görüleceği üzere 622 ve 522 nolu üç konili matkap verimlilik değerleri birbirine yakın çıkmıştır. 422 IADC nolu matkabın delme hızı daha yüksek ve yakıt değeri düşük olup daha yüksek verimlilik değerleri elde edilmiştir. Ayrıca yine bu matkapta tane boyutu dağılımı ile ilgili parametrelerin hepsinde yükselme yani delme verimliliğinde iyileşme görülmektedir. Bu çalışma 422 IADC nolu matkabın GLİ maden sahalarında verimli bir şekilde kullanılabileceğini göstermektedir.

Sonuç olarak; GLİ için seçilen 522 IADC kodlu matkap ile 12 500 metre delme yapılmış ve matkap rulmanlarının dağılması şeklinde bir aşınma oluşmuştur. 422 IADC kodlu matkapla 23 000 m delme işlemi yapılmış ve yine rulmanlardaki kırılma nedeniyle kullanılmaz duruma gelmiştir. Bu delme koşullarında bir matkabın ortalama dayanım süresinin 10 000 m olduğu göz önüne alınırsa, 522 IADC kodlu matkap ortalamadan biraz daha yüksek dayanmış, 422 IADC kodlu matkap ise ortalamanın 2-2.5 katı daha uzun süre kullanılmıştır. Daha düşük IADC kodlu matkapların dişleri daha sivri ve uzun olduğu için birim kayaç kazısı için daha az enerji harcayacaklarından ayrıca bir avantaj yaratacaklardır. 422 IADC kodlu matkabın bu kadar uzun süre dayanabilmesinin nedeninin marka farkından kaynaklanabileceği, ayrıca daha küçük nozul çapı kullanmanın da olumlu etkisi olabileceğidir. Uzun süre dayanan matkap işletme çalışanlarını da memnun etmekte sık sık matkap değiştirmekten kaynaklanan zaman ve emek kayıpları önlenmektedir. Ayrıca başta çelik dişli olmak üzere diğer IADC serilerinden nitelikli matkaplarla ölçümler yapılarak bu çalışmanın sonuçları ile kıyaslanabilir.

Bu çalışmada, 14.5 mm nozul çapının, makinanın verimlik değerlerini düşürmediği belirlenmiş, GLİ'de üç konili matkaplarda bu nozul çapı kullanılmaya başlanmıştır. Bu çalışma, bilimsel açıdan nozul çapının matkap dayanım sürelerine etkisini görebilmek amacıyla yapılan bir çalışma olup, bu nozulun kullanıldığı matkaplarla daha uzun süre delme işleminin yapılması, etkilerin daha net ortaya çıkarılmasını sağlayacaktır.

TEŞEKKÜR

Bu çalışma TÜBİTAK tarafından desteklenmiş olup (proje no:216M117) yazarlar TÜBİTAK'a desteğinden dolayı teşekkür eder. Yazarlar, GLİ çalışanlarına teşekkürü borç bilir.

KAYNAKLAR

Acaroğlu, Ö. (2019). Açık İşletme Maden Sahalarında Uygun Konik Matkap Tipi Ve Optimum Jet Boyutu Belirlenerek Delik Delme Verimliliğinin Artırılması, TÜBİTAK Projesi (No:216M117)

Acaroğlu, Ö. Ünlü, S. Hasipek, B. (2020). Üç Konili Matkapların Seçiminde Dikkat Edilecek Önemli Parametreler, Bilimsel Madencilik Dergisi, 59(4), 275-285

Ersoy, A. (2008). Sondaj Tekniği ve Uygulamaları. Nobel Kitabevi, Adana.

GLİ http://www.gli.gov.tr/Son erişim tarihi: 2019.

Gokhale, B. V., (2011). Rotary Drilling and Blasting in Large Surface Mines. Taylor & Francis Group.

Jimeno, C. L., Carcedo, F. J. A. (1995). Drilling and Blasting of Rocks. Rotterdam: A. A. Balkemae.

Kündem, C. (2019). GLİ Tunçbilek Açık Ocak İşletmelerinde Farklı Nozul Boyutu ve Matkap Tiplerinin Sondaj Makinaları Verimliliğine Etkisi, (Yüksek Lisans Tezi), İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü.

McGehee, D. Y., Dahlem, J. S., Gieck, J. C., Kost, B., Lafuze, D., Reinsvold, C. H., Steinkee, S. C. 1992. The IADC Roller Bit Dull Grading System. IADC / SPE Drilling Conference (Şubat 1992), 819–827.

Thuro, K., Spaun, G. (1996). Drillability in Hard Rock Drill and Blast Tunnel, Geomechanics,14-2; 1-11.

Thuro, K. (1997). Drillability Prediction: Geological Influences in Hard Rock Drill and Blast Tunneling, Geol Rundsch, 86, 426-438.

Ünlü, S., (2017). GLİ Maden İşletmeleri'nde Delici Makina Verimliliğine Etki Eden Parametrelerin İncelenmesi (Yüksek Lisans Tezi). İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.

INVESTIGATIONS OF ROCK PROPERTIES ON ROTARY DRILLING TEMPERATURE: A LABORATORY STUDY

Vijay Kumar. S[1,*], Aruna M[2,*], Shanth Averahally Thimmaiah[3]

[1] *Department of Mechanical Engineering, Nitte Meenakshi Institute of Technology, Bangalore, India -560064*
[2] *Department of Mining Engineering, National Institute of Technology Karnataka, Surathkal, India -575025,*
[3] *Former Chaiman, Karnataka State Pollution Control Board, India,*
*(*Corresponding authors: aruna.m@nitk.edu.in, vijaysnitk@gmail.com)*

ABSTRACT

Friction between the rock and bit during drilling generates heat, causing thermal stress and rock failure. About 80% of the bit's energy is released as heat, 1.5–10% causes residual bit changes, and 8–10% is used for rock destruction. Temperature variation was analyzed at different depths with the drill bit at 6 mm. Bit-rock interface temperatures were 56°C, 49°C, 45°C, 43.5°C, and 40°C for all 5 types of rock samples considered. Temperatures at 14 mm, 22 mm, and 30 mm were also recorded, stabilizing at 23°C for all rock types at 30 mm. The highest temperature at 6 mm gradually decreased to 30 mm, indicating low heat transfer in rocks. Fine-grained sandstone (grey), fine-grained sandstone (pink), and shale, with SiO_2 contents of 16.45%, 30.22%, and 25.54% (wt.%), had wear rate coefficients of 0.2072, 0.2803, and 0.1781 mg/Nm and bit-rock interface temperatures of 84°C, 147°C, and 89°C were achieved.

Keyword*:* Rotary drilling, rock properties, interface temperature

INTRODUCTION

The mining industry primarily utilizes three key drilling methods. Among these, rotary drilling is widely used in large open-pit mines. During the drilling process, heat generation causes a temperature rise in both the drill bit and rock, varying based on operating conditions and drilling duration. Selecting the right drill bit for specific geological conditions is crucial for cost-effective drilling. With various options available, choosing the appropriate bit enhances penetration rates and minimizes wear, ensuring efficiency. The embedded thermocouple method, with a response time of 10 microseconds [1], is used for temperature measurement. With a high thermal inertia of welded thermocouples, a thin insulated wire junction is embedded in the workpiece for more accurate transient temperature measurement [2]. Both contact and non-contact methods were used to measure temperature under varying spindle speed and feed rate. The results indicated that temperature rose as operational parameters increased [3]

Temperature during drilling was measured using the embedded thermocouple method at different workpiece locations. Hollow drill bits generate lower temperatures than conventional ones [4]. Since experimental and analytical studies are time-consuming, ANN techniques effectively model and predict results [5]. A 1D transient thermal conductivity model accurately predicted drilling temperature for lunar regolith [6]. Thermocouples and platinum resistors were embedded in the drill tool and regolith simu-

lant for temperature measurement [7]. Micro-bit drilling tests on sandstone showed coupled effects of pressure and temperature were more significant [8]. A predictive model studied the geothermal radius influence, showing <10% error between recorded and modeled temperatures, confirming its accuracy [9]. Additionally, larger hole and probe diameters reduced thermal conductivity, delaying heat transfer.

Drilling in soft and hard rocks shortens drill bit life due to temperature effects and operational factors [10]. Thermal fatigue is caused by frictional heat and cooling leading to increased wear at the cutter head [11]. Bit microstructure damage results in a non-uniform surface due to rock roughness and heterogeneity [12]. Archard's coefficient effectively assesses tool abrasiveness (Sarkar et al., 2013). Thermal stress can cause plastic deformation of the cutter under certain downhole conditions like rock properties, cooling, and bit balling [13]. The PDC bit wear curve follows four phases: entry break, diamond layer wear, carbide substrate wear, and rapid breakdown [14]. Thermally stable PDC cutters minimize thermal stress, while drilling temperature measurements monitor bottom-hole conditions [15-16].

EXPERIMENTAL INVESTIGATIONS

A 54mm-diameter, 135mm-long NX core rock sample was used per ISRM standards. Tests were conducted on a CNC vertical machining machine with different operational parameters (DD, SS, PR, depth, thrust, torque) [22] and four rock properties (UTS, BTS, density, Los Angeles abrasion). Temperature was measured as the output response using a tungsten carbide masonry drill bit in rotary drilling and is shown in Fig.1.

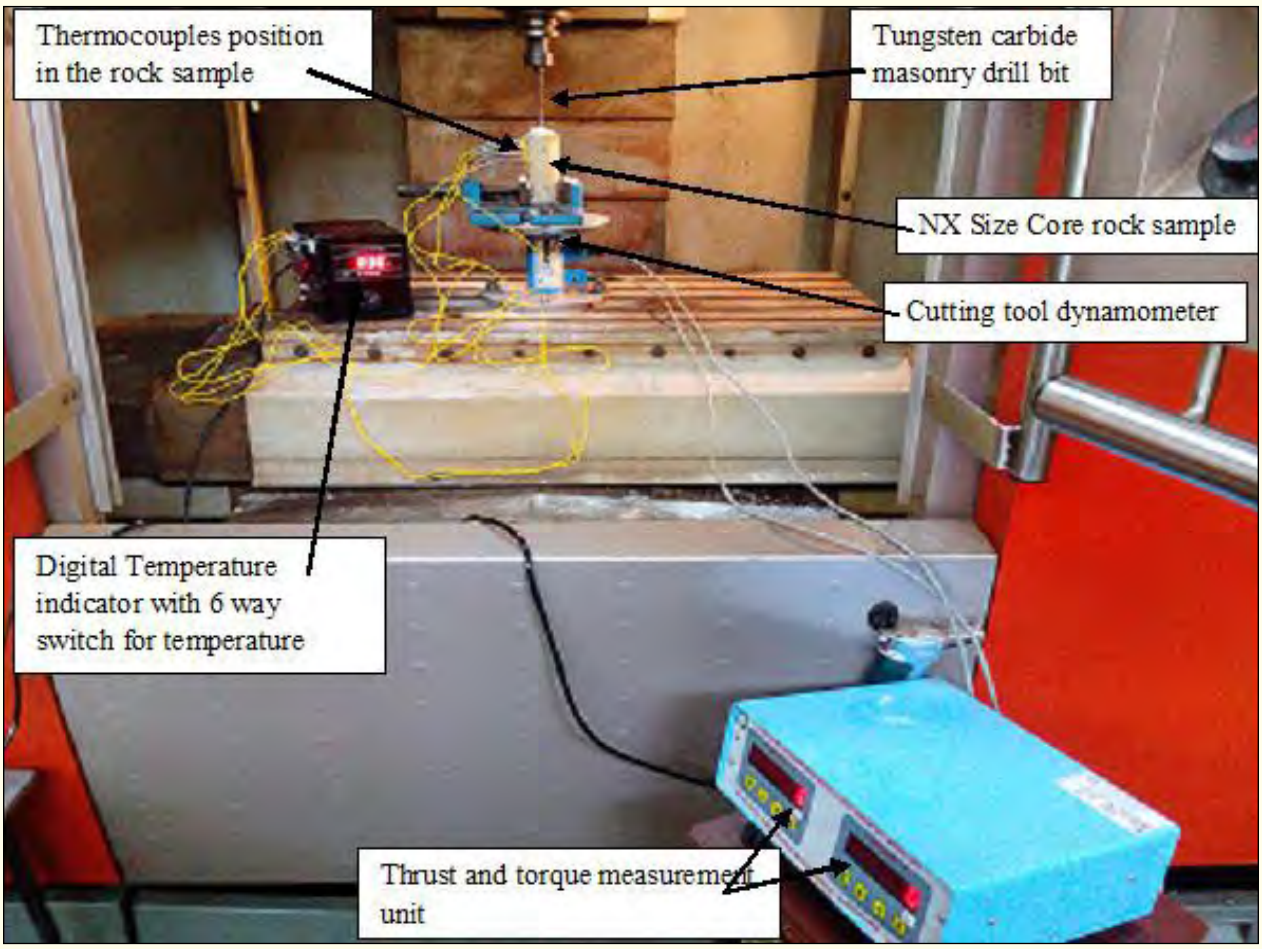
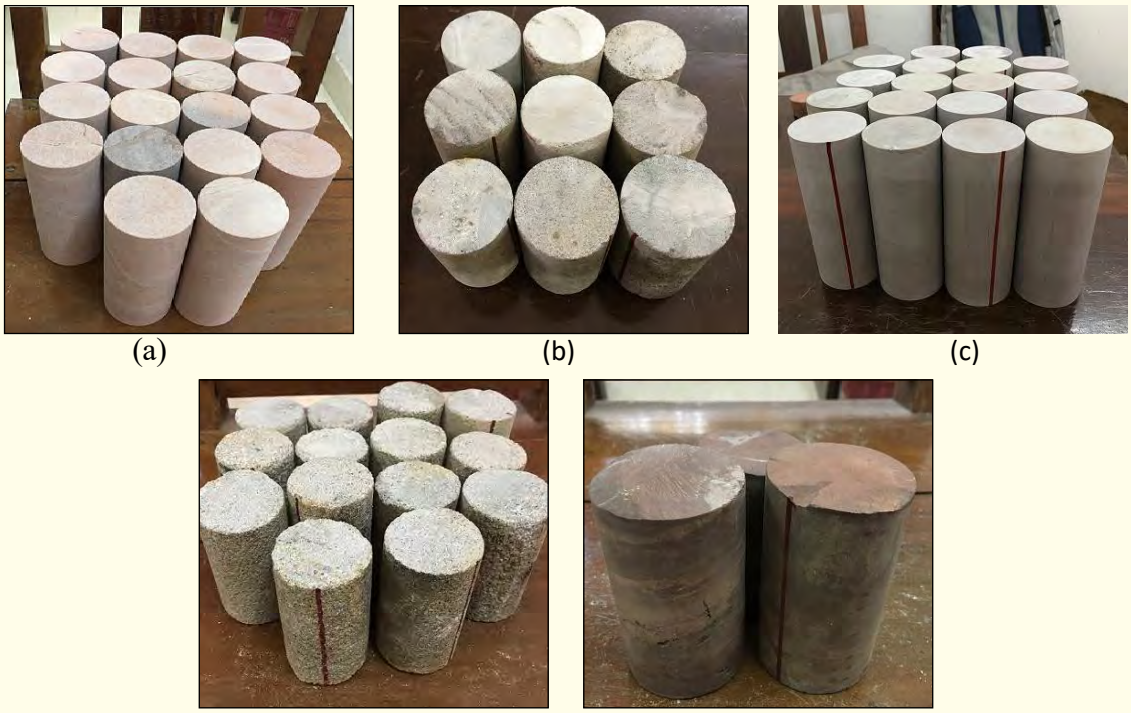


Fig. 1 A detailed setup for measuring rotary drilling temperature at the bit-rock interaction.

ROCK SAMPLES AND ITS PHYSICO-MECHANICAL PROPERTIES

Fig. 2 were prepared to evaluate UCS, BTS, density, and Los Angeles abrasion, following ISRM-recommended methods.



(a) (b) (c) (d) (e)

Fig. 2 Core samples of (a) Fine grained sandstone (pink) (b) Fine grained sandstone (grey) (c) Limestone (d) Medium grained sandstone (e) Shale

MEASUREMENT OF DRILL BIT WEAR RATE

Wear is the process of material removal from a surface due to interaction with a mating surface. It compromises the durability and reliability of nearly all machines by affecting their mating components. Consequently, effective wear control has become essential for developing advanced and dependable technologies in the future.

Each drill bit test included multiple drilling trials, with wear measured at intervals across the crown. The mass loss method, using a 0.1 g resolution electronic balance (Fig. 3), was the primary measurement technique. Mass loss reflected material removal from both the bit body and crown, with most wear occurring in the cutter and matrix, which directly contact the rock [17].

Fig. 3 Weighing balance

$$Wear\ rate = \frac{Mass\ loss\ (mg)}{Drilling\ time\ (\mathrm{sec})}\ mg/sec \qquad (1)$$

$$Wear\ rate = \frac{Initial\ weight - final\ weight}{Drilling\ time}\ mg/sec \qquad (2)$$

The Archard equation is a simple wear model based on asperity (surface unevenness) contact theory. It is expressed as **W/LC = k**, where **W** is the wear rate (mm^3), **L** is the sliding length (m), and **C** is the normal load (N). This equation calculates the wear rate coefficient **k** (mm^3/Nm). However, since it does not account for sliding speed, it applies only to tests conducted at a fixed speed with varying loads.

$$Wear\ rate\ coefficient \frac{\frac{mg}{sec}}{SN\ (Nm/sec)}\ mg/Nm \qquad (3)$$

RESULTS AND ANALYSIS

Temperature variation was analyzed for different rock samples at various thermocouple depths when the drill bit reached 6 mm [20]. As shown in Fig. 4, average temperatures at the bit-rock interface were 56°C, 49°C, 45°C, 43.5°C, and 40°C for fine-grained sandstone (pink), limestone, fine-grained sandstone (grey), shale, and medium-grained sandstone, respectively (Fig. 4). Temperature readings at 14 mm, 22 mm, and 30 mm depths were also recorded, with stabilization at 23°C for all rock types at 30 mm depth. The highest interface temperature occurs at 6 mm depth and gradually decreases up to 30 mm, suggesting a lower heat transfer rate in rocks. Thus, a 30 mm depth was chosen as the standard for all rock sample experiments.

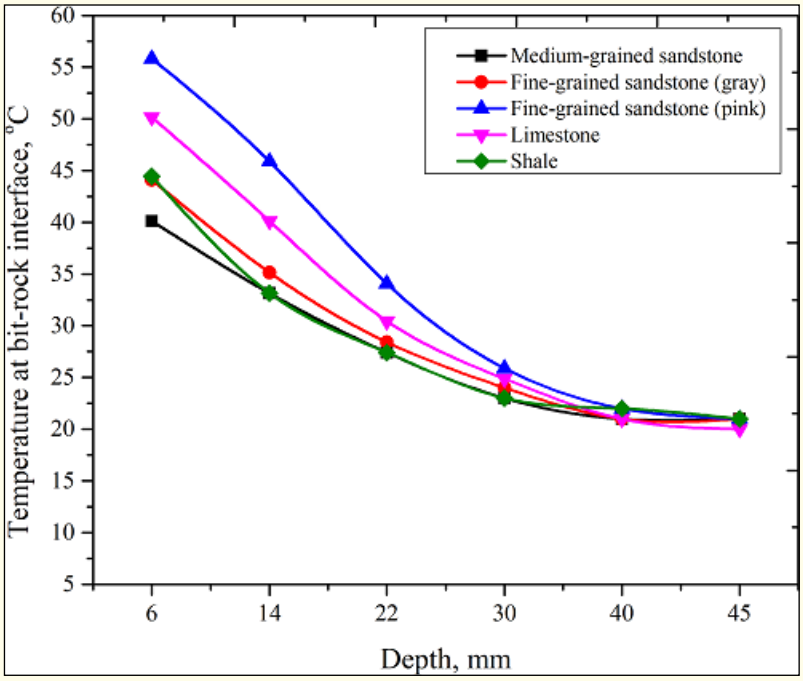


Fig. 4 Variation of temperature in the rock samples.

INFLUENCE OF ROCK PROPERTIES ON TEMPERATURE AT BIT-ROCK INTERFACE

The effect of rock properties—uniaxial compressive strength (UCS), Brazilian tensile strength (BTS), Los Angeles abrasion, and density—on drilling temperature was analyzed. Table 1 presents the relationship between rock properties and the temperature at the bit-rock interface during drilling. Figs. 5–8 clearly show that UCS, BTS, and density increase with rising interface temperature. This is primarily due to the mineral composition of the rock, particularly those with high Moh's hardness values. The presence of SiO_2 enhances rock strength, leading to increased friction at the bit-rock interface during drilling. Similarly, the Los Angeles abrasion (%) test results indicate that as interface temperature rises, the retained sample percentage increases. This, in turn, accelerates drill bit wear, causing it to reach higher temperatures. As the bit wears out, its performance declines, requiring greater force to penetrate the rock sample.

Table 1 Properties of rock and interface temperature for all five rock types.

Types of Rock	UCS (MPa)	BTS (MPa)	Density (gm/cc)	Los Angeles Abrasion (%)	Temperaturein Average (°C)
MG	12.92	1.498	1.58	30.01	62.21
Limestone	15.61	1.981	2.01	27.96	69.28
FG	18.11	2.219	2.33	34.01	65.52
Shale	23.01	3.091	1.98	37.92	69.44
FGP	50.96	6.590	2.31	39.99	106.11

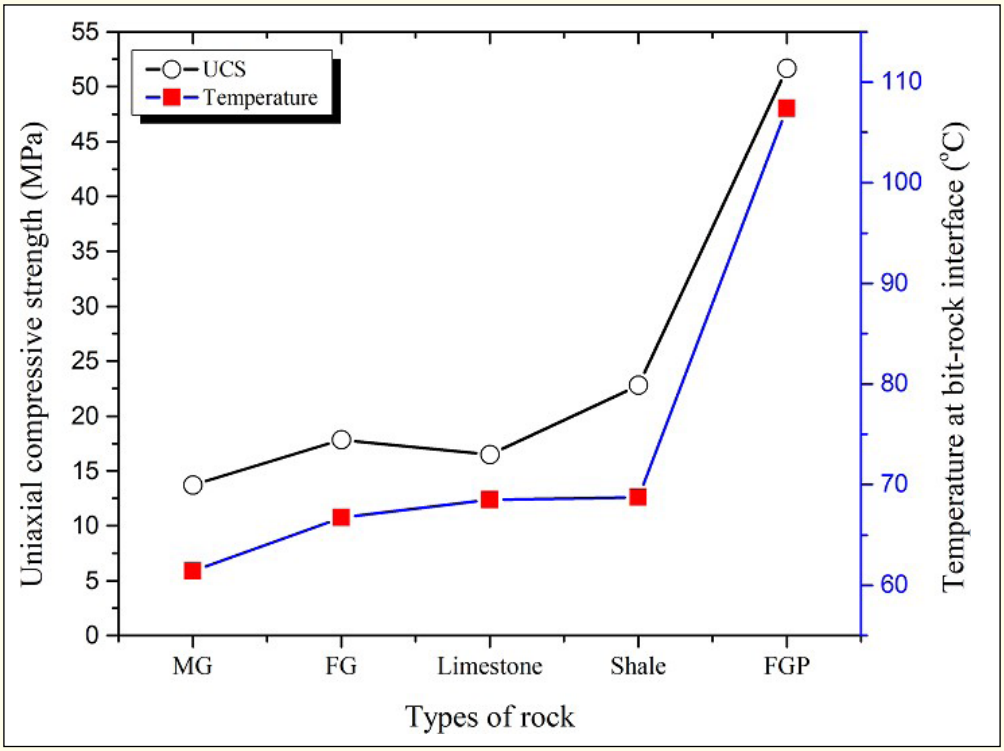


Fig. 5 Effect of interface temperature on UCS.

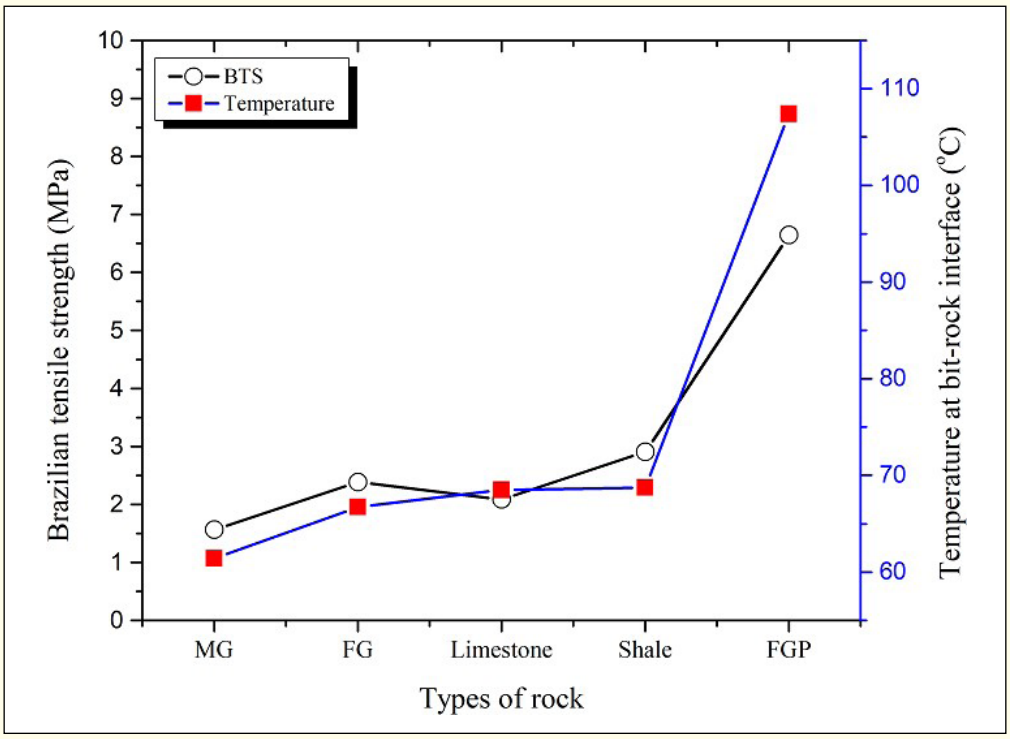


Fig. 6 Effect of at interface temperature on BTS

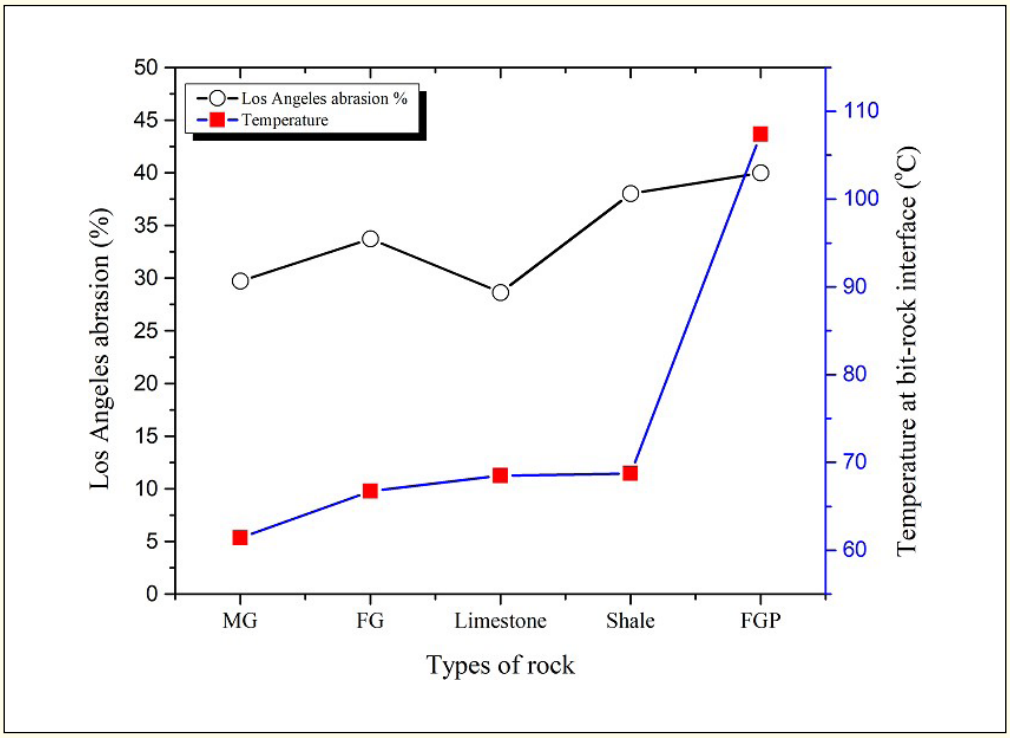


Fig. 7 Effect of interface temperature on Los Angeles abrasion loss

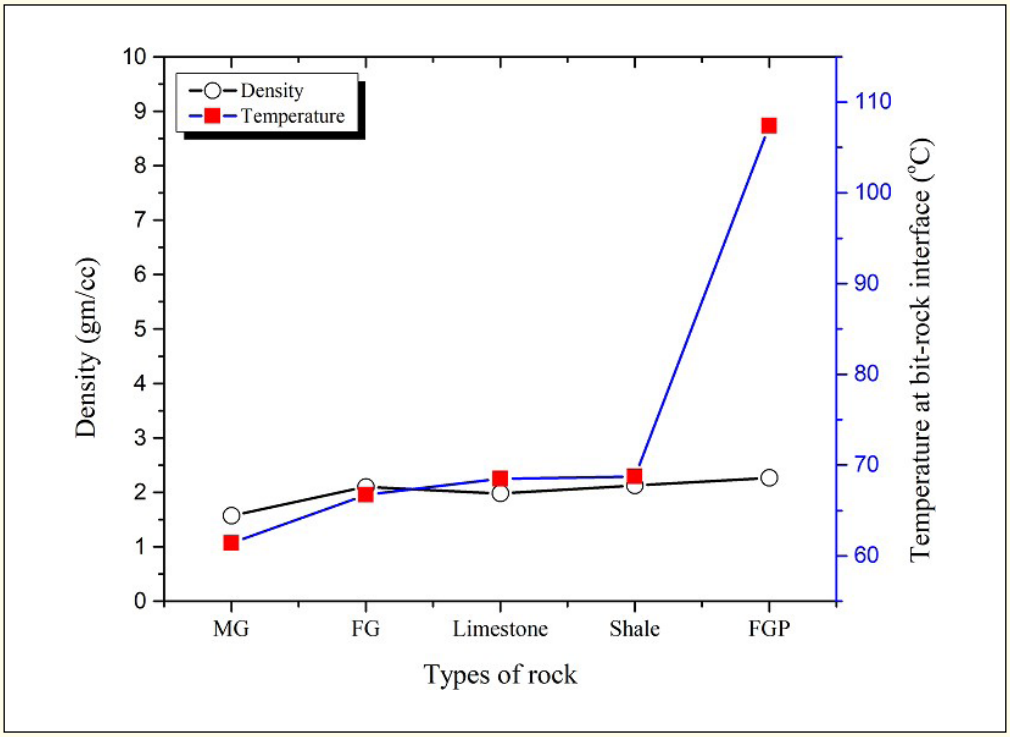
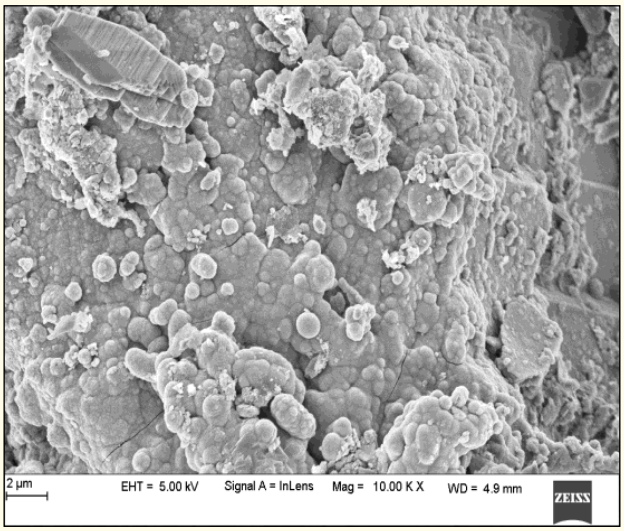


Fig. 8 Effect of interface temperature on density

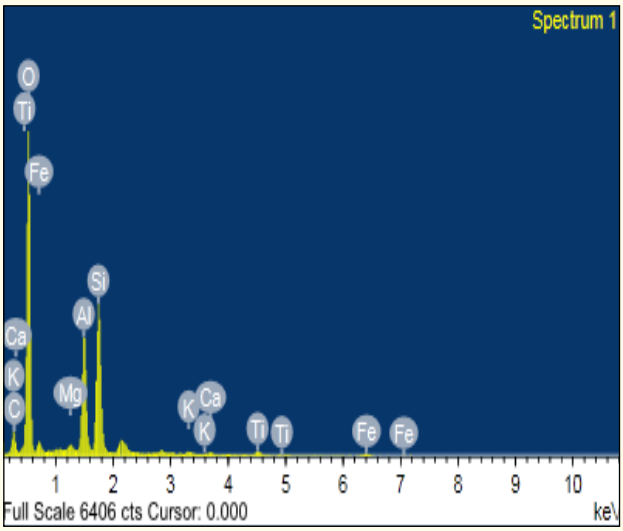
WEAR TEST RESULTS

SEM and EDS analysis

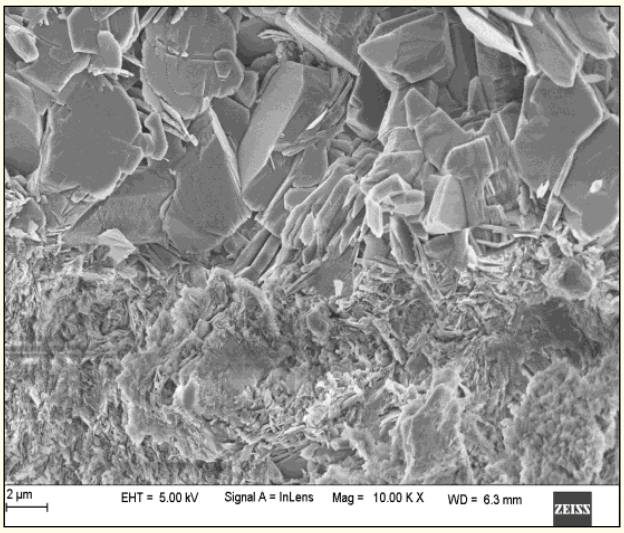
FESEM analysis was performed on five rock types—MG, FG (grey and pink), limestone, and shale—as shown in Fig. 9(a)-(e). Additionally, EDS analysis was conducted to determine the content of silica in the samples, with results presented.



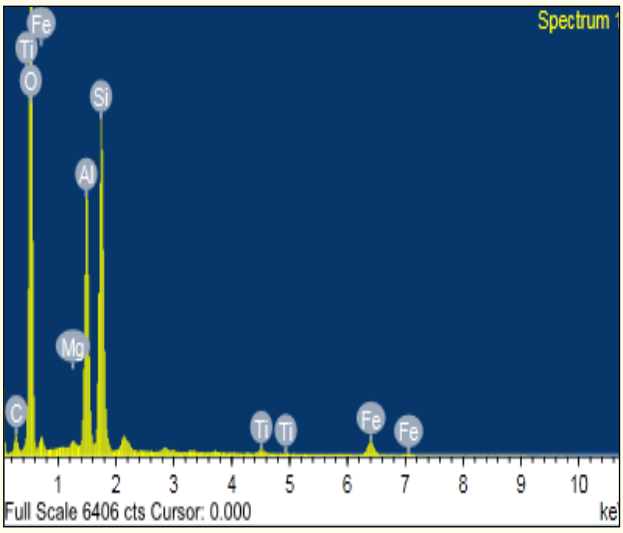
(a)



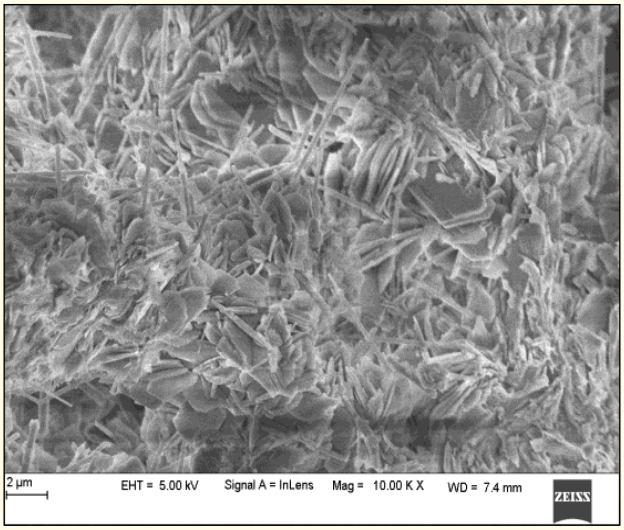
(a)


2 µm
EHT = 5.00 kV
Signal A = InLens
Mag = 10.00 K X
WD = 6.3 mm
ZEISS

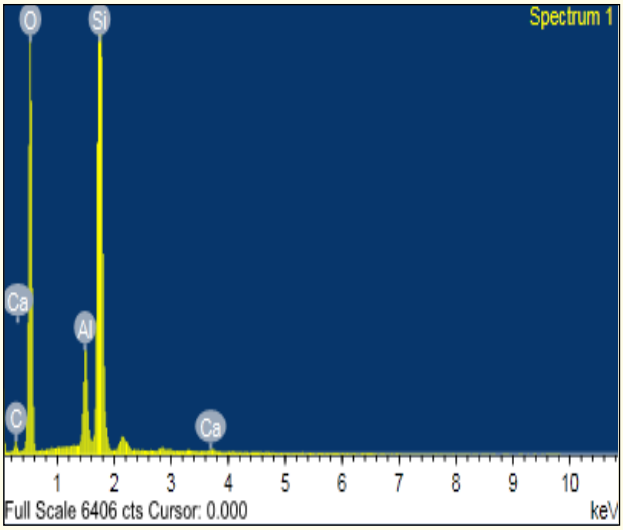
(b)


Spectrum 1
Fe
Ti
O
Si
Al
Mg
C
Ti
Ti
Fe
Fe
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
Full Scale 6406 cts Cursor: 0.000
ke

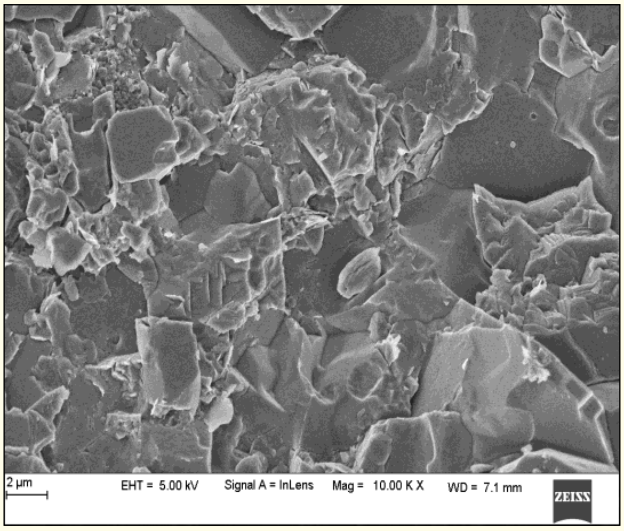
(b)


2 µm
EHT = 5.00 kV
Signal A = InLens
Mag = 10.00 K X
WD = 7.4 mm
ZEISS

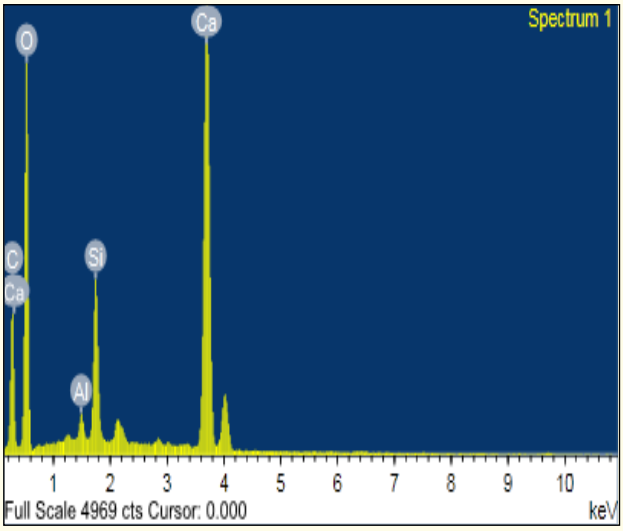
(c)


Spectrum 1
O
Si
Ca
Al
C
Ca
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
Full Scale 6406 cts Cursor: 0.000
keV

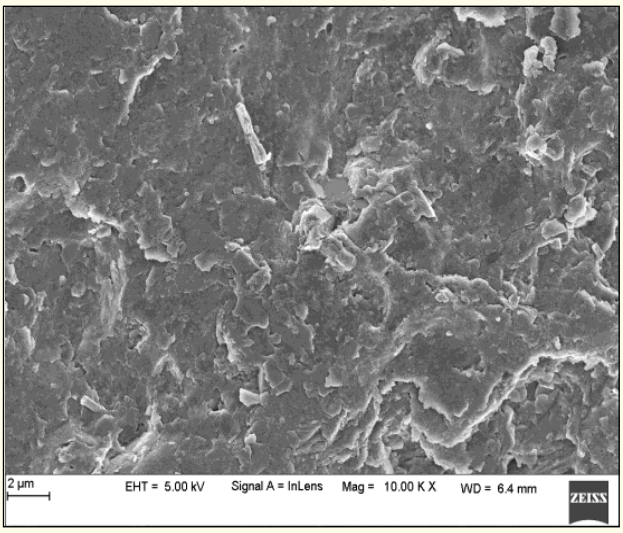
(c)

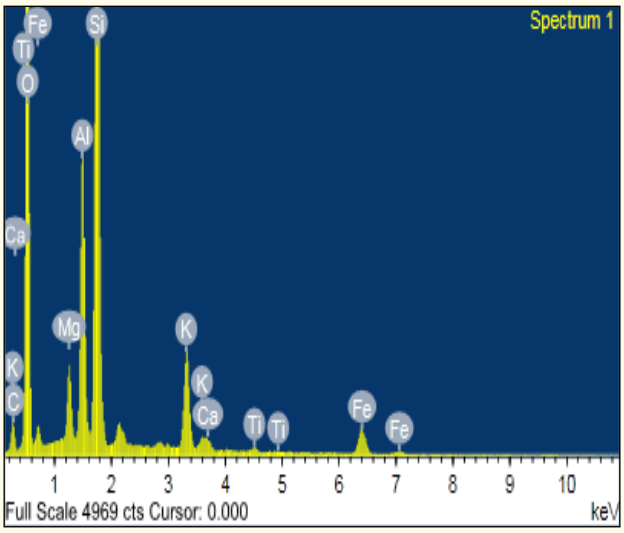

2 µm
EHT = 5.00 kV
Signal A = InLens
Mag = 10.00 K X
WD = 7.1 mm
ZEISS

(d)


Spectrum 1
Ca
O
C
Ca
Si
Al
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
Full Scale 4969 cts Cursor: 0.000
keV

(d)





(e) (e)

Fig. 9 SEM micrographs and EDS analysis for all 5 types of samples

Influence of uniaxial compressive strength (UCS) and SiO2 of the rock sample on wear rate of the drill bit

This experiment examined the correlation between uniaxial compressive strength (UCS), SiO_2 content, and tungsten carbide drill bit wear rate. Rock strength depends on the Moh's hardness of its minerals, where values above 5.5 indicate high abrasive wear [18]. SiO_2, with a Moh's hardness of 7, increases rock strength. EDS analysis identified varying silica content in five rock types, with UCS values presented in Table 1. Increased SiO_2 content [21] enhances rock hardness, affecting friction at the bit-rock interface, as illustrated in Fig. 10.

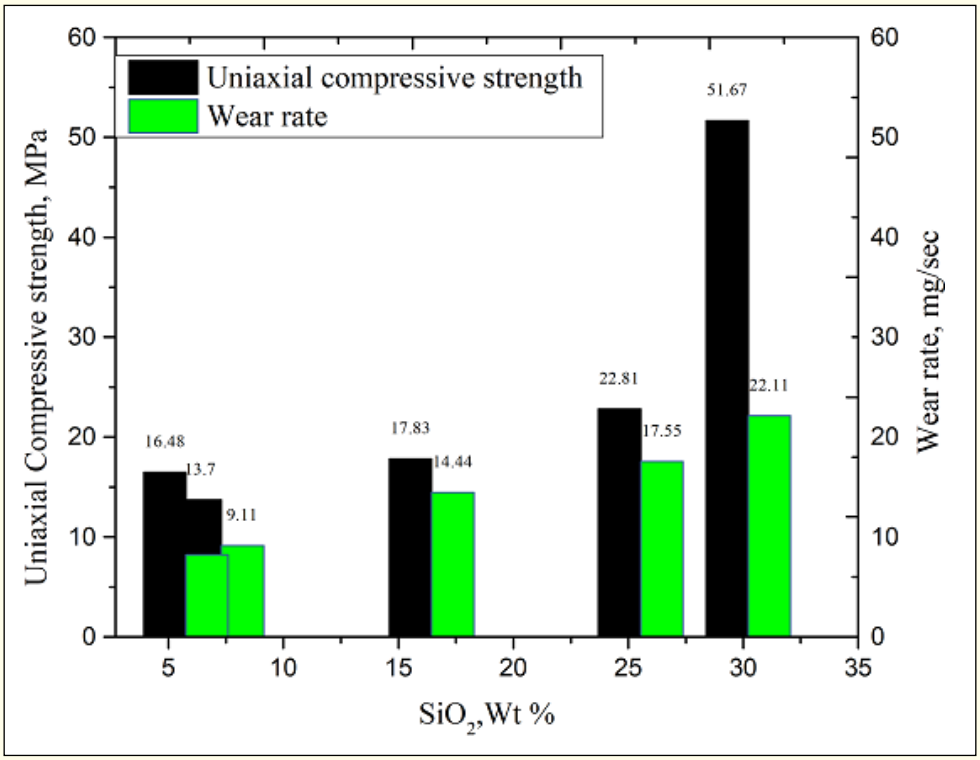


Fig. 10 wear rate and UCS correlation with SiO2 vs. of the rock samples

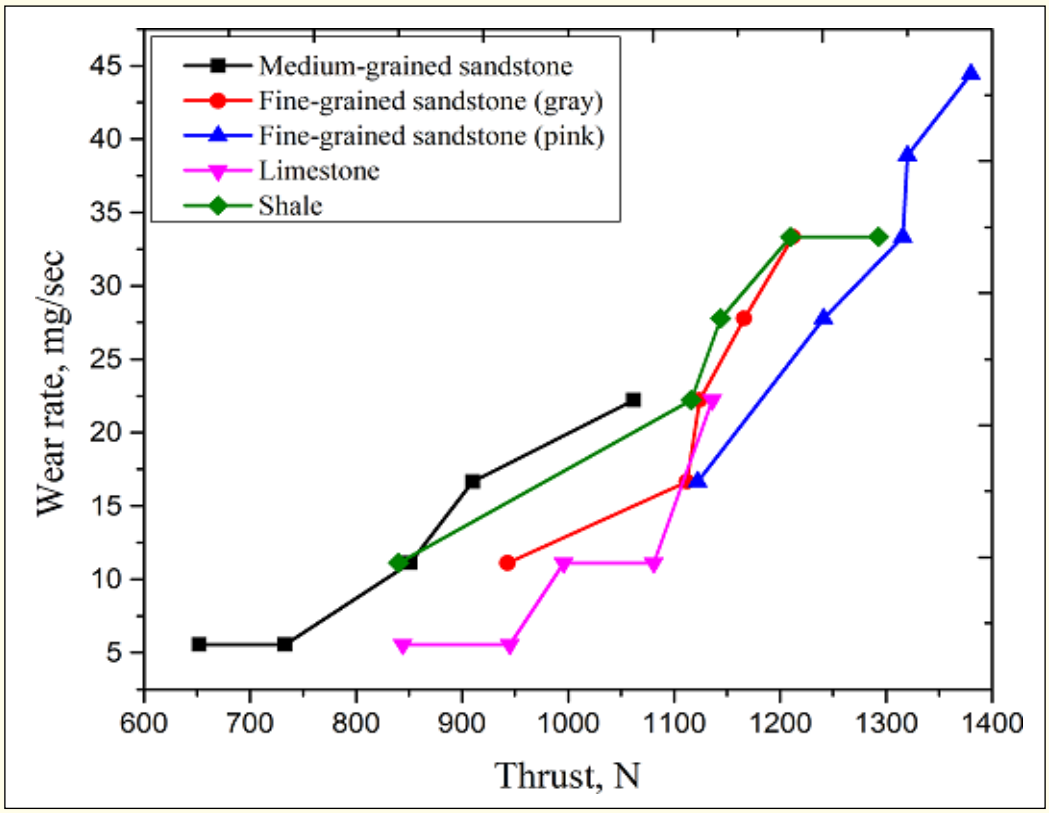


Fig. 11 Influence of thrust on wear rate of the drill bit

Fig. 11 illustrates the effect of thrust on drill bit wear rate. Penetration rates of 2, 4, 6, 8, and 10 mm/min were tested, while drill bit diameter (16 mm) and spindle speed (450 rpm) remained constant. Results show that thrust increases with wear rate due to rock resistance and the higher force needed for drilling [19]. Fig. 12 shows the impact of bit-rock interface temperature on drill bit wear rate. Silica content and corresponding temperatures were recorded as follows: medium- grained sandstone (7.30 wt.% at 91°C), fine-grained sandstone (grey) (16.45 wt.% at 128°C), fine-grained sandstone (pink) (30.22 wt.% at 236°C), limestone (5.17 wt.% at 120°C), and shale (25.54 wt.% at 147°C).With a Moh's hardness of 7, silica creates a ploughing effect, increasing mechanical force on asperities and raising the friction coefficient [19]. As silica content increases, heat transfer at the bit-rock interface also rises [13].

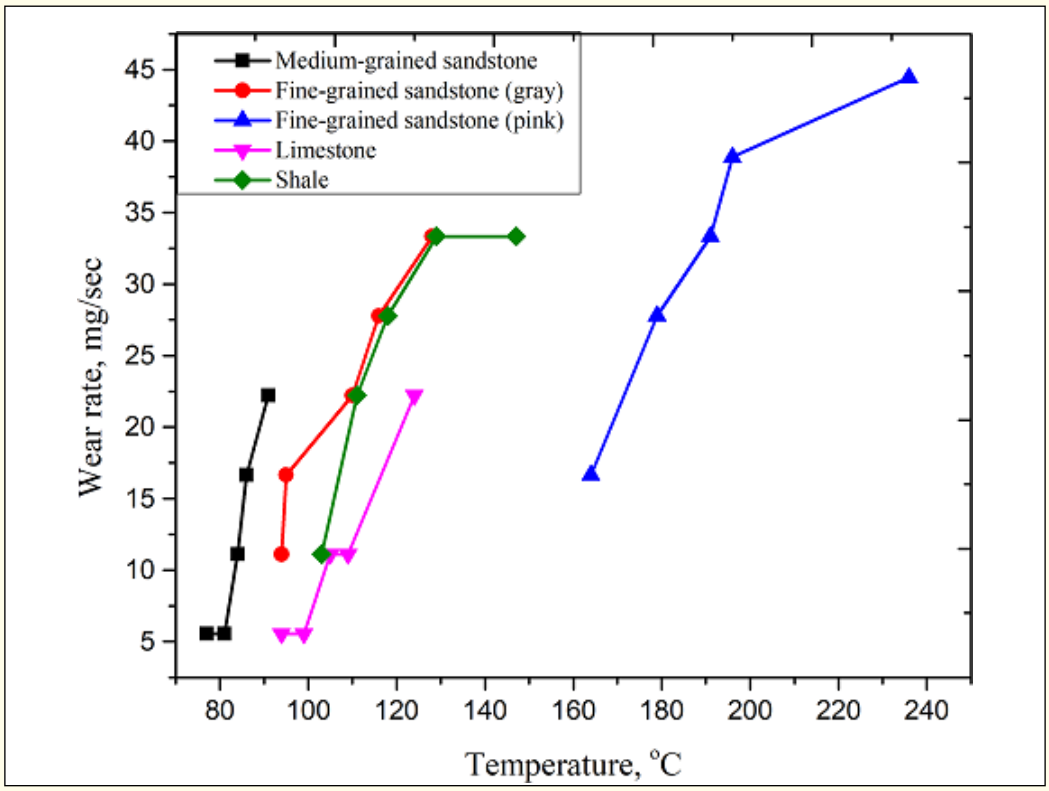


Fig. 12 Impact of bit-rock interface temperature on drill bit wear rate.

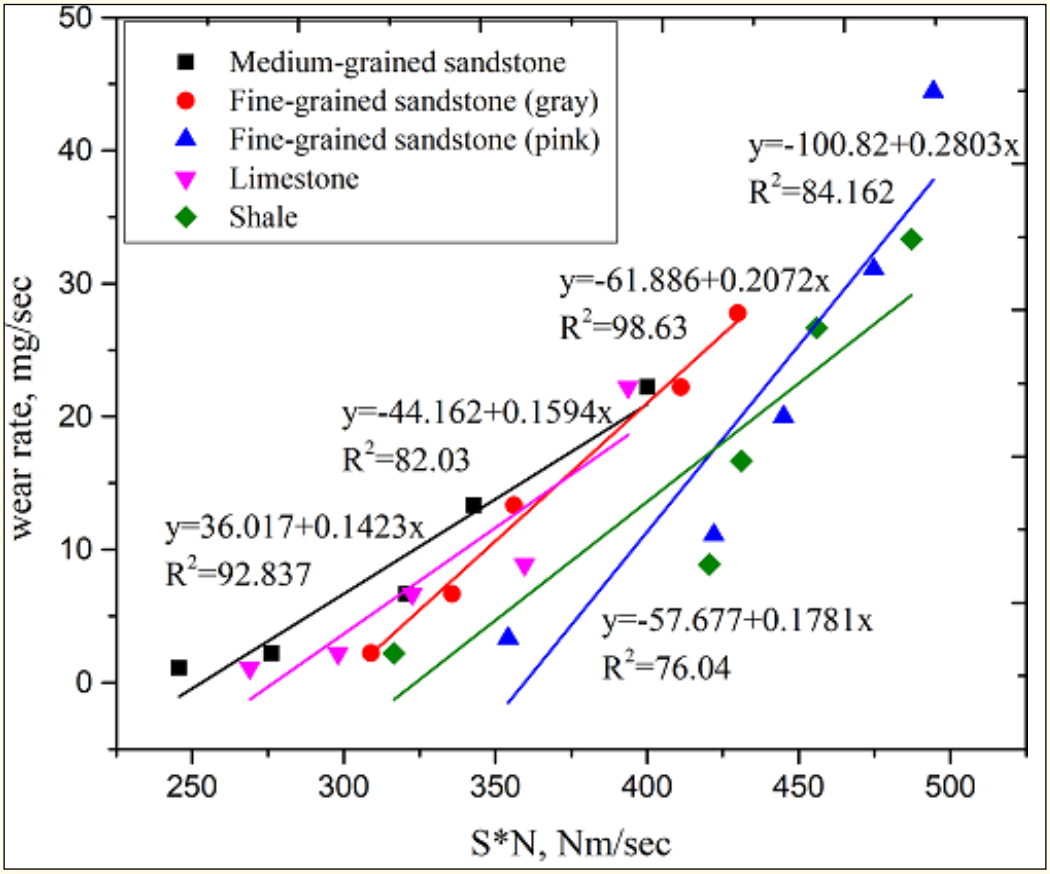


Fig. 13 Wear rate of the WC drill bit as a function of the product of S*N.

Rock formation significantly influences wear temperature [13]. Rock strength, linked to SiO_2 content, correlates with Moh's hardness. WC drill bit wear was measured using the Archard model, relating material loss to load per unit distance. Wear rate coefficients for MG, FG, FGP, limestone, and shale were 0.1423, 0.2072, 0.2803, 0.1594, and 0.1781 mg/Nm, respectively (Fig.13).

CONCLUSIONS

The present investigations were conducted in the laboratory scale with 5 different rock types. Temperature variation was analyzed at different depths with the drill bit at 6 mm, showing bit- rock interface temperatures of 56°C, 49°C, 45°C, 43.5°C, and 40°C for the five rock types. Temperatures at 14 mm, 22 mm, and 30 mm stabilized at 23°C. The highest temperature at 6 mm gradually decreased to 30 mm, indicating low heat transfer. Fine-grained sandstone (grey), fine- grained sandstone (pink), and shale, with SiO_2 contents of 16.45%, 30.22%, and 25.54%, had wear rate coefficients of 0.2072, 0.2803, and 0.1781 mg/Nm and bit-rock interface temperatures of 84°C, 147°C, and 89°C, respectively.

REFERENCES

Rittle, D. (1998). "Transient temperature measurement using embedded thermocouples." *Experimental Mechanics,* 38, 73-78.

1. Agapiou, J. S. and Stephenson, D. A. (1994)."Analytical and experimental studies of drill temperatures."*Transaction of American Society of Mechanical Engineering Journal of Engineering for Industry*, 116, 54–54.
2. Samy, G. S. and Thirumalai, K. (2017). "Measurement and analysis of temperature, thrust force and surface roughness in drilling of AA (6351)-B4C composite," *Measurement,* 103, 1-9.
3. Vishal, G. and Pandey, P. M. (2016)."Experimental investigation and statistical modeling of temperature rise in rotary ultrasonic bone drilling." *Medical Engineering and Physics*, 38, 1330–1338.
4. Harish, K. G. and Radha, K. P. (2018). "Investigation on heat transfer characteristics of roughened solar air heater using ANN Technique." *International Journal Heat and Technology*, 36 (1), 102-110.
5. Zhang, T. and Ding, X. (2018). "A thermal model for predicting the drilling temperature in deep lunar regolith exploration." *Applied Thermal Engineering*, 128, 911-925
6. Zhang, T., Ding, X., Liu, S., Xu, K. and Guan, Y. (2019). "Experiemntal technique for measurment of temperature genetrated in deep lunar regolith drilling." *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 129, 671-680.
7. Zhang, H., Guo, B., Gao, D and Huang, H (2016). "Effects of rock properties and temperature differential in laboratory experiemnts on underbalanced drilling." *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 83, 248-251.
8. Xu, S., Ba, J., Chen, X., Zheng, T., Yang, Y. and Guo, L. (2016). "Predicting strata temperature distribution from drilling fluid temperature." *International Journal of Heat and Technology*, 34, 345-350.
9. Appl, F. C., Carl, W. and Lakshman, I. (1993)."Measurement of forces, temperatures and wear of PDC cutters in rock cutting."*Wear*, 169, 9-24.
10. Lin, T. P., Hood, M., Cooper, G. A. and Li, X. (1992) "Wear and failure mechanisms polycrystalline diamond compact bits."*Wear*, 156, 133–150.
11. Tkalich, D., Kane, A., Saai, A., Vladislav, A., Yastrebov.,Hokka, M., Kuokkala, V. T., Bengtsson, M., Oelgardt, C. and Li, C. C. (2017). "Wear of cemented tungsten carbide percussive drill-bit inserts: Laboratory and field." *Wear*, 386, 106-117.

12. Glowka, D.A. and Stone, C. M. (1985) "Thermal response of polycrystalline diamond compact cutters under simulated downhole conditions."*Society of Petroleum Engineering Journal*, 143-156.
13. Hough, C. L. and Das, B. (1985). "Wear characteristics of polycrystalline diamond compact drill bits in small diameter rock drilling." *Journal of Energy Resources Technology (ASME),* 107, 534-542.
14. Radtke, R P., Riedel, R and Hanaway, J. (2004) "Thermally stable polycrystalline diamond cutters for drill bits." *SPE International*, 1-6.
15. Romero, J. and Touboul, E. (1998) "Temperature prediction for deepwater wells: A field validated methodology," *SPE International,* 339–346.
16. Ersoy, A. and Waller, M. D. (1995). "Wear characteristics of PDC pin and hybrid core bits in rock drilling." *Wear*, 188, 150-165.
17. Plinninger, R J., Spaun, G and Thuro, K. (2002) "Prediction and classification of tool wear in drill and blast tunnelling." *9th Congress of the International Association for Engineering Geology and the Environment. Durban, South Africa* 16–20.
18. Xu, X. L., Lu, X., Qin, Z. X. and Yang, D. L. (2017). "Influence of silica as an abrasive on friction performance of polyimide-matrix composites." *Polymers and Polymer Composites*, 25 (1), 43-48.
19. Vijay Kumar S, B. M. Kunar, Ch. S. N. Murthy, (2020) "ANN model for prediction of bit-rock interface temperature during rotary drilling of limestone using embedded thermocouple technique", Journal of Thermal Analysis and Calorimetry, 139 (3), 2273- 2282.
20. Vijay Kumar S, B. M. Kunar, Ch. S. N. Murthy, M. R. Ramesh (2019) "Measurement of bit-rock interface temperature and wear rate of the tungsten carbide drill bit during rotary drilling", Friction. Vol. 8 (6), pp. 1073-1082.
21. Vijay Kumar S, B. M. Kunar, Ch. S. N. Murthy, (2018) "Experimental investigation and statistical analysis of operational parameters on temperature rise in rock drilling", International Journal of Heat and Technology. 36 (4), 1174-1180.

NOVEL GEOTHERMAL DRILLING FOR DEVELOPING HEAT EXCHANGERS: THE DEEPU PROJECT

Montegrossi G.[1*], Pockéle L.[2], Manzella A.[1], Galgaro A.[3], Pasquali R.[4], Romanowski A.[5], Steinmeier O.[6], Chorowski M.[7]

[1] *National Research Council (CNR), Institute of Geosciences and Earth Resources*
[2]*R.E.D. SRL, Padova, Italy*
[3]*Dep. of Geosciences, University of Padova, Italy*
[4]*TERRA GEOSERV LIMITED, Ireland*
[5]*PREVENT GMBH, Viersen, Germany*
[6]*Fraunhofer IAPT, Hamburg, Germany*
[7]*Wrocław University of Science and Technology, Wrocław, Poland*

ABSTRACT

The technology envisioned in the "Deep U-tube heat exchanger breakthrough: combining laser and cryogenics gas for geothermal energy exploitation" project is expected to revolutionize the deep geothermal energy sector. A laser drill head is combined with special drill strings sustaining the coupled action of laser and cryogenic gas, responsible for melting, evaporating and cooling even the hardest rocks. The fine particles are transported to the surface in the gas stream. Specific temperature control analysis and innovative laser lenses, able to convey the heat and sustain multilateral drilling, guarantee liquefaction and vitrification of the rocks from the ground surface to significant depths. The technical feasibility of DeepU is demonstrated at the laboratory scale, and the specific objectives of the Project are: (i) develop an innovative lightweight drill string able to host the cryogenic fluid and the laser at the same time; (ii) develop specific temperature control analysis and innovative laser lenses able to convey the heat and to sustain multilateral drilling, (iii) determine the physical-thermal phenomena affecting different kinds of rocks in order to assess the borehole wall vitrification and integrity.

Keywords: laser drilling, cryogenic gas, deep heat exchangers, regulation, environmental and economic aspects

INTRODUCTION

Continuously renewable, CO_2-neutral, clean, affordable, and modern energy for the benefit of all people is the 7th of the United Nations Sustainable Development Goals (SDG). Geothermal energy (GTE), defined as the thermal energy stored in the earth, is considered a critical renewable energy source for the future, as c. 99 % of the earth's mass is hotter than 1000 °C allowing GTE to be tapped through environmentally friendly carbon-neutral energy conversion (Horne 2012, Tester et al. 2006, Gupta and Roy 2006). The most commonly exploited resources at shallow reservoir depths (1-3km) represent a small fraction of the total recoverable energy that can be exploited at deeper depths. To meet modern society's electricity and heating/cooling demands, innovative and emerging technologies must be developed to

fully use the earth's geothermal potential (SET Plan 2018). GTE production is expected to grow steadily until 2050. Cost reduction and improved system performance, together with a better understanding of the geological conditions in which novel solutions for GTE production can be applied, are key factors in stimulating the uptake of GTE at the European and global levels (EGEC 2022, BP 2022). Understanding heat transfer and fluid flow in deep geologic environments over long periods (>20 years) remains a top priority for research and development (More and Simmons, 2013). Also, a drilling technology that is more efficient than the current one – from an economic and technological point of view, is crucial.

Besides facilitating a rapid transition to renewables, GTE plays a key role as it offers several advantages, e.g. its contribution to reducing the thermal needs of the residential sector thanks to its thermal technologies or its continuous and flexible production that can be switched between electricity and thermal generation in Combined Heat and Power (CHP) applications. Therefore, increasing the share of GTE in the energy mix is fundamental to developing national and European energy policies. Geothermal resources are conventionally divided into near-surface (shallow) and deep (Banks 2012, Huenges and Ledrou 2011). The former reach depths of 400 m and temperatures of c. 20 °C to 60 °C; they are used in combination with heat pumps or directly using geothermal heat in district heating networks. The latter, deep geothermal resources, have a temperature c. >100 °C at > 1km depth and are suitable for direct use of heat and electricity production. However, current deep geothermal technologies suffer limitations and disadvantages, among them: a) depth limitation (4-5km) due to the traditional drilling methods and evaporation temperature of the flushing water; b) earthquakes risk in case of hydraulic stimulation for permeability enhancement; c) high pumping costs for water circulation; d) risk of contamination in "open" water circuits (Manzella et al., 2019).

To overcome these limits and make projects economically viable, the DeepU technology focuses on demonstrating at the lab scale a U-shaped closed-loop system, i.e. physically isolated from the surrounding environment, through the temperature management of a combined laser/cryogenic gas drilling action. With a new, revolutionary, intelligent temperature management control system tested in the laboratory, the project will use a laser-beam propulsion drilling method and a cryogenic gaseous flushing medium to realize a heat exchanger consisting of two vertical and one horizontal tube section (U-shape). The tubes will be connected at a right angle by re-directing the vertical laser beam by 90°. The use of laser & cryogenic gas will form a glazed layer on the borehole walls, allowing an underground closed-loop system to immediately develop after drilling without requiring further casing activities. This technical solution will also favor the gravity pump effect during geothermal exploitation. If successful, the DeepU technological solution will contribute to realizing ultra-deep geothermal heat exchangers at >4km depth.

A laser drill head is combined with special drill strings sustaining the coupled action of laser and cryogenic gas, responsible for melting, evaporating and cooling even the hardest rocks. The fine particles are transported to the surface in the gas stream via the earth tube required for the geothermal heat exchanger. Specific temperature control analysis and innovative laser lenses convey the heat and sustain multilateral drilling. In addition, gases have to be kept cryogenic over a long distance. A press container has been set to perform the first laboratory tests with the novel lightweight laser and gas processing drill head and was equipped with monitoring devices. The drill-head prototype has been realised, combining the laser system with a novel drill-string design that can sustain the coupled action of laser and cryogenic gas. With a current laser setup, spallation is the most efficient process for rock penetration, while melting and evaporation are the secondary processes. The spallation is supported by the cryogenic gas flow that efficiently removes spalled particles. The fine particles of drilled rocks are ejected to the surface in the gas stream via the borehole annulus. An optical camera and a thermo-camera monitor the process.

The meticulous optimisation of laser parameters and experimental setups, coupled with microscopic examinations of drilled rocks, has revealed macro- and micro-scale phenomena that contribute to the successful development of this innovative drilling method. The project also analyses the exploitation potential and economics of the developed drilling technology utilising numerical simulations calibrated by the laboratory data. Furthermore, the legislative aspects and environmental standards related to the proposed solution are also assessed. The high-risk innovation presented in DeepU has the potential to make geothermal energy systems accessible anywhere in a targeted and demand-oriented manner, offering a complementary approach and an alternative solution to traditional energy storage and production, decentralizing the power supply also in areas where this is currently deemed uneconomic.

EXPERIMENTAL STUDIES

Cryogenic Gas

Various trials and tests are foreseen in order to achieve the main target of a lightweight drill string while keeping the cryogenic gas in the liquid state over a long distance within a drill string, to cool the laser drill head in the borehole where temperatures of over 1000°C prevail. This innovative drill string will also have to guide a laser beam in the middle of the drill string to the bottom of the borehole. The trials will test different gases and materials and also different ambient temperatures to better define the gas flushing medium for geothermal deep drilling, that have also the fundamental purpose to carry the “cuttings” to the surface.

We have investigated four different gases that could be used in the DeepU project, i.e., three noble gases (argon, krypton, helium) and nitrogen, which is abundant (78%) in the atmosphere. To consider a gas for this project, it must remain in the liquid phase for a very long distance under a great range of temperature and pressure conditions.

Table 1: Critical temperature, triple point temperature, boiling point temperature, melting point temperature and critical pressure values for the four cryogenic gases considered(.)

Gas	Critical temperature (CT)	Triple point temperature	Boiling point temperature	Melting point temperature	Critical pressure (absolute)
Argon (Ar)	-122.29 °C	-189.35 °C	-185.87 °C	-189.35 °C	48.98 bar
Krypton (Kr)	-63.8 °C	-157.39 °C	-153.37 °C	-157.4 °C	55.20 bar
Helium-4 (He)	-267.96 °C	-270.98 °C	-268.93 °C	-272.2 °C	2.274 bar
Nitrogen (N)	-146.958 °C	-209.999 °C	-195.795 °C	-209.9 °C	33.958 bar

Gases can be converted to liquids by compressing them at a suitable temperature. However, when the temperatures rise, maintaining liquefaction becomes more and more difficult as the kinetic energy of the particles that make up the gas also increases. Beyond the critical temperature (specific for each gas), the liquid state is impossible. Therefore, every effort must be made to ensure that the liquid gas in the cryogenic pipes heats up very, very slowly. The critical temperature (CT), the critical pressure (CP) and the triple point (TrPo) for each gas (Table 1) play a major role. The CT is the temperature at and above which a gas cannot exists as a liquid, no matter how much pressure is applied; the CP is the pressure required to liquify a gas at its critical temperature; the TrPo is the temperature and pressure at which the three phases (solid, liquid, and gas) of a pure substance can coexist in thermodynamic equilibrium.

In addition, the temperature difference (DT) between CT and the boiling temperature of each gas is a key factor in assessing the best temperature range for its use in the liquefied condition. For example, the DT value for krypton, argon, nitrogen and helium is 90 °C, 64 °C, 49 °C and 3 °C, respectively. Only if each liquid gas is kept within its specific temperature range, then can sufficient cooling volume prevent the DeepU drill head from melting in the borehole bottom.

Another essential factor that must not be ignored is the critical pressure (absolute). As shown in Table 1, the highest critical pressure of 5,500 kPa must be ensured for krypton, while argon, nitrogen and helium require 4,870, 3,390 and 227 kPa, respectively. Very few cryogenic tubes can withstand a pressure of 5,500 kPa, so argon and nitrogen are the two most suitable gases to be used within the drill string conceived in DeepU. In the coming months, further detailed investigations have to be carried out, especially on these two gases, about (i) their compatibility with the laser lenses, (ii) the cryotube materials used to realize the drill strings, such as stainless steel and fiber composites, and especially (iii) the interaction with different types of molten rock.

For the first laboratory tests, a drill string with an outer tube of 100 mm and an inner tube of 60 mm was designed and manufactured. The outer tube consists of a high-temperature stainless steel tube which can withstand temperatures of more than 1,000°C, and the inner tube is a low-temperature tube, which can withstand temperatures of -200°C (Bramfitt and Benscoter, 2001). Up to 8 cryogenic flexible tubes can be placed between the inner and outer tubes. Depending on the liquid gas required to cool the drill head, between 4 and 8 cryotubes can supply the drill head with liquid gas. The flexible cryotubes have a special coupling to prevent warming up the liquid gas in the coupling area and are outstanding at compensating for linear expansion due to temperature differences, making it easy to withstand high-temperature changes; In Figure 1 the schematics of the drilling head is reported. In the following months, several calculations and tests on the first drill string will be carried out to define at what depth the liquefied gases convert into the gaseous state, considering the upward gas flow generated by gas bubbles and a downward liquid gas flow pressure from above. In addition, the flow rate and power dissipation (W/m) in the cryotubes will be calculated and measured at various ambient temperatures. Moreover, different liquid gases will be pushed through the flexible cryotubes and the special Johnston couplings at varying pressures to test their strength and pressure resistance.

The next step will be to focus on the required wall thicknesses of the drill pipes as well as on the wall thickness and insulation of the cryotubes since they affect the overall weight of the drill string. The entire drill string's dead weight must always be kept in mind and considered in the whole design phase because the laser drill string is freely hanging on the drilling rig. An optimal lightweight solution is targeted to combine the issue of the logistic and management of the drilling components with the need to keep liquified gas in a liquid state over long distances, taking into consideration the current material availability and price levels of various liquid gases, especially in light of the existing global gas shortage.

Scaled model U-tube heat exchanger

To achieve the main objective of demonstrating the DeepU technical solution for deep heat exchangers, experiments are carried out in the project to examine the physical basis of the interaction between laser beam, cryogenic gas and rock material. The process states must be recorded in these experiments using suitable measured variables and appropriate sensor technology. Fraunhofer IAPT delivers extensive experience in high-power laser application, especially in rock fracturing by laser. The research institute provides its shipbuilding hall as a vast laboratory and a 30 kW fiber laser for the tests

on rock. Since the rock is not only to be broken up in the new process but also completely melted by laser and then pulverized by the gas, a new processing head and a new drill string are required for the experiments. Fraunhofer IAPT is one of the leading institutes in the field of 3D printing and will use this technology to create the necessary components made of very heat-resistant materials such as titanium or Inconel. The laser and gas experiments will take place in a large metal box filled with stones or other soil formations. Simulation models for laser and gas interaction with rock material have to describe and predict the process flow for different rock types. Optimizing the process parameters, the drilling speed should be increased up to 20 to 30 meters per hour. That is at least ten times the drilling speed compared to conventional methods, which only reach about 1 to 2 meters per hour in hard rock (Anders et al., 2017). The speed increase will reduce the drilling costs to 1,000 Euro per meter for deep boreholes, i.e. to a quarter compared to the established methods.

Fraunhofer IAPT has realized the experimental set-up in a press container (Fig. 2). On the one hand, this large box serves as a safety enclosure for the laser machining process, and, on the other hand, it offers the possibility of compacting the soil with the pressing function if necessary for the tests. Initial results of the experiments show symmetrical and accurate drill holes with a diameter of approximately 90 millimeters in sandstone and 80 millimeters in granite. Surprisingly, these first process applications have already achieved projected drilling speeds of up to 20 meters per hour.

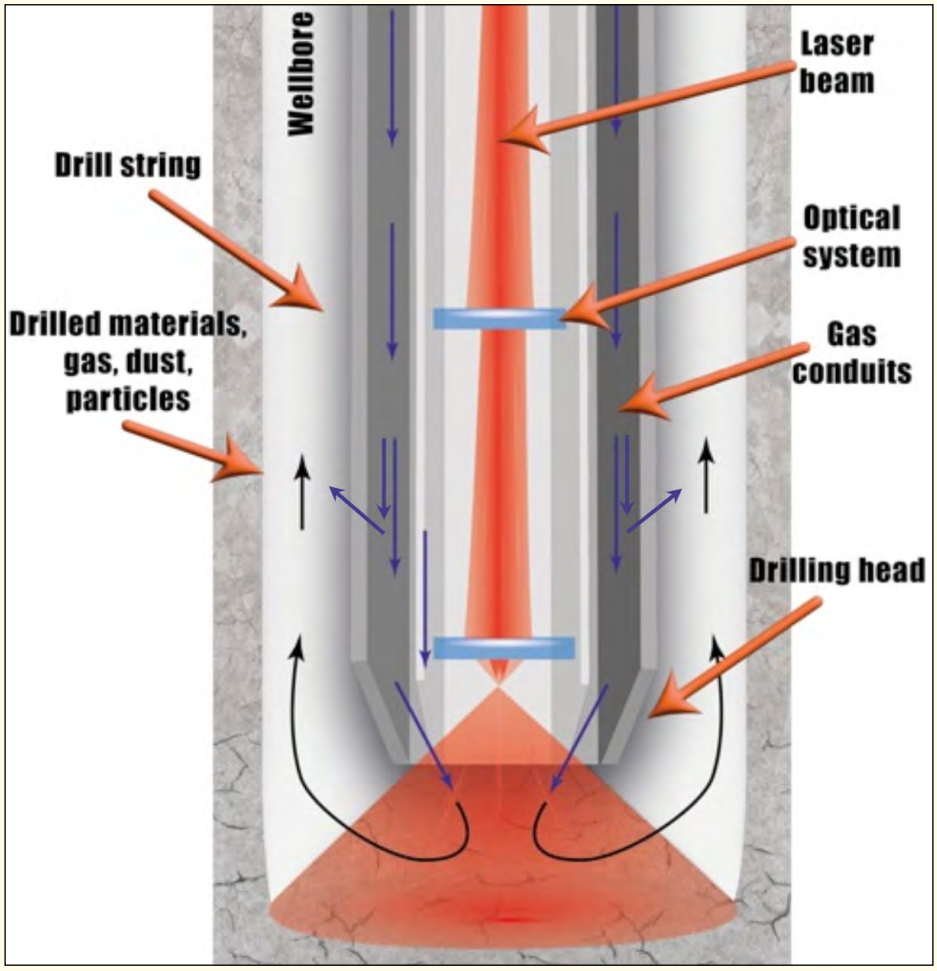


Figure 1. Schematics of the drilling head.

Figure 2: Experimental set up during a test with a granite slab (50x35x15 cm).

RESULTS AND DISCUSSION

Another fundamental research step is to analyze the thermal effects of the laser and cryogenic gas combined action on several kinds of rocks, both before and after exposure to severe thermal stress conditions (melting and cooling phases). On the one hand, it is essential to determine the laser beam impacts on the petrophysical characteristics of the tested rocks. On the other, to verify the state of vitrification along the borehole walls resulting from the cryogenic gas inflow. The overall thermal shocks induced on the samples will be analyzed to understand the change in the rock thermodynamic equilibria during melting and crystallization, also recurring to numerical simulation. In addition, the drilling residues (cutting material and gases) produced/released by the melting and/or evaporation phases will be characterized to assess the potential environmental, health and safety risk and the particle tendency to re-agglomerate, creating an obstacle to successful DeepU drilling.

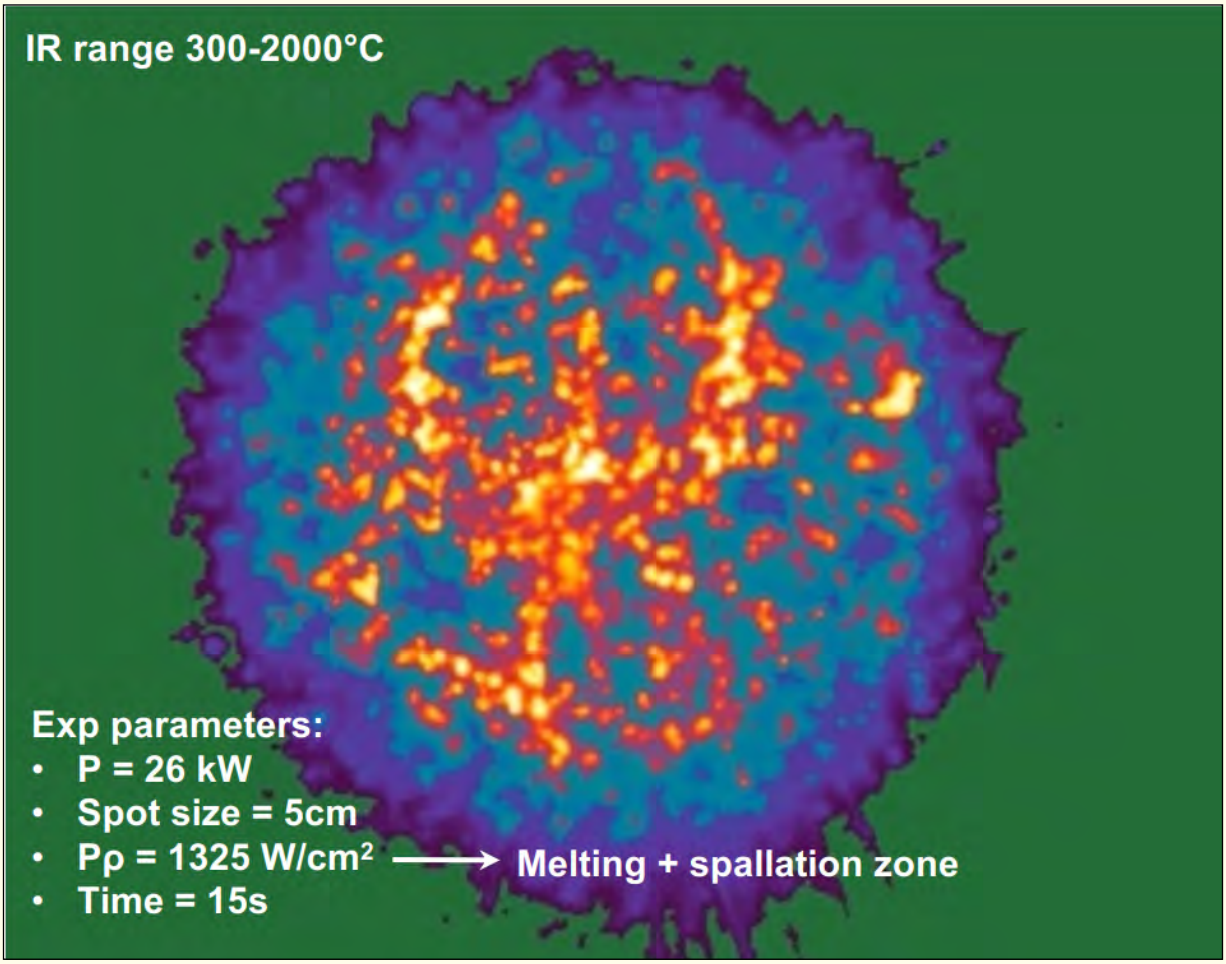


Figure 3: Thermal image of the drilling spot on a granite slab during one experiment.

The lithic materials will be analyzed by optical microscopy (OM) and electron microscopy (SEM-EDS) to characterize the mineralogical-petrographic and microstructural characteristics of the pre- and post-vaporizing/melting effects. X-ray powder diffraction (XRPD), solid-state NMR (MAS-SS-NMR), and vibrational spectroscopies (FTIR, Raman) will be performed on microvolumes of samples to fully determine the mineralogical nature, specific microstructural elements, and neoformation phases. Samples of granite, sandstone and limestone with the dimension of 500 x 350 x 150 mm are under testing at Fraunhofer IAPT. These three lithologies were selected as the first to be tested because they represent the hardest rocks (granite) to be drilled at deep depth, and the most common geothermal reservoir rocks (sandstone and limestone). The first tests were performed on granite and sandstone using only the laser beam and without cryogenic gas. Some crack fractures developed due to the thermal shock induced by the laser beam and the absence of confining pressure.

Up to now, six samples' blocks (2 granites, 2 sandstones, 2 limestones) have been prepared for further analysis. For each lithology, one block is made of fresh unaltered rocks from the quarry, and the second one undergoes laser drilling by the drill string and drill head prototypes already realized. The hole diameters obtained vary according to lithology and laser use. In this research phase, the rocks are melted only by the laser beam and are not yet cooled down by the cryogenic gas.

CONCLUSIONS

The first DeepU project results show the solidity of the proposed approach and indicate the effectiveness of the path taken in achieving all the set goals.

First of all, the technological developments taken in the DeepU project led to the design and manufacturing of the drill string able to convey the laser beam downwards (outer tube 100 mm, inner tube 60 mm), also considering possible alternatives to convey the cryogenic gas flow (i.e. flexible cryotubes). In addition, four gases (argon Ar, krypton Kr, helium He, nitrogen N) were considered potential cryogenic gas for the innovative DeepU technology and Nitrogen was selected.

The laboratory set-up for rock melting/vaporization and vitrification was prepared. A container is adapted as a safe housing to run laser experiments. The container, equipped with side windows for visual inspection of operations and housings for sensors and monitoring devices, is ready to host rock samples to be tested, the drill string with laser and the gas processing head. In addition, the first tests concerning granite, limestone and sandstone samples have already been performed.

Suitable rocks for lab tests were selected, and the laboratory test devices are defined to be used later in the project. The sample blocks, drilled up to now only by the laser action, will be analyzed to characterize the petrophysical and thermal behavior of the samples before and after laser interaction; in Figure 3, a thermal image of granite rock during laser drilling is reported.

Legislative and regulatory aspects and standards for gas flushing medium in deep drilling, factors related to drilling, well completion and deep U heat exchangers have been tracked down. They will be explored in depth in the next future.

Given this background, the near future is expected to provide more fascinating results through research and planned technological advances, including characterization of what happens inside the rock once it undergoes melting.

As results of the first batch of experiments, we have the Rate Of Penetration (ROP) for 3 different rock type, both dry and water saturated, reported in Table 2, that confirm the large possibilities and future impact of the Laser Drilling technology in geothermal applications.

Table 2: Summary of laser drilling experiments at 26kW, 5 ⌀cm, N2 flux. # - H_2O saturated sample.

Lithology	ROP (m/h)	SE (kJ/cm^3)
granite	10,0	5,6
sandstone	14,8	4,1
limestone	2,5	86,7
limestone#	4,5	16,3
sandstone#	25,1	2,3

ACKNOWLEDGMENTS

This research is funded by the European Union (G.A. 101046937). However, the views and opinions expressed are those of the author(s) only and do not necessarily reflect those of the European Union or EISMEA. Neither the European Union nor the granting authority can be held responsible for them.

REFERENCES

Anders, E., Voigt, M., Lehmann, F., Mezzetti, M. (2017). Electric impulse drilling – the future of drilling technology begins now. *Proceedings of the ASME 2017 36th International Conference on Ocean, Offshore & Arctic Engineering, OMAE2017.*

Banks D. (2012). An introduction to thermogeology. Ground Source Heating and Cooling, 2nd Edition, John Wiley & Sons Ltd Publishing.

Bramfitt, B. L., & Benscoter, A. O. (2001). Metallographer's guide: practice and procedures for irons and steels. Asm International.

Gupta, H. K., and Roy, S. (2006). Geothermal energy: an alternative resource for the 21st century, Elsevier Publishing.

Horne, R.N., (2012). What Does the Future Hold For Geothermal Energy?, *Journal of the Geothermal Research Society of Japan*, **34**(4), 201-206.

Huenges E., and Ledrou P. (2011). Geothermal Energy Systems: Exploration, Development, and Utilization, John Wiley & Sons Ltd Publishing.

Manzella, A., Allansdottir, A., & Pellizzone, A. (2019). Geothermal energy and society, Springer International Publishing.

Moore, J.N., Simmons S.F. (2013). More power from below, *Science*, **340**, 933-934.

Tester, J.W., Anderson, B.J., Batchelor, A.S., Blackwell, D.D., DiPippo, R., Drake, E.M., Toksoz, M.N. (2006). The future of geothermal energy, Massachusetts Institute of Technology, 358 pp.

GEOTHERMAL ENERGY SOLUTION FROM DECOMMISSIONED OIL AND GAS WELLS

Meloni F.[1,2*], Vaselli O.[1,2] Montegrossi G.[1,2]

[1]Department of Earth Science, via la Pira 4, 50121, Firenze (Italy)
*(*Corresponding Author: federica.meloni@unifi.it)*
[2]CNR-IGG Institute of Geosciences and Earth Resources, Via La Pira 4, 50121 Florence, Italy

ABSTRACT

Geothermal energy offers a sustainable alternative to fossil fuels, leveraging the Earth's internal heat for a continuous power supply. Repurposing decommissioned oil and gas wells reduces exploration costs and methane emissions, aligning with global decarbonization goals. This paper discusses the technical and economic feasibility of open-loop and closed-loop geothermal systems, highlighting their benefits and challenges. Open-loop systems use groundwater for heat exchange but face issues like scaling, corrosion, and environmental contamination. Closed-loop systems, which circulate thermal vector fluids through heat exchangers, provide an environmentally friendly alternative but with generally lower thermal output. Access to historical oil and gas data reduces exploration risks and enhances economic viability. Low-temperature geothermal applications, such as district heating and agricultural drying, offer cost-effective energy solutions. Integration with district heating networks in regions like Northern and Central Italy demonstrates feasibility, reducing investment costs and improving efficiency. However, challenges such as well integrity, diameter constraints, high costs, regulatory gaps, and induced seismicity must be addressed. Collaboration between academia, industry, and government is crucial for advancing geothermal energy as a cornerstone of renewable energy transition. This approach supports energy security, environmental sustainability, and economic growth.

Keywords: Geothermal energy, oil and gas wells, heat exchange geothermal prospection

INTRODUCTION

Geothermal energy represents a sustainable and innovative opportunity to transition from fossil fuel reliance while utilizing existing infrastructure. The repurposing of decommissioned oil and gas (O&G) wells offers a viable solution to reduce exploration costs, mitigate CO_2 emissions, and provide renewable energy. As the global push for decarbonization intensifies, geothermal energy has emerged as a critical component of the renewable energy mix. This energy source leverages the Earth's internal heat, offering a continuous and reliable supply of power and thermal energy. Unlike intermittent renewables such as solar and wind, geothermal systems provide base-load energy, making them a valuable asset for modern energy grids (Gola et al., 2022).

Morover, the substantial infrastructure already in place from decades of hydrocarbon exploration provides an excellent foundation for geothermal projects (Livani et al., 2024). Reusing these wells not only avoids the environmental impact of new drilling but also capitalizes on existing data and technology to streamline project development (Santos et al., 2021 and reference therein) This approach significantly reduces the carbon footprint associated with the energy sector and aligns with international goals to achieve net-zero emissions by 2050 (COP 21).

The potential for geothermal energy extends beyond electricity generation; it can also support heating and cooling applications, industrial processes, and agricultural operations (Santos et al., 2021; Alimonti et al., 2024). Geothermal resources are abundant and evenly distributed across the globe, providing an opportunity for widespread adoption in diverse geographical settings. Furthermore, advancements in drilling and heat exchange technologies have expanded the range of viable geothermal sites, including regions with lower geothermal gradients.

By transforming abandoned O&G wells into geothermal assets, countries can accelerate the transition to renewable energy while revitalizing dormant infrastructure. This paper evaluates geothermal energy systems derived from abandoned wells, focusing on open-loop and closed-loop technologies, challenges, and future prospects.

RESULTS AND DISCUSSION

Open-Loop Systems

Open-loop systems utilize groundwater or surface water as a thermal exchange medium. These systems are particularly suited for areas with high geothermal gradients, where the temperature differential can be efficiently harnessed for heat exchange. The basic principle involves extracting water from aquifers, transferring its heat, and re-injecting the cooled water back into the subsurface. While efficient in heat transfer, open-loop systems face several technical and environmental challenges. Scaling, caused by mineral precipitation, reduces system efficiency, and corrosion, which affects well integrity, can lead to costly repairs. Additionally, there is a risk of environmental contamination due to fluid dispersion, emphasizing the need for stringent monitoring and regulatory compliance. Effective mitigation strategies, such as the use of inhibitors to prevent scaling and advanced materials for corrosion resistance, are essential for maintaining system reliability.

Closed-Loop Systems

Closed-loop systems circulate a thermal vector fluid through ground heat exchangers, eliminating direct groundwater use. This configuration offers a more controlled and environmentally friendly approach. Common configurations include:

• Coaxial Borehole Heat Exchanger (CBHE): A vertical system consisting of an insulated inner pipe and steel casing. This setup minimizes thermal losses and allows for effective heat transfer from the surrounding rock.

• Deep-U Borehole Heat Exchanger (DUBHE): A horizontal connection between two wells, forming a U-shaped structure, recently tested in Alberta, Canada. The DUBHE design increases the contact surface area and heat exchange efficiency, making it particularly effective in low-enthalpy regions.

Closed-loop systems offer significant environmental benefits but generally have lower thermal outputs compared to open-loop systems. This limitation often makes them more suitable for applications such as space heating and district heating rather than electricity generation. However, recent innovations, such as directional drilling and advanced heat exchangers, have improved energy efficiency. For instance, a system featuring a 4,800 m horizontal section can achieve thermal outputs sufficient to produce 2 MW of thermal energy and 200 kW of electrical power. This showcases the potential for closed-loop systems to evolve and cater to broader energy needs.

Derisking and Data Availability

The use of existing O&G well logs is critical in geothermal project planning, despite their often outdated formats. Historical data on reservoir characteristics, such as porosity, temperature, and depth, reduce exploration risks and enhance economic viability. For instance, the Guardia Lombardi case study in Southern Italy (Livani et al., 2024) demonstrates how reinterpretation of seismic profiles and subsurface data can significantly lower project costs while improving success rates. Access to detailed geophysical and geological data enables developers to identify optimal locations for geothermal exploitation, minimizing uncertainties and enhancing investment attractiveness. Establishing comprehensive databases and leveraging modern data interpretation tools, such as machine learning algorithms, can further streamline the exploration and development phases.

Other Geothermal Solutions

Low-Temperature Applications

Repurposed wells with temperatures below 80°C are typically unsuitable for electricity generation but hold significant potential for direct-use applications. These include district heating, agricultural drying, and thermal bathing, which require lower energy inputs. Such applications can be particularly beneficial for rural communities, offering a sustainable and cost-effective energy solution. Moreover, integrating low-temperature geothermal systems with existing heating infrastructure can significantly reduce operational costs and improve energy efficiency.

Integration with District Heating

District heating networks represent a promising avenue for geothermal integration. For instance, Northern Italy's Romentino and Central Italy's Tuscania regions have demonstrated the feasibility of using hydrocarbon wells for district heating, providing a baseline supply of water at temperature significatively higher than surficial water or shallow reservoir. Reusing these wells significantly reduces initial investment costs and mitigates mining risks. Additionally, advanced systems such as fourth and fifth-generation district heating networks enhance energy efficiency by operating at lower temperatures and incorporating renewable energy sources. These networks offer flexibility, scalability, and improved thermal performance, making them ideal for urban and suburban applications.

Problematics

Despite the growing potential of geothermal energy, several challenges persist that hinder its widespread adoption. These challenges are multifaceted and require targeted solutions to ensure the viability and scalability of geothermal systems:

Well Integrity

The structural integrity of old O&G wells can deteriorate over time due to factors such as corrosion, pressure changes, and environmental exposure. This degradation can lead to fluid leakage and compromise the safety and efficiency of geothermal operations. To address this, comprehensive integrity assessments using advanced tools like ultrasonic imaging and downhole logging are essential. Additionally, preventive maintenance and the use of corrosion-resistant materials can extend the lifespan of these wells.

Diameter Constraints

Older wells often have narrow production sections, which may be insufficient for modern geothermal applications requiring larger diameters for optimal fluid flow. This limitation necessitates either the expansion of existing wellbores using technologies like expandable casings or the drilling of new, wider wells, or re-drilling the low diameter section, directly or with a sidetrack. Both approaches involve significant costs and require careful planning to ensure economic feasibility.

Cost and Feasibility

High capital expenditures for advanced drilling techniques, thermal insulation, and system installation pose a major financial barrier. To overcome this, governments can provide subsidies and tax incentives to support geothermal projects. Concurrently, research should focus on developing cost-effective materials and improving drilling technologies to lower overall project costs.

Regulatory Gaps

The absence of standardized methodologies for refurbishing and repurposing abandoned wells creates regulatory uncertainty. This slows project approvals and increases risks for developers. Establishing clear regulatory frameworks and streamlined permitting processes is crucial. Collaboration between industry stakeholders and regulatory bodies can facilitate the creation of robust policies that encourage investment while ensuring environmental and operational safety.

Addressing these challenges requires a multidisciplinary approach that integrates technological innovation, regulatory reform, and public engagement. By fostering collaboration among geologists, engineers, policymakers, and local communities, the geothermal sector can advance toward sustainable and efficient energy solutions. In Table 1 are reported a schematic summary of the challenge and the proposed solutions.

Table 1. Schematic summary of the challenge and the proposed solutions of the problematics.

Challenge	Description	Proposed Solutions
Well Integrity	Over time, the casing and cement of old O&G wells can deteriorate, leading to potential fluid leakage and structural failure. This compromises the overall safety and efficiency of the geothermal system .	Conduct comprehensive integrity assessments using tools like ultrasonic imaging and downhole logging. Preventive maintenance, along with the use of corrosion-resistant materials, can mitigate these issues.
Diameter Constraints	Older wells often have narrow production sections, limiting their suitability for modern geothermal applications .	Employ expandable casing technologies and advanced drilling methods to widen existing wellbores. These innovations reduce the need for entirely new drilling operations .
Cost and Feasibility	High capital expenditure associated with insulation and advanced drilling techniques makes projects financially challenging .	Advocate for government subsidies and incentives to offset costs. Invest in research to develop cost-effective materials and technologies for insulation and heat transfer .
Regulatory Gaps	Absence of standardized methodologies for refurbishing and repurposing O&G wells hinders project scalability .	Develop clear and comprehensive regulatory frameworks in collaboration with industry stakeholders. Streamline permitting processes to facilitate quicker project approvals .

The complexity of these challenges highlights the need for an interdisciplinary approach. Combining expertise in geology, engineering, and regulatory policy ensures that potential risks are effectively mitigated. Public trust can be fostered through transparent communication about safety measures and environmental impacts. Advances in technology, particularly in real-time monitoring and predictive modelling, play a crucial role in addressing these challenges.

CONCLUSION

Repurposing abandoned O&G wells for geothermal energy aligns with global decarbonization goals and offers a practical pathway to sustainable energy production. This approach leverages existing infrastructure to minimize environmental impact and reduce project costs. Performance evaluations of open and closed-loop systems indicate significant potential for heating applications and, to a lesser extent, electricity generation. However, the successful implementation of geothermal energy projects hinges on overcoming technical, economic, and regulatory challenges.

Future research should prioritize the optimization of closed-loop systems to enhance heat transfer and energy output. Innovations in drilling and heat exchanger technologies, coupled with improved materials for insulation and corrosion resistance, could significantly enhance system efficiency and economic feasibility. Additionally, robust methodologies for well refurbishment and comprehensive regulatory frameworks are essential to unlock the full potential of geothermal energy. By addressing these challenges, geothermal systems can become a cornerstone of the global transition to renewable energy, contributing significantly to energy security, environmental sustainability, and economic growth. Furthermore, fostering collaborations between academia, industry, and government entities can accelerate technological advancements and promote large-scale deploy ment of geothermal solutions. The integration of advanced data analytics and machine learning models can optimize resource management and operational efficiency, paving the way for a sustainable and energy-secure future.

REFERENCES

Alimonti, C., Vitali, F., & Scrocca, D (2024). Reuse of Oil Wells in Geothermal District Heating Networks:A Sustainable Opportunity for Cities of the Future Energies, 17(1), 169.

COP 21, Glasgow Climat Pact. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma3_auv_2_cover%20 decision.pdf, 2021 (accessed 27 june 2024).

Santos, L., Dahi Taleghani, A, & Elsworth, D. (2022). Repurposing abandoned wells for geothermal energy: Current status and future prospects. Renewable Energy, 194, 1288-1302.

Livani, M., Inversi, B., Montegrossi, G., Alimonti, C., Petracchini, L., & Scrocca, D. (2024) Derisking Geothermal Projects by Revitalizing Oil and Gas Exploration Data: The Guardia Lombardi Case Study (Southern Italy). *Available at SSRN 4966776*.

Gola G, Di Sipio E, Facci M, Galgaro A, & Manzella A. (2022) Geothermal deep closed-loop heat exchangers: a novel technical potential evaluation to answer the power and heat demands. Renew Energy;198:1193–209. https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.08.071.

INVESTIGATING PARAMETERS AFFECTING THE CUTTING TRANSPORT IN A HORIZONTAL WELL USING FLUID DYNAMIC MODELING

*L.F.H. Al-hadeethi[1], E. Moosavi[1>2>] **

[1]Department of Petroleum and Mining Engineering, South Tehran Branch,Islamic Azad University, Tehran, Iran

[2]Research Center for Modeling and Optimization in Science and Engineering, South Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran (^Corresponding Author:

Se.Moosavi(a)yahoo.com; Se_Moosavi(dazad.ac. *ir)*

ABSTRACT

Owing to the greater contact surface in the area, horizontal drilling has led to increased production rate, lower pressure drop, and elevated final recovery in recent years. Cutting transport in inclined and horizontal wells suffers from challenges due to gravity. Understanding the cutting transport phenomenon is important for success in horizontal drilling operations which necessitates a comprehensive understanding of the parameters affecting cutting transport around the drill bit. In this study, the behavior of cuttings transport in a horizontal well is modeled using computational fluid dynamics (CFD). The results indicate that increasing drill pipe rotation enhances cuttings transport. However, at higher fluid velocities, the reduction in tangential fluid velocity and the increase in flow resistance limit this improvement. Eccentricity also, alters the distribution of cuttings in the annulus, leading to concentration in narrower regions and affecting pressure drop. Additionally, a higher diameter ratio results in an increased pressure drop, particularly at elevated fluid velocities. Moreover, the rheological properties of the fluid play a crucial role in cuttings transport efficiency. Due to its higher viscosity and superior suspension capability, drilling fluid outperforms water, with this effect becoming more pronounced as drill pipe rotation increases.

Keywords: Cutting transport, drill pipe rotation, fluid velocity, computational fluid dynamics (CFD), ANSYS software

INTRODUCTION

The global rise in energy demand and reliance on fossil fuels has pushed the oil industry toward adopting advanced techniques for oil and gas extraction. Horizontal wells, in particular, have proven to significantly enhance production efficiency. However, the successful execution of horizontal drilling depends on optimizing several engineering parameters. Adjusting the angle and deviation of the well from a vertical orientation contributes to the formation of cuttings beds in the annulus, which becomes more pronounced with increasing eccentricity in the lower annulus region (Nauduri, 2009; Saad et al., 2024). Key challenges associated with horizontal and deviated drilling include predicting pressure drops, removing cuttings efficiently, and ensuring effective transport of cuttings to the surface. These factors directly influence drilling costs, time, and operational quality (Skenderija et al., 2024). In horizontal wells, cuttings tend to accumulate along the lower section, reducing fluid velocity due to horizontal flow constraints (Mao et al., 2023). Over time, as cutting concentration grows in the horizontal section, the effective transport dis-

tance decreases, complicating the removal process (Bradley et al., 1991). During drilling, the fluid velocity within the annulus must exceed the gravitational force acting on the cuttings to prevent accumulation in the lower annulus. Therefore, maintaining higher annular velocity is crucial for effective cutting transport in horizontal wells (Ford et al., 1990).

Cho et al. (2000) proposed a novel method for analyzing the three-layer flow behavior of a two-phase solid-liquid fluid within the annulus. Their findings indicated that a drilling fluid pumping rate between 3.5 and $4{,}5\ \frac{ft}{s}$ is optimal due to its association with the lowest pressure gradient. Li and Kuru (2003) analytically demonstrated that higher drilling speeds and increased eccentricity lead to a rise in the height of the cuttings bed. Using the two-layer model proposed by Naganawa and Nomura (2006) the transient distribution of cuttings height and annular pressure within the well was predicted. Costa et al. (2008) conducted simulations to evaluate cutting pressure in the annulus under transitional conditions, revealing that bottomhole pressure and the estimation of equivalent mud circulation density varied over time. Wang et al. (2009) focusing on the Euler-Eulerian model, found that drill string rotation reduces the solid phase concentration. Additionally, they proposed an empirical correlation for estimating the cuttings bed height in horizontal wells. Ozbayoglu et al. (2010) provided evidence showing that a rise in total cutting concentration resulted in a corresponding increase in the frictional pressure drop. Mme and Skalle (2012) stated that in directional drilling, cuttings predominantly accumulate are in the narrowest gaps with minimum velocity. Zhu et al. (2013) through numerical modeling of cuttings transport in horizontal wells, found that an increase in fluid velocity significantly reduces the amount of cuttings. Sun et al. (2014) discovered that drill pipe rotation significantly enhances the tangential velocity of the drilling fluid, generating a drag force aligned with this velocity. This force effectively inhibits the formation of cutting accumulations. Ghasemikafrudi and Hashemabadi (2016) simulated cuttings transport using a two-phase mixture model and the Herschel-Bulkley drilling fluid rheology. Guo and Li (2017) reported that drill pipe rotation not only decreased the cutting concentration in the annulus but also accelerated the cutting transport. Consequently, this process led to an increase in pressure drop due to cutting removal. Manuel et al. (2019) emphasized the critical role of mud rheology, cutting sphericity, and size in the efficiency of cutting removal. Mohammadzadeh et al. (2020) highlighted the substantial impact of eccentricity on cutting transport in deviated wells. Sharma and Kudapa (2021) showed that smaller-sized cuttings were more efficiently transported than larger ones, and that spherical cuttings facilitated better removal. Awad et al. (2022) highlighted the critical role of drill pipe rotation in both horizontal and vertical wells, as it generates turbulent flow that enhances cutting transport efficiency. Khaled et al. (2022) using a CFD model, identified that well slopes between 45° and 60° posed the greatest difficulty for cutting removal. Salubi et al. (2022) asserted that the impact of drill pipe rotation on single-phase flow was considerably smaller compared to its effect on two-phase flow in relation to cutting transport. A model introduced by An et al. (2023) demonstrated the ability to accurately simulate cutting transport throughout the entire well with optimal precision.

The removal of cuttings in horizontal wells is critical to prevent a decrease in the rate of penetration, increased drilling costs, formation damage, and an increase in the plastic viscosity of the drilling mud. In this study, the behavior of cuttings transport in horizontal wells is presented using computational fluid dynamics (CFD). The multiphase flow model is used to describe the flow characteristics in the annular section of the well. The results clarify the effect of drilling variables on the pressure drop and velocity ratio of drill cuttings within the annulus of a horizontal well.

MODEL SIMULATION

To simulate the model, the drill pipe and the well wall were considered with diameters of 2.5 inches and 5.2 inches, respectively. Eccentricity values of zero, 0.3, and 0.6 were considered. Hexahedral computational meshing was applied to the model geometry using ANSYS Fluent software, with an optimal mesh size of 360 x 48 x 12 in the axial and radial directions. Figure 1 shows the model meshing under an eccentricity condition of 0.6. The behavior of the drilling fluid is described using the non-Newtonian power- law

model. Table 1 presents the power-law constants obtained from linear regression. The data used for simulating fluid flow with cuttings in a horizontal well are provided in Table 2.

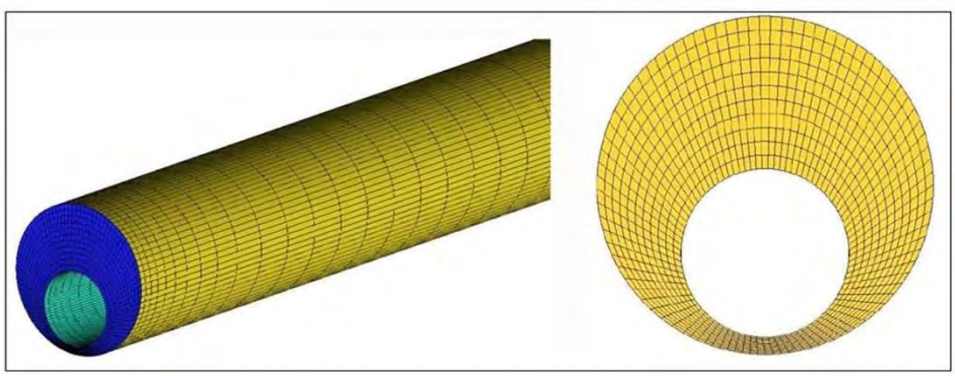


Figure 1. The meshing of the model geometry under the condition of eccentricity (e) = 0.6

In this case, the length of the annular space is greater than the length of the inlet region to eliminate the effects of the inlet region length and ensure proper flow development, the boundary conditions are as follows:

- The cutting velocity ratio is 0.5,
- No slip of the drilling fluid on the well wall and drill pipe,
- The particle collision coefficients with each other and the wall are 0.9 and 0.1, respectively.

Table 1. The constants of the drilling fluid power-law rheology model

R^2	n	K (Pa. s^n)
0.993	0.446	5.101

Table 2. Input parameters

Cutting density ($\frac{kg}{m^3}$)	Cutting diameter (mm)	Water density ($\frac{kg}{m^3}$)	Fluid density ($\frac{kg}{m^3}$)	Fluid velocity ($\frac{m}{s}$)	Drill pipe rotation (rpm)	Rate of penetration ($\frac{ft}{hr}$)	Eccentricity
	3			1.431	60	50	0
2610	5	998.2	2510	2.114	120	75	0.3
	7			2.625	180	100	0.6

SENSITIVITY ANALYSIS

Drill Pipe Rotation

Increasing the drill pipe rotation from 60 to 180 rpm enhanced the cutting transport rate to 96.3% at a fluid velocity of 2.625 ^ (Figure 2). The tangential velocity near the drill pipe surface induces a drag force on the cuttings due to the centrifugal force of the fluid. As a result, higher drill pipe rotation can have a significant impact on cutting removal. However, the effect of drill pipe rotation is limited, as it quickly reduces the tangential velocity of both the fluid and the cuttings. Because high drill pipe rotation can cause

an increase in pressure and resistance to the fluid flow. As a result, the drilling fluid may not be able to pass through the pipe easily and transport the cuttings to the surface.

Drill Pipe Eccentricity

Figure 3 shows the pressure drop level compared to the drill pipe eccentricity. With increasing eccentricity, the pressure drop has decreased to $7426\,\frac{Pa}{m}$, $10351\,\frac{Pa}{m}$ and $14824\,\frac{Pa}{m}$ under the fluid velocities of $1.431\,\frac{m}{s}$, $2.114\,\frac{m}{s}$ and $2.625\,\frac{m}{s}$, respectively. The decrease in pressure drop can be attributed to the reduced velocity in the narrower part of the annulus. Decrease velocity in the narrower sections of the ring leads to a reduction in friction and pressure drop in the fluid flow, as the fluid movement in these areas becomes slower and more resistant.

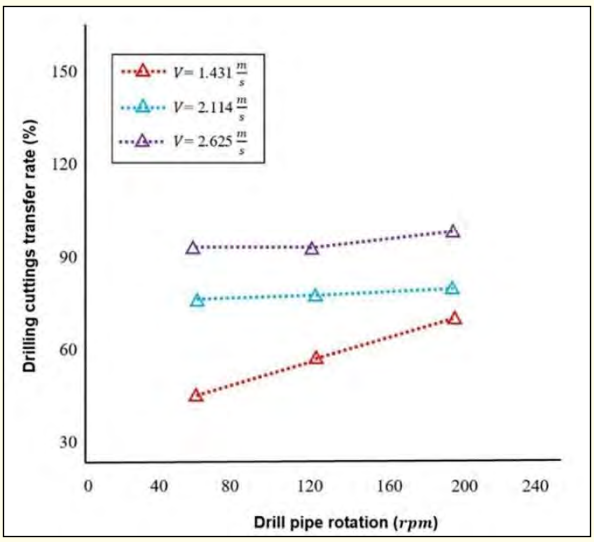


Figure 2. The impact of drill pipe rotation on cuttings transport $(ROP = 50\,\frac{ft}{hr}$ and $e = 0.6)$

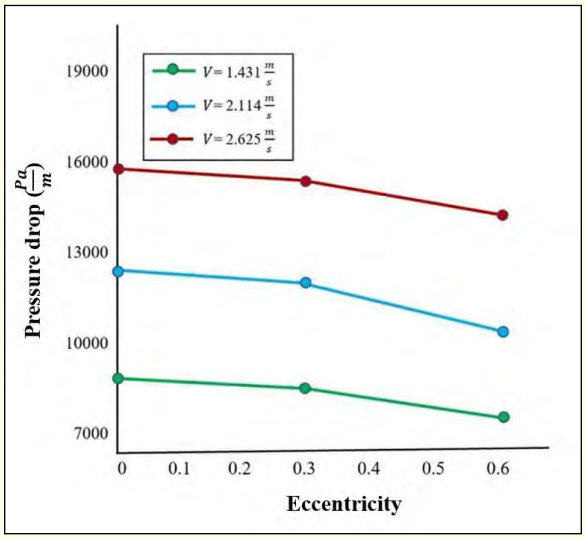


Figure 3. The impact of drill pipe eccentricity on pressure drop $(ROP = 50\,\frac{ft}{hr}$ and $\omega_d = 60$ rpm)

Diameter Ratio

Pressure drop increases significantly as the diameter ratio rises (Figure 4). The maximum pressure drop, 28698 $\frac{Pa}{m}$, occurs with increasing fluid velocity and a diameter ratio of 0.68. The findings indicate that increasing the diameter ratio is most effective at low velocities.

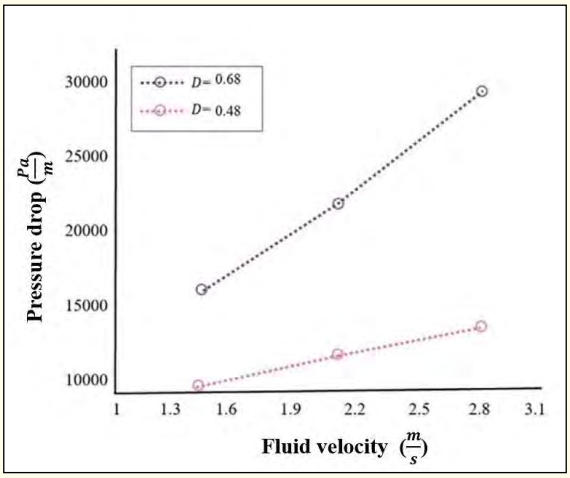


Figure 4. The impact of diameter ratio on pressure drop ($ROP = 50\,\frac{ft}{hr}$ and $\omega_d = 60$ rpm)

Fluid Rheology

According to Figure 5, with an increase in the drill pipe rotation, the ability of the drilling fluid to cutting transport is higher than that of water. At a drill pipe rotation of 180 rpm, the maximum cuttings transport by the drilling fluid is 91%, while the minimum cuttings transport by water is 35.2%. Increasing the drill pipe rotation leads to an increase in centrifugal forces applied to the drilling fluid. Centrifugal forces help detach the cuttings from the borehole wall and direct them upward to the surface. These forces are more effective in drilling fluid, which has a higher adhesion to the cuttings, compared to water. Additionally, drilling fluid typically has a higher viscosity than water. This property enables the drilling fluid to better suspend and transport the cuttings. As a result, with an increase in the rotational speed of the drilling pipe, the dulling fluid is more efficient at moving the cuttings than water.

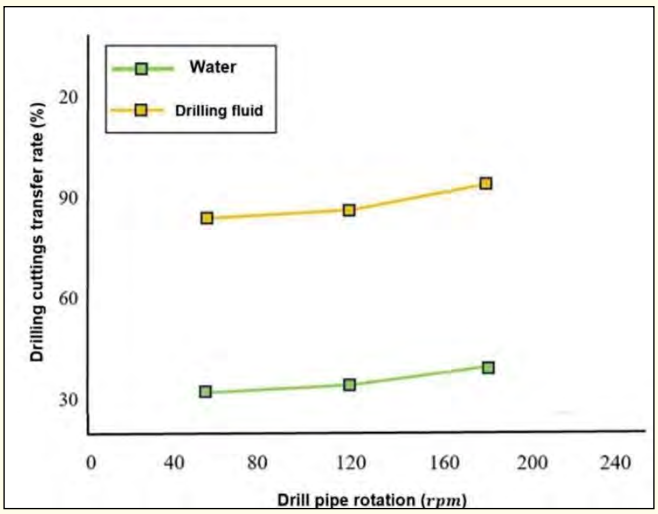


Figure 5. The impact of fluid rheology on cutting transport ($ROP = 50\,\frac{ft}{hr}$ and $V = 2.625\,\frac{m}{s}$)

CONCLUSIONS

Drilling fluid flow with the presence of cuttings in a horizontal well has been simulated using computational fluid dynamics (CFD). Considering the geometry of concentric and eccentric annular spaces, applying the governing boundary conditions, and describing the properties of the drilling fluid using the power-law rheological model, the following results have been obtained:

- The drill pipe rotation creates a helical flow that improves the cuttings transport. As the drill pipe rotation increases from 60 rpm to 180 rpm, the cuttings' velocity ratio increases. The maximum cuttings transport with increasing drill pipe rotation is 96.3%. Therefore, the drill pipe rotation effectively removes the cuttings bed. However, the contribution of drill pipe rotation is limited, as the tangential velocity of the drilling fluid and cuttings rapidly decreases.
- As the eccentricity increases, the concentration of cuttings increases in the narrower part of the well. Due to the low fluid velocity in the narrow annular space, the drilling cuttings accumulate in this area. This phenomenon leads to the maximum pressure drop under conditions velocity of 1.431 $\frac{m}{s}$ and an eccentricity of 0.6.
- Since water has a lower viscosity compared to drilling fluid, the cuttings velocity ratio significantly decrease.

REFERENCES

An, J., Li, J., Huang, H., Liu, G., Yang, H., Zhang, G., Chen, S. (2023). Transient cutting transport model for horizontal wells with a slim hole. Energy Science & Engineering, 11 (2), 796-810.

Awad, A. M., Hussein, I. A., Nasser, M. S., Ghani, S. A., Mahgoub, A. O. (2022). A CFD-RSM study of cuttings transport in non-Newtonian drilling fluids: Impact of operational parameters. Journal of Petroleum Science and Engineering, 208, 109613.

Bradley, W. B., Jarman, D., Plott, R. S., Wood, R. D., Schofield, T. R., Auflick, R. A., Cocking, D. (1991). A task force approach to reducing stuck pipe costs. SPE/IADC Drilling Conference, Society of Petroleum Engineers.

Cho, H., Shah, S. N., Osisanya, S. O. (2000). A three-layer modeling for cuttings transport with coiled tubing horizontal drilling. In SPE Annual technical conference and exhibition, OnePetro.

Costa, S. S., Stuckenbruck, S., da Fontoura, S. A., Martins, A. L. (2008). Simulation of transient cuttings transportation and ECD in wellbore drilling. In Europec/EAGE Conference and Exhibition, OnePetro.

Ford, J. T., Peden, J. M., Oyeneyin, M. B., Gao, E., Zarrough, R. (1990). Experimental Investigation of Drilled Cuttings Transport in Inclined Boreholes. SPE-20421-MS. In: Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 23-26.

Ghasemikafrudi, E., Hashemabadi., S. H. (2016). Numerical study on cuttings transport in vertical wells with eccentric drillpipe", Journal of Petroleum Science and Engineering, 140 (2), 85-96.

Guo, X., Li, W. (2017). Numerical simulation on cuttings transport with drillpipe rotation in extended reach well. In IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 250.

Khaled, M. S., Khan, M. S., Rahman, M. A., Hasan, A. R. (2022). A Validated Computation Fluid Dynamics Model Investigating Cuttings Transport With Herschel Bulkley Drilling Fluids. In International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering.

Li, Y., Kuru, E. (2003). Numerical Modelling of Cuttings Transport With Foam in Horizontal Wells, J Can Pet Technol.

Manuel, I., Epelle, D., Gerogiorgis, I. (2019). Drill cuttings transport and deposition in complex annular geometries of deviated oil and gas wells: A multiphase flow analysis of positional variability, Chemical Engineering Research and Design, 151, 214-230.

Mao, L., Yang, P., Cai, M. (2023). Study on dynamic transport characteristics of cuttings during drilling and washing of long horizontal wells. Petroleum Science and Technology, 1-29.

Mme, U., Skalle, P. (2012). CFD calculations of cuttings transport through drilling annuli at various angles. International Journal of Petroleum Science and Technology, 6 (2), 129-141.

Mohammadzadeh, K., Akbari, S., Hashemabadi, S. H. (2020). Parametric study of cutting transport in vertical, deviated, and horizontal wellbore using CFD simulations. Petroleum Science and Technology, 39 (2), 31—48.

Naganawa, S., Nomura, T. (2006). Simulating transient behavior of cuttings transportover whole trajectory of extended reach well, IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers.

Nauduri, A. S. S. (2009). Managed pressure drilling candidate selection. Texas A&M University.

Ozbayoglu, E., Osgouei, R., Ettehadi, O., Murat, Y. (2010). Estimation of Very-Difficuh-to-Identify Data for Hole Cleaning, Cuttings Transport and Pressure Drop Estimation in Directional and Horizontal Drilling, Society of Petroleum Engineers.

Saad, M. Y., Gawish, A. A., Mahmoud, O. (2024). Dimensionless Data-Driven Model for Cuttings Concentration Prediction in Eccentric Annuli: Statistical and Parametric Approach. Arab J Sci Eng, 49, 8699-8726.

Salubi, V., Mahon, R., Oluyemi, G., Oyeneyin, B. (2022). Effect of two-phase gas-liquid flow patterns on cuttings transport efficiency. Journal of Petroleum Science and Engineering, 208, 109281

Sharma, P., Kudapa, V. K. (2021). Rheological study of fluid flow model through computational flow dynamics analysis and its implications in mud hydraulics. Materials Today: Proceedings, 47, 5326-5333

Skenderija, J., Koulidis, A., Sorgun, M. et al. (2024). Improved Cuttings Transport in Horizontal Wells: An Experimental Study Using a Clamp-on Tool for Efficient Hole Cleaning. Arab J Sci Eng, 49, 9027- 9042.

Sun, X., Wang, K., Yan, T, Shao, S., Jiao, J. (2014). Effect of drillpipe rotation on cuttings transport using computational fluid dynamics (CFD) in complex structure wells, Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.

Wang, Z. M., Li, M. Hong, Y. K. (2009). Effect of drillpipe rotation on borehole cleaning for extended reach well, Journal of Hydrodynamics, 3, 366-372.

Zhu, X. H., Sun, C. Tong, H. (2013). Distribution features, transport mechanism and destruction of cuttings bed in horizontal well, Journal of Hydrodynamics, 25 (4), 628-638.

INVESTIGATION THE EFFECT OF EROSION GEOMETRY ON CASING RESISTANCE IN COLLAPSE AND BURSTING PHENOMENA USING NUMERICAL SIMULATION

E.F. Salih [1], E. Moosavi[12] *

[1]*Department of Petroleum and Mining Engineering, South Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran*

[2]*Research Center for Modeling and Optimization in Science and Engineering, South Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran*

(^Corresponding Author: Se.Moosavi(d)vahoo.com; Se Moosavi&azad.ac.ir)

ABSTRACT

Due to economic issues and ensuring safety during drilling operations, casing erosion has been considered in the oil and gas industry. Because the erosion caused by the reduction of the collapse and burst casing pressure limit has a significant impact on the future drilling plans, including; well completion, oil extraction and well life span. In this study, the effect of casing erosion at different depths and geometries has been simulated using a 3D model in ABAQUS software to check the limit of collapse and burst pressure. The results show that reduction in the external and internal casing pressure limits by increasing the amount of crescent-shaped erosion to 40%, respectively; It is equal to 2521 psi and 2547 psi. Therefore, increasing the load further will cause damage caused by casing burst and collapse. In wedge erosion models, with increasing erosion depth, the maximum external pressure in the collapse and the maximum internal pressure in the burst phenomenon show a downward trend. Wedge-shaped erosion with a width of 0.2 causes the minimum collapse pressure limit compared to other erosion geometries.

Keywords: Numerical simulation, casing collapse, casing burst, erosion, ABAQUS software

INTRODUCTION

Challenges associated with casing during well completion have gained considerable attention in recent years. One of the most pressing issues is casing erosion, particularly during drilling in deep wells. Precise prediction of casing erosion is essential for ensuring well integrity and controlling casing development costs (Chu et al., 2009). This is because casing erosion can severely impact well stability, resulting in higher drilling expenses. Casing erosion is primarily caused by contact forces between the drill string and the casing wall. The erosion may manifest as a uniform reduction in wall thickness or concentrate in specific areas, leading to the formation of a crescent-shaped pattern (Seitinger, 2010). In the oil and gas industry, significant annual investments are directed towards enhancing well thickness to mitigate the effects of erosion (White and Dawson, 1987). Gaining a deeper understanding of the fundamental erosion mechanisms enables more efficient allocation of these resources. Casing erosion is the reduction in the inner diameter thickness of a casing, caused by several factors. These include the rotational movement of the drill string, bending of the casing during directional drilling, or the application of significant axial compressive forces, which can lead to casing buckling. The strength of a casing is typically characterized by three key mechanical properties: collapse strength, burst strength, and tensile strength. Burst strength

indicates the casing's ability to withstand internal pressure before failure. Collapse strength refers to the casing's resistance when the external pressure exceeds the internal pressure. Meanwhile, tensile strength describes the casing's ability to resist stress and avoid failure (Azar and Samuel, 2007).

Hall et al. (1994) developed a mathematical model for predicting casing erosion, taking into account the well geometry, casing characteristics, and drilling fluid system. Huang et al. (2000) identified eccentricity, ellipticity, and material hardness as critical parameters affecting casing collapse. Rodriguez et al. (2003) described the loading conditions leading to casing collapse by employing finite element analysis, considering the mechanical properties of the cement and the formation. Pattillo et al. (2004) discovered that the ovalization of the casing, resulting from non-uniform formation loading, induces deformation and significantly reduces its strength under differential fluid pressure. Wu and Zhang (2005) stated that a linear reduction of 87.5% in API burst strength can be used to estimate the burst resistance of damaged casing under minimal erosion conditions (less than 20% erosion). Gao et al. (2010) proposed a novel method for predicting the erosion groove depth on the casing. Their approach enables the quantitative calculation of the angle at the erosion site, facilitating the prediction of both the groove depth and the erosion location. Wang and Xinhu (2011) proposed a solution based on the yield criterion, considering both tension and compression effects, to calculate the elastoplastic casing collapse under external pressure. They demonstrated that the higher the compressive strength, the greater the collapse resistance of the casing. Dall'Acqua et al. (2012) emphasized the significance of the diameter parameter, casing thickness, pressure ratio, and mechanical properties in casing ovalization. Through numerical analysis of loading conditions post-yield, they established a foundation for the design of casing burst and collapse resistanc. Huimei and Yishan (2012) considering the impact of casing erosion during drilling of horizontal and directional wells, recognized the importance of the penetration rate, drill pipe rotation, and drilling fluid density. Shun-feng et al. (2013) proposed a theoretical relation to predict the collapse pressure of elastoplastic casing based on changes in the casing wall thickness. Wang et al. (2013) effectively used the finite element method to investigate the ultimate residual strength of casing with erosion. Irwan et al. (2015) examined the burst resistance of the L-80 casing under various erosion conditions. Their findings revealed a reduction in burst resistance as the erosion percentage increased. Moreover, the finite element method yielded higher burst resistance values compared to theoretical predictions. Li and Samuel (2018) stated that the finite element method provides higher accuracy in predicting the burst capacity of casing compared to the API model. The results of the study by Ghodusi et al. (2019) showed that casing structural issues, such as eccentricity, ovalization, and stress, can lead to a reduction in the casing's collapse resistance. Zhou et al. (2019) proposed an equation for calculating the collapse resistance of casing with an average thickness under non-uniform radial loading. Dastgerdi et al. (2020) studied collapse resistance of casing as a key influencing parameter and found that under conditions of casing ovalization and eccentricity exceeding 10%, the collapse resistance significantly decreases. Zhang et al. (2020), through finite element analysis and studying the stress distribution on the inner and outer walls, found that the crescent-shaped erosion model provides satisfactory accuracy in predicting the remaining burst resistance. Ma et al. (2021) investigated nine wells in the Tarim oil field in China that experienced significant casing erosion. Their analysis identified casing dimensions, eccentricity, and the diameter of connections to the drill pipe as key factors influencing casing erosion. Gouveia et al. (2022) proposed a method for estimating the collapse resistance of eroded casing using well data and nonlinear finite element analysis. Zhou et al. (2023) by implementing a three-dimensional finite element model in the area of the crescent-shaped erosion connection of a 7-inch casing, found that considering seal integrity, the collapse resistance at the connection may be lower than that of the casing body. Su et al. (2024) identified combined overlapping, crossing, and separation patterns in casing erosion. They explained that the varying geometric shapes of the erosion lead to distinct erosion patterns, driven by changes in the outer diameter of the eroded areas.

The oil industry invests significant resources annually to mitigate casing erosion. Consequently, precise forecasting of casing erosion is critical for maintaining structural integrity and minimizing costs related to casing system development. This study examines casing erosion and the factors influencing its burst and collapse resistance through finite element method simulations. Additionally, the comparison of the obtained results clearly highlights the limitations of predictive models, including API and triaxial collapse models. The findings underscore the significant role of erosion depth and geometry in determining the casing's resistance to collapse and burst pressures.

MODEL SET-UP

The geometry is a cross-sectional representation of a three-dimensional cylindrical model with an inner diameter of 8.75 inches and an outer diameter of 9.625 inches, as shown in Figure 1, designed for finite element simulation using ABAQUS software. Crescent-shaped and wedge-shaped erosion models with erosion widths of 0.1 and 0.2 inches, as shown in Figure 2, were considered to evaluate the impact of erosion geometry. The model was meshed using hexahedral (Hex) elements, with a total of 28,942 elements, in ABAQUS software.

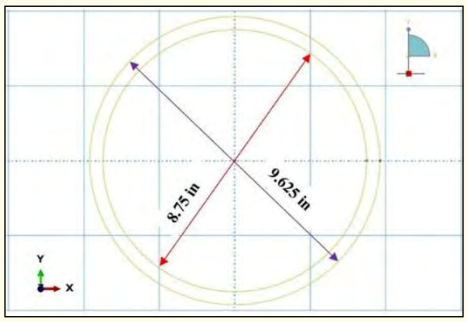


Figure 1. Model geometry and dimensions

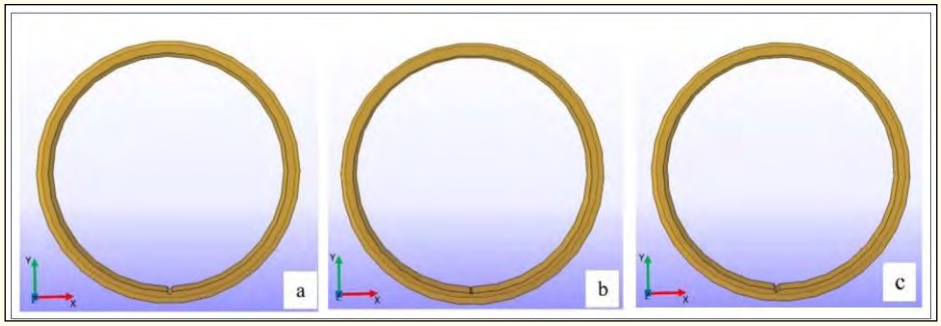


Figure 2. Erosion geometry: (a) crescent-shaped erosion; (b) wedge erosion (width 0.1); (c) wedge erosion (width 0.2)

Neglecting the effect of temperature, the loading was defined by applied pressure. The collapse loading conditions for the casing involved an internal pressure of 500 psi and an external pressure ranging from 1,000 psi to 10,000 psi. Additionally, the burst loading conditions consisted of internal pressures ranging from 1,000 psi to 10,000 psi and an external pressure of 500 psi.

The input data assigned to the model correspond to Grade P-110 casing (Table 1). The elastic parameters are defined as linear and isotropic. Casing erosion of up to 40% was considered for simulation in ABAQUS software.

Table 1. Input data to the model

Wall thickness (in)	*Yield strength (psi)*	*Casing weight (lbs/ft)*	*Young's modulus (psi)*	*Poisson's ratio*
0.47	110,000	*47*	30x 10^6	0.3

RESULTS

Crescent-Shaped Erosion

As shown in Figure 3, an increase in erosion from 0% to 40% results in a reduction in the maximum external pressure under crescent-shaped erosion conditions. At 8% erosion, the maximum external pressure decreases by 15.1% compared to the unworn casing. For erosion levels of 24% and 40%, the reduction in maximum external pressure is 50.S% and 70.74%, respectively. Similarly, under crescent-shaped erosion conditions, the maximum internal pressure also follows a decreasing trend with increasing erosion (Figure 4). The internal pressure limit at 40% erosion is 2,547 psi, exceeding which may lead to casing burst.

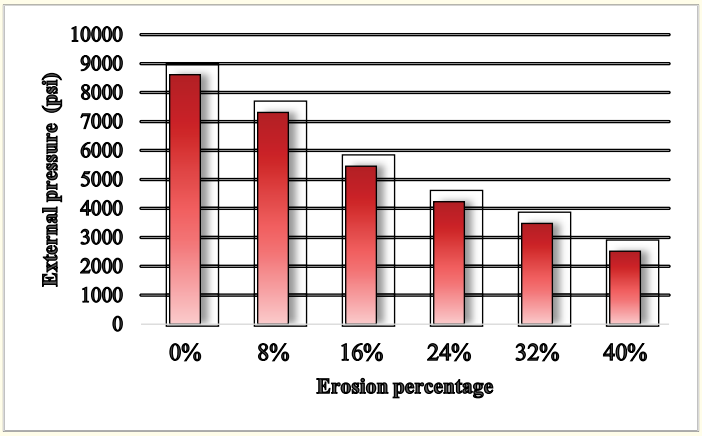


Figure 3. Effect of crescent-shaped erosion on maximum external pressure

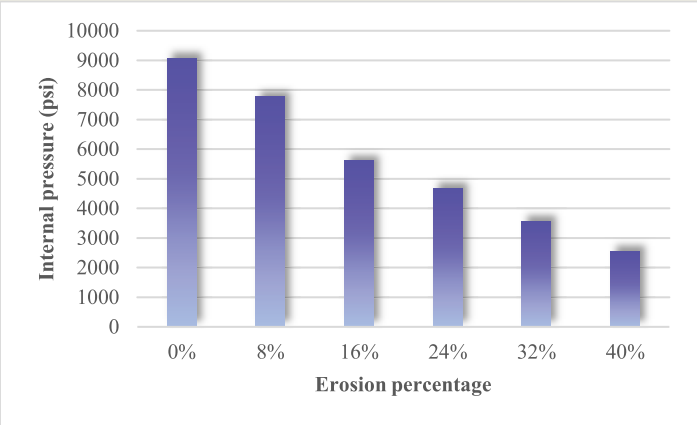


Figure 4. Effect of crescent-shaped erosion on maximum internal pressure

Wedge-Shaped Erosion

In wedge-shaped erosion, a 40% increase in erosion leads to a reduction in the casing's external collapse pressure limit, which determines its resistance to external pressure-induced failure (Figure 5). At the onset of damage (8% erosion), a 13.8% decrease in maximum external pressure was observed when the wedge-shaped erosion width was 0.1 inch. In contrast, a erosion width of 0.2 inch led to a 21% reductionin maximum external pressure. The maximum external pressure under 40% erosion is 3609 psi and 2498 psi, corresponding to erosion widths of 0.1 and 0.2 inches, respectively.

The reduction in maximum internal pressure with increasing erosion is observed in Figure 6. The internal pressure limit under erosion widths of 0.1 and 0.2 inches, with 40% erosion, is 3842 psi and 2699 psi, respectively. Therefore, increasing erosion depth and percentage exacerbates the damage caused by casing collapse and burst.

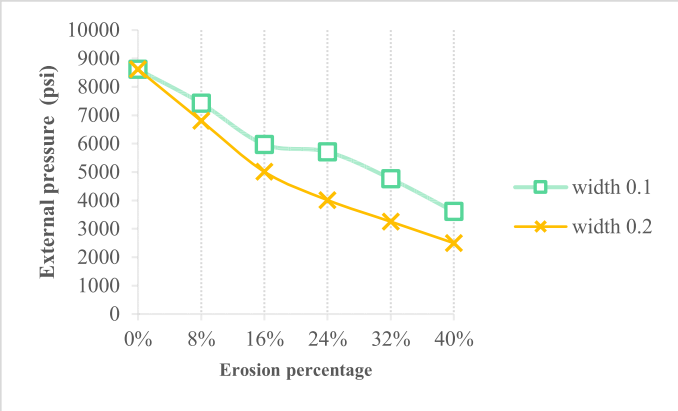


Figure 5. Effect of wedge-shaped erosion on maximum external pressure

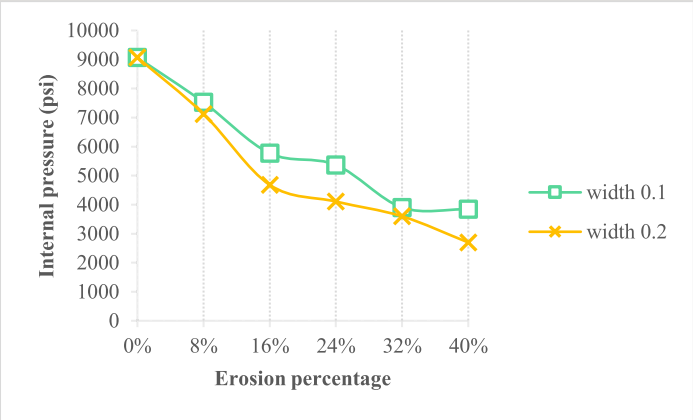


Figure 6. Effect of wedge-shaped erosion on maximum internal pressure

The comparison of simulation results in ABAQUS with those obtained from the triaxial collapse model and API, indicates that the triaxial collapse model and API respectively overestimate the maximum external and internal pressures (See, Figure 7). The API model, due to its lack of consideration for localized wear and combined loading conditions, tends to overpredict the pressure limit.

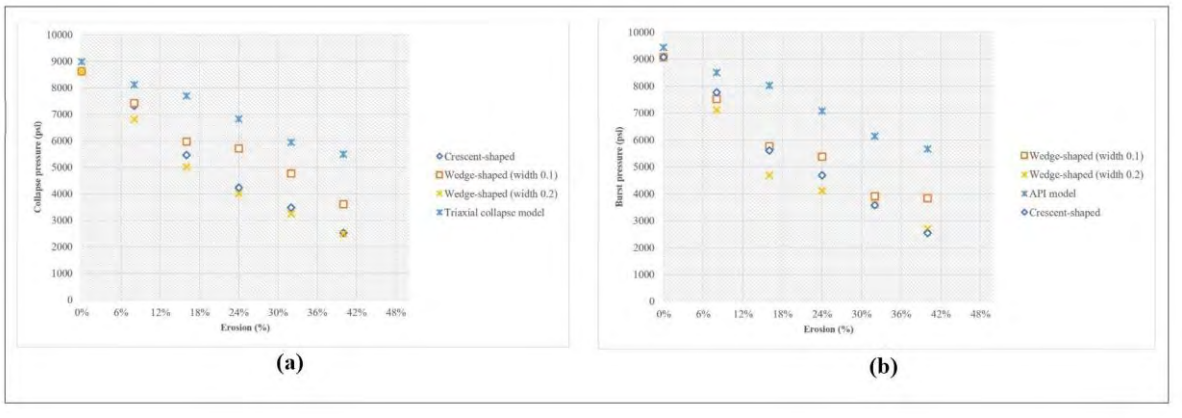


Figure 7. Comparison of simulation results with: (a) triaxial collapse model and (b) API model

CONCLUSIONS

In this study, the collapse resistance (external pressure) and burst resistance (internal pressure) of the casing erosion analyzed under different erosion geometries (crescent-shaped and wedge-shaped) using a three-dimensional cylindrical section model in ABAQUS software through the finite element method. The results are as follows:

• Under 40% crescent-shaped erosion conditions, the external pressure limit is 2521 psi, and the internal pressure limit is 2547 psi.

• Increasing the percentage of erosion reduces the resistance of the casing in wedge-shaped erosion. The minimum external and internal pressure limits at 40% erosion are 2498 psi and 2699 psi, respectively, under wedge-shaped erosion conditions with a width of 0.2 inch.

• An analysis of crescent-shaped and wedge-shaped erosion geometries reveals that the minimum external pressure limit occurs under wedge-shaped erosion with a width of 0.2 inch compared to other erosion conditions.

REFERENCES

Azar, J. J., Samuel, G. R. (2007). Drilling Engineering. Pennwell, 486.

Chu, S., Zhang, L., Fan, J., Zheng, W., Yu, H. (2009). Experimental study of casing wear under impact-sliding conditions. Petroleum Science, 6 (4), 445-450.

Dall'Acqua, D., Hodder, M., Kaiser, T. M. V. (2012). Burst and Collapse Responses of Production Casing in Thermal Applications. SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings, 2, 1367-1388.

Dastgerdi, M., Manshad, A., Mohammadi, A. (2020). Optimization of perforated liner parameters in horizontal oil wells. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 10, 3505.

Gao, D., Sun, L., Lian, J. (2010). Prediction of casing wear in extended-reach drilling. Petroleum Science, 494-501.

Ghodusi, F., Jalalifar, H., Jafari, S. (2019). .Analysis of the Casing Collapse in Terms of Geomechanical Parameters and Solid Mechanics. Journal of Chemical and Petroleum Engineering, 53, 211-225.

Gouveia, L., Silva, G., Lima, J. (2022). Collapse strength of worn casing tubes from wear log inspection.

Hall, R. W., Garkasi, A., Deskins, G., John, V. (1994). Recent Advances in Casing Wear Technology. Paper presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas.

Huang, X., Mihsein, M., Kibble, K., Hall, R. (2000). Collapse strength analysis of casing design using finite element method. International Journal of Pressure Vessels and Piping.

Huimei, W., Yishan, L. (2012). The Influence of Drilling Parameters on Casing Wear in Ultra-Deep Directional Well, 920-926.

Irawan, S., Bharadwaj, A., Temesgen, B., Karuppanan, S., Abdullah, M. (2015). Effect of wear on the burst strength of 1-80 steel casing. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering.

Li, C., Samuel, R. (2018). Casing Burst Strength Degradation Due to Casing Wear. ASME. J Energy Resour.

Ma, C. G., Baokui, W., Jieli, H.T., Chen, X. (2021). Analysis of Intermediate Casing Wear in Ultra-deep Wells in China's Tarim Oil Field. Journal of Physics: Conference Series.

Pattillo, P. D., Last, N. C., Asbill, W. T. (2004). Effect of Nonuniform Loading on Conventional Casing Collapse Resistance. SPE Drill & Compl, 19, 156-163.

Rodriguez, W., Fleckenstein, W., Eustes, A. (2003). Simulation of Collapse Loads on Cemented Casing Using Finite Element Analysis.

Seitinger, P. (2010). Casing wear analysis. An analysis of the parameters causing casing wear in Troll field and possible solutions.

Shun-feng, G., Xing-yue, N., Sheng, B., Yong, B. (2013). Asymmetric collapse of offshore pipelines under external pressure. Ships and Offshore Structures, 2, 176-188.

Su, P., Zhang, X., Huang, W., Zhao, J. (2024). Prediction Model of Compound Wear Shape in Deep Well Drilling. 10.1007/978-3-031 -44947-523.

Wang, J., Xinhu, W. (2011). Elasto-plastic Collapse Strength Calculation of Casing under Pure External Pressure. 498-501.

Wang, T., Yan, X., Wang, J., Yang, X., Jiang, T., Huang, H. (2013). Investigation of the ultimate residual strengthen of a worn casing by using the arc-length algorithm. Engineering Failure Analysis, 28, 1-15.

White, J. P., Dawson, R. (1987). Casing Wear: Laboratory Measurements and Field Predictions, doi: 10.2118/14325-PA

Wu, J., Zhang, M. G. (2005). Casing Burst Strength After Casing Wear. Paper presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma.

Zhang, Qi., Lian, Zh., Lin, T. (2020). Prediction of residual burst strength of worn casing by theoretical and numerical modelling. International Journal of Pressure Vessels and Piping, 188, 104195.

Zhou, X., He, S., Tang, M., Fang, L., Liu, Z. (2019). Mechanism of collapse failure and analysis of yield collapse resistance of casing under combined load. Engineering Structures, 191, 12-22.

Zhou, X., Di, Q., Wang, X., Luo, D., Chen, F., Wang, W. (2023). A Collapse Strength Model for a 7" Crescent-Worn Casing Connection Considering Sealing Integrity. Mathematics.

ADAPTATION TO FUTURE WELL CONTROL TRAINING

Tuna Eren[1, *]

[1] *Middle East Technical Well Control Training Comp., Mustafa Kemal Mahallesi, Dumlupinar Bulvari No274/2/C-2/70 06800 Cankaya Ankara TURKEY*
*(*Corresponding Author: info@metwctc.com)*

ABSTRACT

A questionnaire regarding the future of well control training was prepared and sent to the participants of the Well Control Training for them to complete. The purpose of the questionnaire is to collect the thoughts and opinions of the attendees on how "Well Control Training Improvements" be achieved. Questionnaire revealed very important thoughts regarding future of well control training. Lessons learned from past incidents should be used to illustrate best practice for each stage of monitoring, detection and response (Ref: Report 476 of IOGP Aug 2016). Change the course for teaching the participants learn about well control aspects rather than pass the assessments (comment of a responder of the questionnaire). Since it is being stated that most of the well control problems are encountered during the tripping operations, may be a practical exercise should be included in the Training for tripping well control issues. Digital and remote learning means should be utilized more. The student should be able to have access to the Training resources well in advance to the start of the training. Cloud based simulators are suggested to be used to ensure that advanced and different Drilling environments are going to be made available and practiced with the students attending to the Training. As a result of the conducted survey and archival research, the necessity for further improvement of future well control training has emerged. The proposed developments detail how well control training can be conducted more effectively and efficiently.

Keywords: well control, drilling engineering, blow out, driller's method, engineer's method

INTRODUCTION

Back in time in 1985 the large sour gas blowout* that occurred in Canada forever changed the regulatory requirements as well as the blowout that happened in 1988 in North Sea at the Piper Alpha platform, see Figure 1. Strict new safety guidelines were proposed and accepted. The similar incidents resulted in loss of lives, as well as the environmental disasters.

*Blowout is defined as: Uncontrolled flow of well fluids and/or formation fluids from the wellbore to the surface or into lower-pressured subsurface zones (underground blowout).

Figure 1. Piper Alpha platform blowout

One of the recent well control incidents took place during the Deepwater Horizon oil spill in Gulf of Mexico, see Figure 2. The reports of investigation revealed that the well control incident was due to the well design, construction, and temporary abandonment decision. The consequences of the incident as of 2018 comprising the clean up costs, charges, and penalties had cost the company more than $65 billion.

Figure 2. Deep water horizon oil spill well control incident

The common goal of the Drilling engineering team is to plan the wells to be drilled and abandoned safely and economically. Achieving a well with competent integrity aspects is of paramount importance. Well integrity is the application of technical, operational and organizational solutions to reduce risk of uncontrolled release of formation fluids throughout the life cycle of a well. Any new casing or liner shall undergo an integrity test before further drilling or other category of work is carried out through that casing or lines. The type and detail of the well integrity test shall be outlined and specified in the well program. Usually, the casing or liner shall be pressure tested immediately after the cementing (soft cement).

General Information on Well Control

The question of "Why is well control training a requirement?" is to be answered by all personnel having responsibilities in the rig operations. Well control situations especially in case of shallow gas flows, can develop fast and very difficult to be detected. All involved personnel should get familiar with the well control system equipment and their functioning principles, and the field personnel is required to be acting in a timely manner to react to the potential situations when their use is necessary. Therefore, the field personnel are required to:

- Be suitably trained and qualified.
- Pose the knowledge and experience in their workplace with the practices needed to conduct their job in a safe and environmentally sound manner.
- Have the required knowledge and skills to carry out the responsibilities.
- Conduct different types of site drills in the required frequencies.

The Well Control functions can be generally divided into three (3) main categories, namely:

a) Primary Well Control

b) Secondary Well control

c) Tertiary Well Control

Primary Well Control

The process which maintains a hydrostatic pressure in the wellbore greater than the pressure of the fluids in the formation being drilled, but less than formation fracture pressure. If at any time along the wellbore the hydrostatic pressure is less than the formation pressure the formation fluids will enter the wellbore. On the other hand, if the hydrostatic pressure of the fluid in the wellbore exceeds the fracture pressure of the formation the fluids in the wellbore could be lost. In one of the worst scenarios the loss of circulation in a wellbore the formation pressure may exceed hydrostatic pressure allowing formation fluids enter the well.

A reasonable overbalance of hydrostatic pressure on to the formation pressure is required to be maintained, this excess is generally referred to as a trip margin.

Uncertainty in pore and fracture pressure predictions: In order to avoid the kicks Driller's must have selected an appropriate mud weight to prevent wellbore instability, and loss of circulation through the fractures. If the pore pressure and fracture pressure magnitudes are accurately known, a safe range of mud weights can be selected. If the hydrostatic pressure inside the wellbore falls under the formation pore pressure in a highly permeable formation, then taking a kick is possible, if a kick is taken in a soft, but essentially impermeable formation, then the wellbore may collapse.

The above circumstances necessitate the use of a lower limit on the mud weight in terms of safety. If the mud pressure increases the local tensile breakdown or fracture pressure of the formation, it may result in fracturing of the formation. With loss of circulation, the fracture propagates if the mud pressure exceeds the minimum horizontal stress (more accurately, the least principal stress).

The detailed limitations result in an upper limit on mud weight. The horizontal stresses are significantly larger than the pore pressure, so a suitable safe range of mud weight usually can be found, even

though potential shear failure of the wellbore provides other constraints on mud weight, especially in highly deviated wells. Abnormally high pore pressures or weak formations present pore pressures or weak formations present potential problems for drillers. Abnormally high or low earth stresses also can lead to unexpected difficulties.

Barrier Philosophy

A "well barrier element" is a physical element that, when combined with other well barrier elements will prevent flow. One being primary and one secondary **there must always be two** independent barriers to prevent flow.

- A primary barrier is the first well barrier that prevents flow from a source.
- A secondary barrier is the second well barrier that prevents flow from a source.
- A tertiary well barrier is a means that performs well pressure control function, in the event that primary and secondary barriers fail. This type pf barrier would be used only in a real emergency situation.

CAUSES OF KICKS

The use of drilling fluid to control formation fluid pressure is the primary well control. Density of the drilling fluid is required to provide sufficient overbalance to pore pressure. If the drilling fluid overbalance over the pore pressure is lost, even temporarily; then formation fluids can enter the wellbore. Preventing the loss of primary control is of the utmost importance.

Definition of Kick: A kick is undesirable fluids come into the wellbore such that the effective hydrostatic pressure of the wellbore fluid is exceeded by the formation pressure.

Definition of Influx: An influx is an intrusion of formation fluids into the wellbore which does not immediately cause formation pressure to exceed the hydrostatic pressure of the fluid in the wellbore, but may do, if not immediately recognised as an influx, particularly if the formation fluid is gas.

Definition of Blowout: A blowout is an uncontrolled flow of fluids from the wellbore. It results if secondary well control is either exercised incorrectly or not exercised at all.

As long as the hydrostatic pressure in the wellbore due to the drilling fluid in the hole is equal or greater than the formation pore pressure the well is in a state of balance. In case the hydrostatic pressure exerted by the drilling fluid becomes less than the formation pore pressure, the well is going to be in an underbalanced condition. If the pressure being exerted by the drilling fluid is too much than the pore pressure, then losses may occur into the formation. Therefore, whilst drilling operations a hydrostatic pressure that is in between balanced and loss circulation situation over the formation is required to be maintained by means of the drilling fluid.

As the drill string is pulled from the hole, the mud level drops due to the volume of either open or closed end pipe being removed. As the mud level drops the hydrostatic pressure may be reduced enough to lose primary well control, allowing formation fluids to enter the wellbore. The hole must be kept full of a lined-up trip tank* that can be monitored to ensure that the hole is taking the correct amount of mud. If the hole fails to take the correct mud volume, it can be detected. A trip tank line up is shown in Figure 3.

*Trip tank is defined as follows: Low-volume (100 barrels [15.9 m3] or less) calibrated tank that can be isolated from the remainder of the surface drilling fluid system and used to accurately monitor the amount of fluid going into or coming from the well.

It is of the utmost importance that drill crews properly monitor displacement and fill up volumes when tripping. The lack of this basic practice results in a large amount of well control incidents every year.

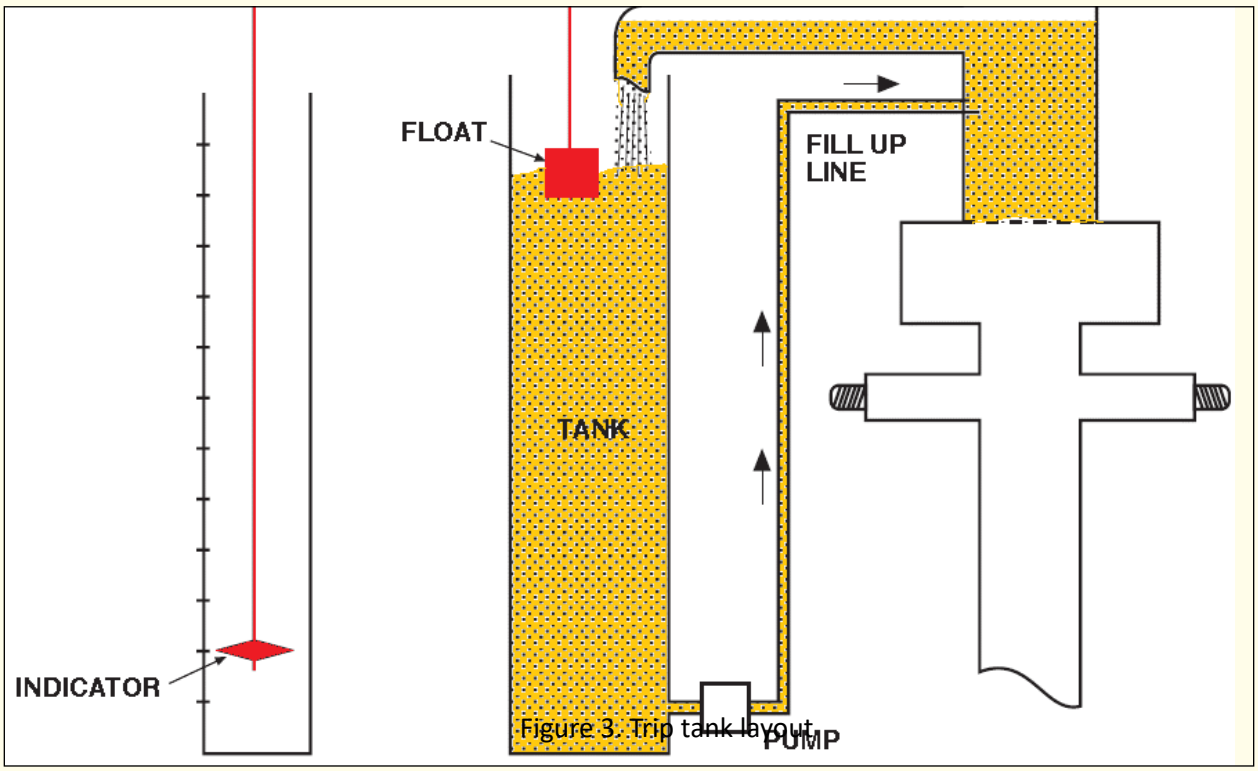


Figure 3. Trip tank layout

KICK WARNINGS AND KICK INDICATORS

The detection of increasing formation or pore pressure is very essential in maintaining primary control of a well and preventing a kick. The early warning signs are indications of approaching higher formation pressure which means that the well may go underbalance if no appropriate action is taken. While drilling, the rate of penetration may increase or the percentage of background gases may go up, in either case, well should be checked if flowing or not.

Positive kick indicators: Positive kick indicators are different from kick warning signs. They indicate that the kick has already entered the well bore. Any of them indicate regular flow checks. There will be more returns in the flow line and pit volume increase.

In case of one or more warning signs, the **first action always should be flow-check**. Other warning signs are as follows:

Rate of Penetration Trends

When abnormal pressure formations are encountered, differential pressure and shale density are decreased causing a gradual increase in ROP. An increase in drilling rate can be masked by an increase in mud weight. Similarly bit weight changes can also mask the increase in drilling rate but careful observation of drilling rate or some such related parameter as “d” exponent can provide a timely warning of increasing pressure.

Drilling Break

The first indication of a possible well kick is a drilling break. Drilling break is defined as a change in the rate of penetration that may or may not be a result of penetrating a pressured reservoir. For reservoir fluid to enter the well bore there must be a permeable section of reservoir rock. This will cause a change in drilling rate. In soft formation, a sand section usually causes a sudden increase in drilling rate. The increase in drilling rate varies. A 200% to 300% increase in drilling rate is not unusual. In hard formations a reverse drilling break to a slower drilling rate occurs in the reservoir like sandstone that are harder than the shale body.

Increase in Torque and Drag

As the difference between the mud hydrostatic pressure and formation pressure decreases (as a result of increasing formation pressure), the bit makes larger cuttings and the cuttings pile up around the collars and increase the rotary torque. Closing up of the hole may also increase torque. Increase in rotary torque is a good indication of increasing, pressure and a potential well kick. Drag & fill up on connections and trips increase when high pressure formations are drilled.

Decrease in Shale Density

Shale density usually increases with depth but decreases in abnormal pressure zones. The density of cuttings can be determined at surface and plotted against depth. A normal trend line is established and any deviation should theoretically indicate changes in pore pressure.

Change in Cutting Size and Shapes

Cuttings from normal pressure shale are small in size with rounded edges and are generally flat. Cuttings drilled from abnormal pressured formation often become long and splintery with angular edges. As differential pressure is reduced due to increase in formation pressure, the cuttings have a tendency to explode off bottom. A change in cutting shape will be observed along with an increase in the amount of cuttings recovered at the surface and this could indicate that formation pressure in the well is increasing.

Change in Mud Property

As the pressure in the formation increases faster than the pressure of the mud column, more cuttings & caving's will dissolve into the mud and increase the viscosity of the mud. In certain type muds, the viscosity will increase when salt water enters the wellbore and mixed with the mud. This is called flocculation because the little molecules of mud solids, which are normally dispersed, form little "groups" called flocs. These flocs cause viscosity and gel increases.

In other type muds you might see a viscosity decrease caused by water cutting (Weight decrease). This is true when operating with low pH salt saturated water base muds. In oil muds, any water contamination would act as a "solid" and cause viscosity increases.

Increase in Chloride Content in Mud Filtrate

Drilling through high pressure formations having higher porosity results in contamination of drilling fluid with considerable volume of saline water from pores. This increases chloride content of the drilling fluid and its filtrate. A higher chloride trend can warn about increasing pore pressure.

Increase in Flow Line Temperature

The temperature gradient in abnormal pressure formation is usually higher than normal pressure formation. The continuous measurement of the mud temperature at the flow line gives an indication of change in temperature gradient associated with abnormally pressured formation. The temperature may take a sharp increase (5- 7º/100 ft.) in transition zones.

Increase in Trip, Connection and Back-ground Gas

An increase in trip and / or connection gas should be considered as an indication that pore pressure is increasing. Gas readings are arbitrary and are not proportional to actual gas concentration in the mud. These vary considerably from one mud- logging unit to another. Therefore, absolute values of gas readings do not have much significance in detecting abnormal pressures. Increase in back ground gas is not very reliable in detecting pore pressure increase. This is because gas concentrations can change drastically in the formation being drilled without any increase in pore pressure.

Gas analysers are used to establish trend line which is called background gas. A gas feed in from a permeable zone will change this trend line. The amount of feed in will determine the intensity of the trend change. Connection gas will normally occur on bottoms-up (calculated lag time) and if not re-circulated will not change the overall trend line except for short interval of time.

An essential part of interpreting the level of gas in the mud is the understanding of the conditions in which the gas entered the mud in the first place. Gas can enter the mud for one or more of the following reasons:

- Drilling a formation that contains gas even with a suitable overbalance.
- Temporary reduction in hydrostatic pressure caused by swabbing as pipe is moved in the hole.
- Pore pressure in a formation being greater than the hydrostatic pressure of the mud column.

Gas due to one or a combination of the above, can be classified as one of the following groups:

Drilled Gas

When porous formations containing gas are drilled, a certain quantity of the gas contained in the cuttings will enter the mud.

Gas that enters the mud, unless in solution with oil base mud and kept at a pressure higher than its bubble point, will expand as it is circulated up the hole, causing gas cutting at the flowline. Gas cutting due to this mechanism will occur even if the formation is overbalanced. Raising the mud weight will not prevent it. It should be noted that drilled gas will only be evident during the time taken to circulate out the cuttings from the porous formation.

Connection Gas

Connection gases are measured at surface as a distinct increase above background gas as bottoms up occurs after a connection. Connection gases are caused by the temporary reduction in effective total pressure of the mud column during a connection. This is due to pump close down and the swabbing action of the pipe.

In all cases, connection gases indicate a condition of near balance. When an increase trend of connection gases is identified, consideration should be given to weighting up the mud before drilling, operations continue and particularly prior to any tripping operations.

Trip Gas

Trip gas is any gas that enters the mud while tripping the pipe with the hole appearing static. Trip gas will be detected in the mud when circulating bottoms up occurs after a round trip.

If the static mud column is sufficient to balance the formation pressure, the trip gas will be caused by swabbing and gas diffusion. Significant trip gas may indicate that a close to balance situation exists in the hole.

Gas Due to Inadequate Mud Density

Surface indication of an underbalanced formation depend on the degree of underbalance, as well as the formation permeability. Drilling of a permeable formation that is significantly overbalanced will cause an immediate flow increase followed by a pit gain.

BLOW OUT PREVENTERS (BOPs)

Blowout prevention equipment is composed of various components required to operate the blowout preventers under varying rig and well conditions. The system consists of blowout preventers, kill line, choke manifold, BOP control unit, diverter, marine riser and auxiliary equipment. The primary function of this system is to confine well fluid to the well bore, provide means to add fluid to the well bore, allow controlled volumes to be withdrawn, means to hang off string, shearing of pipe if necessary, disconnection of risers from subsea well head and re-entry of temporary abandoned well.

Every installed ram BOP shall have, as a minimum, a working pressure equal to the maximum anticipated surface pressure (MASP) to be encountered.

Blowout preventer equipment is based on rated working pressures (RWPs) and designated as described in Table 1 for surface BOP stack. An example surface BOP stack is as depicted in Figure 4.

Table 1. Surface BOP Pressure Designations

Pressure Designation	RWP, psi
2K	2000 (13.79 MPa)
3K	3000 (20.68 MPa)
5K	5000 (34.47 MPa)
10K	10000 (68.95 MPa)
15K	15000 (103.42 MPa)
20K	20000 (137.90 MPa)
25K	25000 (172.37 MPa)
30K	30000 (206.84 MPa)

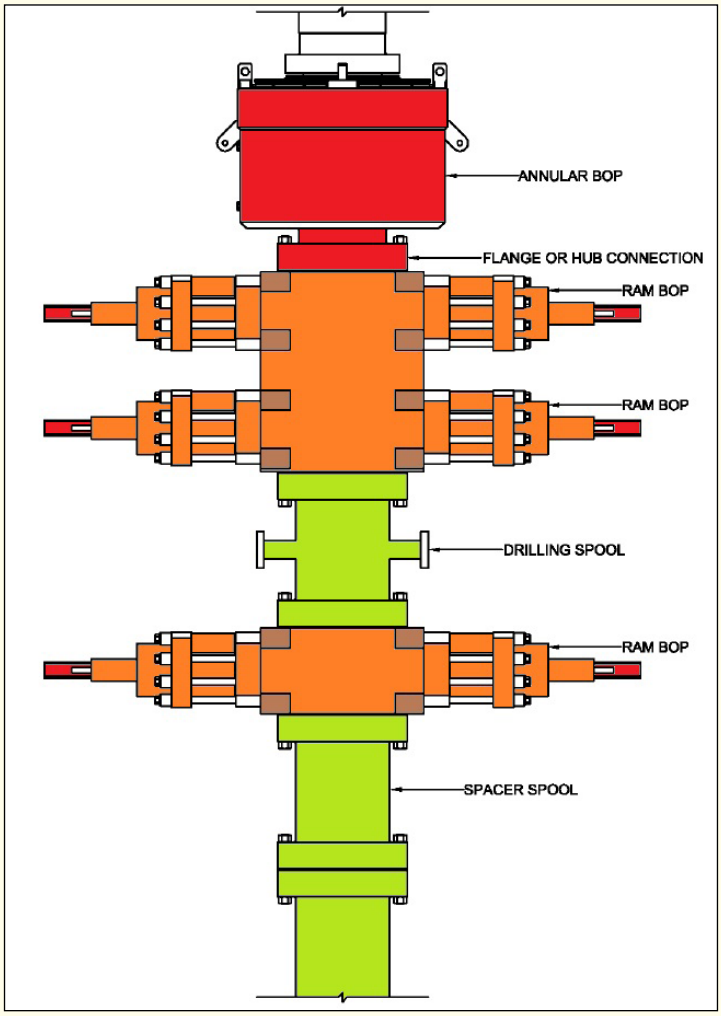


Figure 4. Example Land and Surface Offshore BOP stack

ADAPTATION TO FUTURE WELL CONTROL TRAINING

A specific study has been conducted regarding the adaptation of well control training in future applications. The evolution of well control training is critical in equipping drilling personnel with the skills required to address increasingly complex drilling environments. Recent studies on current trends and student responses to well control training reveal diverse perspectives and varying levels of engagement across experience levels, highlighting the need for tailored approaches that address gaps in technical understanding and practical application. To refine these training methods, a Well Control Training Improvement Questionnaire, specifically designed for rig personnel, was deployed to capture firsthand insights into the effectiveness of existing programs. The findings of this questionnaire underscore critical areas for improvement, such as the integration of advanced simulation technologies, emphasis on real-time decision-making scenarios, and the necessity for consistent refresher courses, all aimed at enhancing knowledge retention and operational readiness. Moreover, analyzing the future needs of drilling rig crews for sustained well control training has revealed growing demands for modular and dynamic training platforms that leverage machine learning and data-driven analytics to adapt training content in real time, ensuring relevance to specific operational challenges faced in contemporary drilling environments. From the perspective of a Well Control Training Centre, the recommendation is to establish innovative frameworks that

prioritize interdisciplinary collaboration, utilize virtual reality and digital twin technologies, and focus on building strong problem-solving capabilities. Such measures aim to transition well control training into a robust future-ready model, capable of addressing the evolving demands of the industry while reinforcing safety, efficiency, and adaptability in high-pressure scenarios. Together, these components pave the way for a transformative approach to well control training, grounded in research, practical insights, and forward-thinking strategies to support the drilling crews of tomorrow.

The Middle East Technical Well Control Training Company has made significant advancements in its training methodologies and infrastructure since becoming a member of the International Well Control Forum (IWCF) in 2021. Focused on delivering world-class training programs, the company caters to IWCF students across Levels 2, 3, and 4, with specialized emphasis on Surface and Subsea Blowout Preventer (BOP) Stack operations. To ensure practical competence and confidence, the training employs a cloud-based drilling simulator for physical assessments, providing students with a hands-on approach to well control techniques in simulated operational environments. This state-of-the-art simulator has been met with high levels of satisfaction among students, as it equips them with critical capabilities during the classroom sessions, fostering a deeper understanding of real-world applications. Additionally, the integration of Google Forms into the training process has revolutionized the evaluation mechanism, enabling instant feedback on teaching effectiveness and fostering continuous improvement. By leveraging this digital tool, trainers and students can seamlessly assess performance and adapt learning approaches in real time. Looking ahead, there are plans to expand the utilization of Google Forms to further enhance interaction between students and training materials, aiming for deeper engagement and collaboration. This strategic focus on technological innovation and adaptive learning reflects the company's commitment to preparing industry professionals for the dynamic challenges of well control operations while adhering to global standards and best practices. Such initiatives pave the way for future-ready training programs that blend technical rigor, operational relevance, and learner-centric approaches to drive excellence in the field.

The current trends of course evaluations and the relevant responses are as outlined in the chart depicted, Figure 5. The data are gathered using the Google Forms platform. It takes the student only a few minutes to evaluate the course using his mobile phone once they would receive the link to submit their feedback.

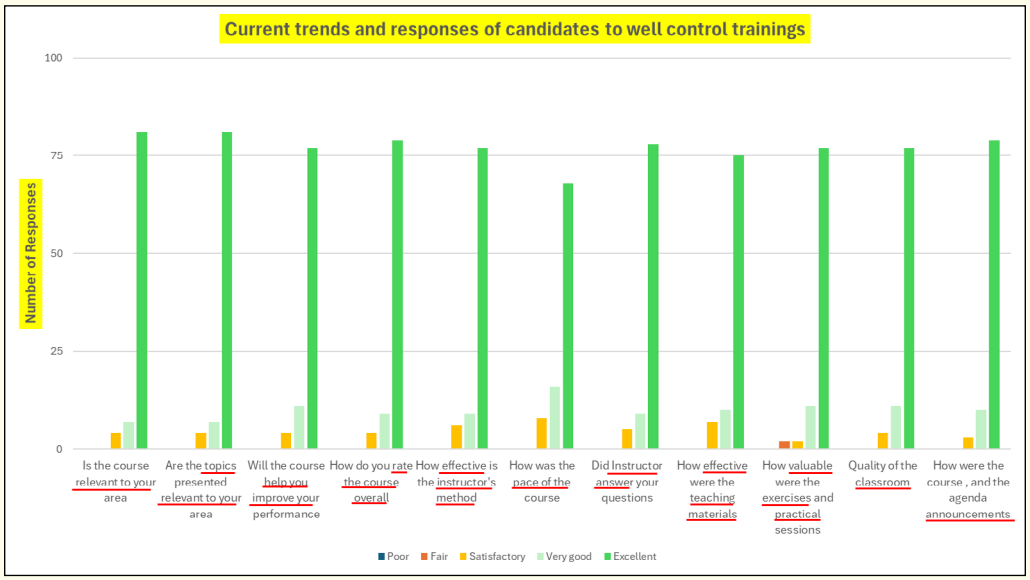


Figure 5. Current trends and responses

Some of the comments from the attendees are as follows:

· One Student mentioned that the use of the Digital Simulator was the thing that the attendee liked the most.

· Another student stated that the use of the Smart board with the utilisation of the simulator within the class environment helped them visualize the well control concepts much in-depth.

· Another student stated that they learned many "things without loosing time by not allocating time to non-relevant discussions".

· Another student commented "Instructor methods were not boring and well understood".

One point that is highlighted by the audience is the ''pace of the course''. Some students highlight that more time should be allocated for their Training. This request is especially from the very first-time attendees.

QUESTIONNAIRE

A comprehensive questionnaire was designed and disseminated to gather valuable feedback from attendees of Well Control Training programs. The primary objective of this initiative was to capture insights, thoughts, and recommendations from participants regarding potential improvements and innovations in well control training methodologies. By focusing on the attendees' experiences and perceptions, the questionnaire aimed to identify key areas where training programs could better address current challenges and future demands. As of now, a total of 33 individuals have participated, providing a diverse range of perspectives that reflect the multifaceted needs of the industry.

The data gathered from the questionnaire has offered significant findings that highlight critical factors for the advancement of well control training. Respondents emphasized the growing importance of integrating advanced technologies, such as immersive simulation tools and real-time scenario analysis, to create more effective and engaging training environments. Many participants pointed out the necessity of tailoring training modules to individual experience levels, ensuring that both novice and experienced personnel receive content relevant to their expertise. Furthermore, the feedback revealed a strong preference for flexible, modular training schedules that accommodate the demanding nature of rig operations while maintaining a high standard of knowledge retention and skill development. These valuable insights are instrumental in shaping the next generation of well control training programs, ensuring they remain aligned with industry expectations and emerging trends.

In this phase of the study, the questionnaire was meticulously designed to capture the demographic profiles and professional backgrounds of Well Control Training attendees. One of the key inquiries, "What is your age?", revealed that most respondents fall within the 30–55-year range, suggesting a mature audience likely to be well-versed in the practical challenges of the field. When asked about their cumulative experience in oil, gas, and geothermal sectors—"How many years of experience do you have working in oil, gas and geothermal fields?"—the majority reported having 10 to 20 years of industry experience. This significant span of hands-on exposure underlines that the feedback originates from seasoned professionals, thereby ensuring that the insights and recommendations are grounded in real-world practice and comprehensive industry understanding.

Further probing into the specifics of the training received, the questionnaire addressed questions such as “What BOP well control training stack type did you attend?” and “What level of drilling well control training did you attend?” The responses indicate that most participants had engaged in Surface BOP Stack Training, which underscores the ongoing reliance on and effectiveness of surface-level methodologies in current training paradigms. Moreover, the fact that a majority of respondents attended Level-4 drilling well control training signals their advanced proficiency and readiness to dissect and evaluate the intricacies of modern well control systems. Collectively, these detailed responses provide a robust, data-driven foundation that will inform future well control training improvements—ensuring that new training modules not only build upon the existing strengths but also address emerging needs dictated by both technological advances and evolving operational challenges.

The questionnaire further delved into the training formats and satisfaction levels of well control training attendees to better understand participants’ preferences and experiences. In response to the question, “What type of Well Control Training was your course?”, most attendees indicated that they had participated in in-person courses. This predominant response underscores a clear leaning towards traditional classroom training, suggesting that the physical presence in a structured learning environment is still highly valued. Such in-person sessions provide opportunities for immediate, face-to-face feedback and interaction, which are essential for grasping complex technical concepts and fostering a collaborative learning atmosphere.

When addressing the overall satisfaction with the training, the question “How satisfied are you with the current well control training program syllabus?” revealed that more than three-quarters of the respondents are content with the curriculum as it stands. This high level of satisfaction reflects that the current program’s content and structure effectively meet the educational needs of these experienced professionals. Furthermore, when the questionnaire asked, “Are you excited and willing to attend Well Control Trainings at the end of your certification’s validity?”, the response was unanimous. This enthusiastic commitment indicates not only approval of the current training methods but also a robust desire for continued professional development, highlighting one of the most significant achievements of the study. Finally, when asked, “Which training delivery do you prefer?”, the majority again expressed a clear preference for in-person training. The smooth, interactive, and engaging dynamics of face-to-face education appear to deliver substantial benefits, reinforcing its crucial role in the future design of well control training programs.

The questionnaire further delved into several critical aspects of the IWCF training curriculum, seeking detailed feedback on both the revised practical assessment and broader training components. Respondents were first asked whether they preferred the newly revised practical assessment, which had been rolled out after the second half of 2024. Notably, almost 30% of the participants expressed support for this updated approach, signaling early confidence in its potential to enhance practical skills in well control operations. In addition, the survey queried which segment of the well control training was viewed as most valuable; an overwhelming majority of students identified the Procedures and Practices (P&P) module as the cornerstone of the curriculum, emphasizing its critical role in reinforcing safe and effective well control methodologies.

Further insights were garnered regarding the effectiveness of the training materials and the structure of training sessions. More than 50% of the respondents awarded a five-star rating to the presentations,

videos, and manuals provided in the most recent training, reflecting high satisfaction with these educational resources. The questionnaire also addressed the operational design of the training sessions by asking if courses should be held separately for experienced personnel—those who have previously attended IWCF training—and first-time attendees. This query yielded a significant response, with 60% of participants favoring segregated sessions. Such a recommendation underscores the potential benefit of tailoring instruction to distinct experience levels, ensuring that training is optimally aligned with both the advanced needs of seasoned professionals and the foundational requirements of newcomers, thereby fostering a more effective and context-sensitive learning environment.

The responses related to simulator preferences and access demonstrate a strong inclination toward traditional, hands-on simulation environments. In detail, when asked, “Which simulator do you prefer for in-person well control training courses/assessments that you participate in?”, 64% of the respondents expressed a clear preference for physical simulators compared to cloud-based alternatives. This suggests that tangible, interactive simulator environments are seen as more effective for assimilating practical skills necessary in well control operations, fostering an immersive experience that digital simulations may not fully replicate.

Furthermore, the questionnaire highlighted significant interest in extending simulator access and preparatory studies. A substantial 87% of respondents favored the idea of having more frequent access to simulators during field work—such as scheduling practical exercises every six months—to ensure their operational proficiency remains at the required level. In addition, there is evident support for the inclusion of pre-course activities in the training structure, with 82% of participants in favor of pre-course well control theory studies and 75% supporting opportunities for pre-course simulator studies provided by the training company. These insights underscore a growing expectation for a more integrated and proactive training model that melds theoretical preparation with practical simulator engagements, ultimately aiming to enhance overall training effectiveness and readiness in well control scenarios.

The most significant finding of the questionnaire is the unanimous enthusiasm expressed by all responders regarding their readiness to attend Well Control Trainings once their current certifications expire. This resounding interest not only underscores a strong commitment to continuous professional development but also reveals that the training programs are perceived as highly valuable and effective. The respondents' eagerness to return for further training highlights the critical importance of maintaining rigorous, updated educational programs in an industry where safety and technical competence are paramount.

In addition to this overarching enthusiasm, participants provided detailed qualitative feedback on how the training could be further enhanced. Several responders noted the importance of establishing a single standardized language for well control training, cautioning that discrepancies in translation can detract from the clarity and precision of the material. They emphasized that instructors should be exceptionally knowledgeable, not only in their technical expertise and field experience but also in their ability to communicate complex concepts effectively. Furthermore, there was a strong call for the incorporation of more practical exercises based on realistic, scenario-driven exercises, as well as the addition of abundant visual aids such as pictures and drawings to reinforce key concepts. Another valuable suggestion was to integrate regular analyses of the most recent well control incidents into the curriculum, ensuring that the training content remains current and reflective of industry developments. Together, these insights provide a roadmap for evolving well control training to better meet the diverse needs of its audience.

Lessons learned from past incidents should be systematically integrated into well control training curricula to illustrate best practices at every stage of monitoring, detection, and response (Ref: Report 476 of IOGP, Aug 2016). Incorporating these lessons not only grounds theoretical knowledge in real-world events but also fosters a mindset of continual improvement. One respondent aptly commented that the focus of these courses should shift from merely preparing participants to pass assessments to ensuring they deeply understand and internalize well control principles. This approach advocates for a training paradigm that is more about learning and less about testing. In addition, with well control challenges frequently emerging during tripping operations, there is a compelling argument to include practical exercises specifically designed to address tripping-related issues. Such exercises would provide trainees with hands-on experience, bridging the gap between abstract concepts and the dynamic challenges encountered in the field.

Moreover, the evolving landscape of digital education offers new avenues for enhancing well control training. Respondents have emphasized that digital and remote learning methods should be embraced further; students should have access to training resources well in advance of the actual training sessions, thus allowing them to arrive better prepared and more confident. The integration of cloud-based simulators is also recommended, as these platforms can mimic advanced and varied drilling environments that are critical for comprehensive practical training. By allowing trainees to engage with state-of-the-art simulation tools, training programs can ensure that students not only learn theoretical aspects but also hone their operational skills in realistic scenarios. Together, these recommendations point toward a future in which well control training is more adaptive, technologically equipped, and tailored to the multifaceted needs of modern drilling operations.

By leveraging the advanced information technology infrastructures presently available in the market—such as Google Forms—well control training programs can significantly enhance their monitoring capabilities. Instructors can utilize these platforms to track the learning progress of candidates with precision, enabling the early detection of weak points before the candidates undertake their actual assessments. This proactive approach fosters a more personalized learning experience where remedial measures can be implemented in a timely fashion, thereby elevating the overall effectiveness of the training. Additionally, digital tools facilitate continuous feedback loops: students are encouraged to submit their opinions on any subject of the training material through interactive digital channels, ensuring that every facet of the content is open to constructive critique and iterative enhancement.

Moreover, it is imperative for training material to undergo regular updates, reflecting the latest industry standards and incorporating real-time feedback from participants. This ongoing evolution of content guarantees that the educational resources remain both relevant and technically accurate. In this context, the establishment of an approved "Dictionary of Recognized Abbreviations, Definitions & Terminology" is highly recommended. Such a document—ideally endorsed by an institutional organization—would serve as a standardized reference that demystifies industry jargon and promotes a consistent understanding of key concepts. Together, these measures not only ensure a robust, data-driven instructional framework but also empower students to engage with well control training in a dynamic and future-oriented manner.

CONCLUSIONS

In conclusion, the findings of this study underscore several novel directions for adapting future well control training to meet industry demands. A dedicated "Well Control Dictionary" is strongly recommended so that all stakeholders—ranging from training centre personnel to field operators—can communicate

with a unified technical language. This initiative is expected to minimize ambiguities and promote clarity across all well control operations.

Furthermore, the study emphasizes that students should be granted direct access to the training centre's collected feedback. By doing so, trainees can offer and receive timely comments regarding the effectiveness of the program, ultimately driving continuous improvement. Equally important is the need to integrate advanced simulator capabilities into well control curricula. For instance, practical exercises that focus specifically on addressing well control measures during challenging operations such as tripping can significantly bolster a trainee's operational readiness. Finally, harnessing the power of state-of-the-art information technology infrastructures—ranging from digital assessment tools like Google Forms to cloud-based simulation platforms—is vital. These technologies provide dynamic, data-driven insights and flexibility that are essential for modern training centres striving to achieve adaptation to future well control training.

REFERENCES

Aadnoy, B. S. (Ed.), Cooper, I., Miska, S. Z., Mitchell, R. F., Payne, M. L. (2009). Advanced Drilling and Well Technology. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX.

Avelar, C. S., Paulo, R. R., Kamy, S. (2009). Deepwater gas kick simulation. Petroleum Science and Engineering, 67(1-3), 13-22.

Dennis, D. (2012). Kick-tolerance misconceptions and consequences for well design. Journal of Petroleum Technology, 64(1), 85-88.

Devereux, S. (1998). Practical Well Planning and Drilling Manual. PennWell Books, Tulsa, OK.

Fu, J., Su, Y., Jiang, W., Xu, L. (2015). Development and testing of kick detection system at mud line in deepwater drilling. Petroleum Science and Engineering, 135(1), 452-460.

Inge, M., Bjørn-Tore, A., Anne, S. F. (2008). Impact of thermal expansion on kick tolerance should be part of pre-drilling risk assessment. Retrieved from http://www.drillingcontractor.org/impact-of-thermal-expansion-on-kick-tolerance-should-be-part-of-pre-drilling-risk-assessment-1586 (accessed on 25 September 2016).

Jin, Y., Li, C., Wu, Q. (2016). Methodology for kick tolerance calculation and well killing in deepwater drilling. Natural Gas Industry B, 3(5), 472-478.

Leblanc, J. L., Lewis, R. L. (1968). A mathematical model of a gas kick. Journal of Petroleum Technology, 20(8), 888-898.

Lee Toop. (2011). Kick tolerance calculations for well design and drilling operations. Retrieved from https://www.oilandgasproductnews.com/article/1446/kick-tolerance-calculations-for-well-design-and-drilling-operations (accessed on 22 June 2018).

Mitchell, R. F. (Ed.). (2007). Petroleum Engineering Handbook, Volume II: Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX.

Ohara, S., Flore, F., Smith, R. J. (Ed.). (2004). Improved kick tolerance analysis. Technical Report (LSU). Retrieved from https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/tap-technical-assessment-program/008dm.pdf (accessed on 22 June 2018).

Rabia, H. (2001). Well Engineering and Construction. Nentrac Consulting, No city name designated.

Redmann, K. P. Jr. (1991). Understanding kick tolerance and its significance in drilling planning and execu-

tion. SPE Drilling Engineering, 6(4), 245-249.

Salehi, S., Nygaard, R. (2011). Evaluation of new drilling approach for widening operational window: Implications for wellbore strengthening. SPE-140753-MS. In: Proceedings of the SPE Production and Operations Symposium, 27-29 March, Oklahoma City, Oklahoma, USA.

Sanad, M., Butler, C., Waheed, A., Engelman, B., Sweatman, R. (2004). Numerical models help analyze lost-circulation/flow events and frac gradient increase to control an HPHT well in the East Mediterranean Sea. SPE-87094-MS. In: Proceedings of the IADC/SPE Drilling Conference, 2-4 March, Dallas, Texas.

Santos, H. M., Catak, E., Valluri, S. (2010). Concepts, misconceptions about kick tolerance. Retrieved from http://www.drillingcontractor.org/concepts-misconceptions-about-kick-tolerance-7453 (accessed on 25 April 2018).

Santos, H. M., Catak, E., Valluri, S. (2011). Kick tolerance misconceptions and consequences to well design. SPE-140113-MS. In: Proceedings of the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 1-3 March, Amsterdam, The Netherlands.

Wang, Z. Y., Sun, B. J. (2014). Deepwater gas kick simulation with consideration of the gas hydrate phase transition. Journal of Hydrodynamics, 26(1), 94-103.

Watson, D., Brittenham, T., Moore, P. L. (2003). Advanced Well Control. Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX.

Wessel, M., Tarr, B. A. (1991). Underground flow well control: The key to drilling low-kick-tolerance wells safely and economically. SPE Drilling Engineering, 6(4), 250-256.

Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. Earth-Science Reviews, 108(1-2), 50-63.

GENİŞLEYEBİLEN METAL PACKERLAR VE SONDAJDA KULLANIM ALANLARI

EXPANDABLE METAL PACKERS AND THEIR AREAS OF USE IN DRILLING

T. Akgöl [1,] *, O.K. Güneş [2]

[1]*MTA Ege Bölge Müdürlüğü*
[2]*MTA Sondaj Dairesi Başkanlığı*
*(*Sorumlu yazar: tolga.akgol@mta.gov.tr)*

ÖZET

Genişletilebilir Metal Pakerler (EMP), sondaj operasyonlarında anülüs yalıtımı konusundaki mevcut sınırlamaları aşmak için geliştirilen yenilikçi bir çözümdür. Geleneksel muhafaza borusu yerleştirme ve çimentolama yöntemleri, kuyu bütünlüğünü sağlamada sıklıkla yetersiz kalmakta; gaz göçüne, çimentonun zarar görmesine ve muhafaza borularının korozyona uğramasına neden olmaktadır. EMP teknolojisi, yüzeyden uygulanan hidrolik basınç ile pakeri genişleterek anülüsü etkili bir şekilde yalıtır ve gaz hareketini önler. Geleneksel yöntemlerden farklı olarak EMP'ler, hem muhafazalı kuyularda hem de açık kuyu ortamlarında çalışabilir; bu da istenmeyen oluşumların izole edilmesini sağlar. Bu çalışma, EMP teknolojisinin çalışma prensiplerini ve uygulamalarını ele alarak, sondaj süreçlerinde kuyu bütünlüğünü ve operasyonel verimliliği artırma potansiyelini ortaya koymaktadır.

Anahtar Kelimeler: Borulama, çimentolama, çimentosuz anüler izolasyon, genişletilebilir metal packer, gaz hareketi, packer

ABSTRACT

Expandable Metal Packers (EMP) represent an innovative solution to overcome limitations in annular sealing during drilling operations. Traditional casing and cementing methods often fail to ensure well integrity, leading to gas migration, cement damage, and casing corrosion. EMP technology leverages hydraulic pressure applied from the surface to expand a packer, effectively sealing the annulus and preventing gas movement. Unlike conventional methods, EMPs offer versatility by functioning in both cased and open-hole environments, making them suitable for isolating unwanted formations. This study outlines the working principles of EMP technology and discusses its applications, demonstrating its potential to enhance well integrity and operational efficiency in drilling processes.

Keywords: Casing, cementing, cementless annular isolation, expandable metal packer, gas migration, packer

GİRİŞ

Günümüz sondajları gerek jeotermal için gerek petrol/doğal gaz için olsun, giderek artan zorluklarla gerçekleştirilmektedir. Özellikle deniz sondajlarında yüksek basınç, jeotermal sondajlarda ise yüksek sıcaklık gibi çevresel koşullar, sondaj operasyonlarını her geçen gün daha karmaşık ve zorlu hâle getirmektedir. Gelecekte bu koşulların daha da ağırlaşacağı öngörülmektedir. HPHT (yüksek basınç ve yüksek sıcaklık) koşullarına sahip kuyularda; kullanılan malzemelerin bozulması, termal genleşme ya da başarısız çimento operasyonları gibi nedenlerle geleneksel çimentolama ve packer sistemleri yetersiz kalmaktadır (Abid vd., 2022).

Bu zorluklara çözüm olarak geliştirilen Genişletilebilir Metal Packerlar (Expandable Metal Packers, EMP), özellikle HPHT ortamlarında karşılaşılan sorunlara karşı yenilikçi bir çözüm sunmaktadır. EMP'ler, metalik bir kılıfın muhafaza borusu (casing) veya çıplak kuyu duvarına karşı plastik deformasyonla genişletilmesini sağlar ve gaz geçirmez bir metal-metal conta oluşturarak kuyu bütünlüğünü sağlar. Başlangıçta zorlu petrol ve gaz kuyularındaki borulama operasyonları için geliştirilen EMP teknolojisi, zaman içinde farklı operasyonlarda da kullanılmaya başlanmıştır (Gregoire vd., 2009; Yudhia vd., 2023; Bagal vd., 2016).

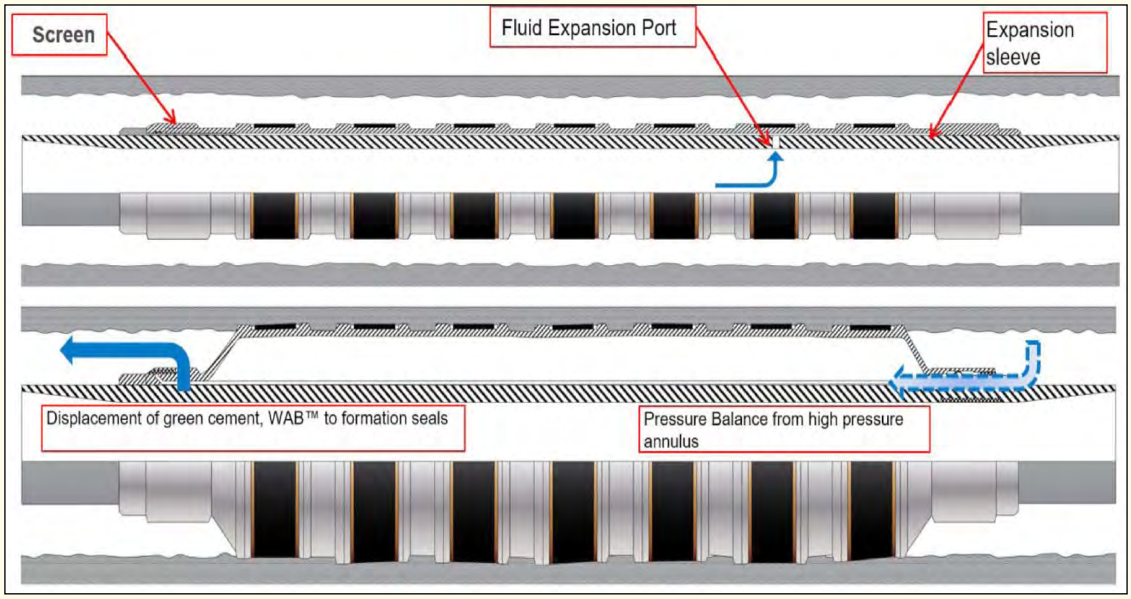
EMP'ler, açık kuyularda istenmeyen formasyonları izole etmek ve çok kademeli çatlatma operasyonlarında sızdırmazlık ile basınç dayanımı sağlamak amacıyla yaygın olarak kullanılmaktadır. Ayrıca, gaz sızıntısına karşı toleransın düşük ya da sıfır olduğu durumlarda, muhafaza borusu içinde de tercih edilmektedir. EMP'ler, casing tamir operasyonlarında da etkili bir çözüm sunar. Minimum çap daralmasıyla çalışması sebebiyle, sonraki operasyonları engellemeden kuyu operasyonlarının sürdürülmesine olanak tanır. Elastomerli packer sistemlerinin HPHT koşullarında yeterli performans göstermemesi durumunda EMP kullanımı kaçınılmaz hâle gelmektedir. Bunun yanı sıra, buhar enjeksiyonunun uygulandığı ve HPHT koşullarının bulunmadığı kuyularda bile, sıcak-soğuk döngülerine sürekli maruz kalan sistemlerde EMP'lerin metalik yapısı, sızdırmazlığı koruyarak konvansiyonel packerlara kıyasla önemli avantajlar sunar.

Bu çalışma, sondaj operasyonlarında EMP sistemlerinin mevcut saha uygulamalarını ve gelecekteki potansiyel kullanım alanlarını değerlendirmeyi amaçlamaktadır. Teorik bilgiler ve mevcut saha deneyimlerinden yararlanarak, EMP'lerin operasyonel verimliliği nasıl artırabileceği ve kuyu bütünlüğüne dair sorunları nasıl çözebileceği ortaya konmuştur.

GENİŞLEYEBİLEN METAL PACKERLAR (EMP)

1. EMP Teknolojisi

EMP'ler, metalik bir manşonun radyal plastik deformasyonu yoluyla, kalıcı ve yüksek bütünlüklü bir halka sızdırmazlık contası oluşturmak üzere tasarlanmıştır. Bu genleşme, hidrolik basınç kullanılarak manşonun dışa doğru deformasyonu ile gerçekleştirilir; böylece gaz geçirmez bir metal-metal conta elde edilir. Kullanılan metal alaşımı, elastik deformasyon sınırının ötesine geçerek kalıcı bir şekil değişimi oluşturur. Bazı tasarımlarda, ikinci bir sızdırmazlık unsuru olarak elastomer bileşenler de yer alabilir. Genellikle, sistemde sürekli hidrolik basınç bulunmasını sağlamak amacıyla çekvalfli mekanizmalar kullanılır. EMP'ler hareketli parça içermez, bu da güvenilirliklerini artıran önemli bir özelliktir. EMP mekanizmasının şematik gösterimi Şekil 1'de sunulmuştur.



Şekil 1. EMP Mekanizması

EMP'lerin konvansiyonel packerlara göre en büyük avantajlarından biri, sızdırmazlık elemanı olarak elastomer kullanmıyor olmalarıdır. Elastomerler, gaz veya kum gibi aşındırıcı ortamlar nedeniyle zamanla sızdırmazlık özelliklerini kaybedebilir. Buna karşılık, EMP'lerde sızdırmazlık doğrudan metalle sağlandığı için anülüste gaz geçişi mümkün değildir. Ayrıca, radyal genleşme sayesinde boru her zaman ortalanmış pozisyonda kalır.

EMP'lerin aktivasyonu genellikle, tahlisiye operasyonlarında kullanılan metal bilye (ball drop) yöntemiyle gerçekleştirilir. Bu yöntem, uygulanan basıncın yalnızca genleşme mekanizmasına aktarılmasını sağlar; böylece basınç kuyunun alt kesimlerine iletilmeden EMP üzerinde yoğunlaşır. Konvansiyonel packerlar, kuyu içindeki takım oturmaları veya operasyonel problemler nedeniyle döndürülemez veya geri alınamaz hâle gelebilir. Ancak EMP'ler, bu gibi mekanik kısıtlamalardan etkilenmez. Hatta "Casing-While-Drilling" (CwD) gibi operasyonlarda muhafaza borusu ile eş zamanlı bile kullanılabilirler.

Konvansiyonel elastomerli packerlar, kimyasal etkilere maruz kaldıklarında sızdırmazlık özelliklerini yitirebilir. Petrol bazlı sondaj çamurları, asitler, H_2S ve CO_2 gibi reaktif gazların varlığında elastomerlerde şişme, bozulma veya çatlama görülebilmektedir. Literatürde, ortam koşullarındaki değişikliklerin elastomerlerin performansını olumsuz etkilediğine dair birçok çalışma yer almaktadır (Abid vd., 2022).

Hatta petrol veya su ile şişen packerlar bile bulundukları akışkanın kimyasal içeriği değiştiğinde zarar görebilmektedir.

Konvansiyonel packerlar ile EMP'lerin genel karşılaştırması Çizelge 1'de sunulmuştur.

Çizelge 1. EMP ve Konvansiyonel Packer Kıyaslaması

Özellik	Packer	EMP
Sızdırmazlık Mekanizması	Elastomer	Metal Metale Radyal Genişleme
Sıcaklık Dayanımı	< 250°C	> 300 °C
Basınç Dayanımı	Orta	> 6000 psi (400 bar)
Kullanım Süresi	Zamanla bozulur	Zamanla bozulmaz
Jeotermal Kullanıma Uygunluk	Kısıtlı	Yüksek

2. Endüstri Standartları

Sondaj sektöründe kullanılan ekipmanların standardizasyonunda, hiç şüphesiz en belirleyici kuruluş Amerikan Petrol Enstitüsü'dür (American Petroleum Institute, API). EMP'ler ise özel yapıları nedeniyle tek bir standart altında sınıflandırılamamaktadır. API 11D1 ve ISO 14310 standartları, genellikle kuyuya indirilen packer ve köprü tapaları (bridge plug) için geçerlidir. Bu standartlarda sızdırmazlık performansı V6'dan V0'a kadar derecelendirilmiştir. V5 seviyesi yalnızca sıvı sızdırmazlık testine dayanırken, V1 seviyesi gaz sızdırmazlığı, eksenel yük dayanımı ve sıcaklık döngülerine karşı başarı göstermeyi gerektirir. V1 seviyesinde dahi 20 cm^3'e kadar bir gaz sızıntısı tolere edilebilirken, V0 standardı mutlak sızdırmazlık beklenmektedir. EMP üreticileri genellikle ürünlerinin V0 seviyesinde üretildiğini beyan etmektedir.

2018 yılında yayımlanan API 19OH standardı ise, açık kuyu izolasyon ekipmanları için özel olarak geliştirilmiştir. Bu standart, test prosedürü açısından ISO 14310'a benzese de yalnızca açık kuyularda kullanılan sızdırmazlık ekipmanları için geçerlidir. API 19OH testleri yalnızca basınç ve sıcaklığı değil, aynı zamanda ekipmanın eksantrik veya oval kuyu geometrilerinde dahi etkin sızdırmazlık sağlayabilme kabiliyetini de değerlendirecek şekilde tasarlanmıştır.

Bazı özel EMP türleri, liner hanger'ların sabitlenmesinde de kullanılabilmektedir. Bu durumda, liner hanger'lar için geçerli olan API 19LH standardı da devreye girmektedir. Eğer bir EMP, liner hanger packeri olarak kullanılacaksa hem API 19OH hem de API 19LH standartlarının sağlanması gereklidir.

Bunların yanı sıra, prototip testleri de EMP kalitesini belirlemede oldukça kritik bir rol oynamaktadır. Çıplak kuyudaki yüzey düzensizliklerinin simülasyonu ya da farklı sıcaklık ve basınç koşullarında gerçekleştirilen testler, EMP'nin belirli bir kuyuda nasıl performans göstereceği hakkında önemli bilgiler sunmaktadır.

Özetle, metal genişletilebilir packer'lar, en yüksek standartlara (çoğunlukla V0 veya V1) uyum sağlayacak şekilde tasarlanmakta ve test edilmektedir. EMP'ler yalnızca sızdırmazlık açısından değil; basınca, sıcaklığa, eksenel yüklere ve termal döngülere karşı da dayanım gösterme açısından değerlendirilir. Bu nedenle, bir operasyonda EMP kullanılacaksa o ekipmanın gerçek bir bariyer görevi görebileceğini ve regülasyonlara tam uyum sağladığını belgeleyen test sonuçlarını talep edilmektedir. Elastomerli packerlar için geliştirilmiş standartların EMP'ler tarafından karşılanabiliyor olması, bu teknolojinin yüksek sızdırmazlık kabiliyetinin bir göstergesidir. Böylece operatör, bir packer yerine EMP kullanıldığında, onu birincil bariyer elemanı olarak güvenle tercih edebilir.

3. Avantajları

Yüksek Basınç Dayanımı ve Gaz Sızdırmazlığı

EMP'ler, yüksek basınç dayanımı ile gaz sızdırmazlığını aynı anda sağlayabilen nadir sistemler arasında yer almaktadır. Genişleyen metal kılıf, elastomerik malzemelere ihtiyaç duymadan dayanıklı ve uzun ömürlü bir bariyer oluşturur. ISO 14310 V0 standardına uygun olarak, gaz sızıntısına sıfır tolerans gereken uygulamalarda güvenle kullanılabilir. Elastomer kullanılan konvansiyonel packerlar başlangıçta sızdırmazlık sağlayabilse de uzun süreli yüksek basınç altında özellikle gaz ortamında performans kaybı yaşayabilir ve zamanla sızdırma eğilimi gösterebilir. Buna karşılık, 10.000–15.000 psi (700–1000 bar) aralığında basınca dayanabilen çok sayıda EMP tipi mevcuttur (Arias vd., 2020).

Yüksek Sıcaklık Dayanımı

EMP'lerin sızdırmazlık elemanı metal olduğundan, elastomerli packerlara kıyasla çok daha yüksek sıcaklıklara dayanabilirler. Kauçuk bazlı packer elemanları, eğer özel malzemeden üretilmemişse, genellikle

120 °C'nin üzerindeki sıcaklıklarda bozulma, sertleşme veya elastikiyet kaybı yaşar. Öte yandan, EMP'lerin 300 °C'ye kadar çalışabilen versiyonları mevcuttur (Welltec, 2021). Sadece yüksek sıcaklığa dayanmakla kalmaz; aynı zamanda sıcak-soğuk döngülerine karşı da daha dirençlidir. Buhar enjeksiyonu veya sıcaklık değişimlerinde, metalin kuyu cidarına doğrudan temas hâlinde olması sayesinde sızdırmazlık özellikleri etkilenmez.

Düzgün Olmayan Kuyu Çeperlerine Oturması

EMP'ler, çap daralması, genişlemesi ya da dairesel olmayan geometrilere sahip kuyularda dahi sızdırmazlık sağlayabilme yeteneğine sahiptir. Metalin genişlemesi, EMP'nin kuyu duvarına göre şekillenmesini sağlar. Mekanik packerlar ise sabit bir genleşme çapına sahip oldukları için, cidarda çatlak, yarık ya da eksantrik bir geometri olması hâlinde sızdırmazlık sağlayamaz. EMP'ler ise geniş bölgelerde daha fazla, dar bölgelerde daha az genleşerek yüzey düzensizliklerine uyum sağlar. Şişebilen elastomerli packerlar da benzer bir uyum özelliğine sahip olsa da, sızdırmazlık yüzeyine oturmaları daha uzun zaman alabilir. EMP'ler, özellikle elastomerle birlikte kullanılması halinde küçük çatlakları bile doldurabilir.

Hareket Eden Parça Olmaması ve Kolay Kurulum

Birçok EMP tasarımı, yer altında arıza riski taşıyan hareketli parçalar içermez. Kılıf yalnızca hidrolik basınçla genişletildiği için, piston veya slip gibi karmaşık mekanik sistemlere ihtiyaç duymaz. Bu özelliği sayesinde, EMP'ler kuyuda döndürülebilir ve gerektiğinde yukarı-aşağı hareket ettirilebilir. Örneğin, boru indirimi sırasında karşılaşılan köprü oluşumları veya çap daralmaları, döndürme veya sallama hareketleriyle aşılabilir. Konvansiyonel packer sistemlerinde bu tür esneklikler bulunmamaktadır. EMP'ler ise bu esneklik sayesinde zorlu kuyu koşullarında dahi operasyonel avantaj sunar.

4. Dezavantajları

EMP'ler birçok avantaj sunmakla birlikte, geleneksel packerlara kıyasla göz önünde bulundurulması gereken bazı dezavantajlara da sahiptir. Bunların başında, kalıcı olmaları gelmektedir. Plastik deformasyon yoluyla metalin kuyu cidarına yerleşmesi nedeniyle, bir EMP kuyuya yerleştirildikten sonra geri alınamaz. Bu sebeple, genellikle sadece kalıcı formasyon izolasyonlarının gerekli olduğu durumlarda veya liner operasyonlarında tercih edilirler.

EMP'lerin tek kullanımlık olmaları ve yüksek maliyetleri, diğer önemli kısıtlayıcı faktörlerdendir. Geleneksel packer sistemlerinde elastomer arızalanırsa, sadece o parçanın değiştirilmesiyle sistem yeniden kullanılabilir hâle getirilebilirken, EMP'lerde benzer bir müdahale mümkün değildir. Özel metal alaşımların kullanılması, hassas üretim süreçleri ve yüksek işçilik gereksinimi nedeniyle EMP'ler oldukça pahalı ekipmanlardır. Bu nedenle, yalnızca zorunlu hâllerde kullanılmaları tercih edilmekte; düşük üretim beklentisine sahip kuyularda ekonomik açıdan uygulanabilir bulunmamaktadırlar.

Ayrıca, EMP'lerin her formasyonda ve kuyu koşulunda kullanımı uygun değildir. Zayıf veya düşük konsolidasyonlu formasyonlarda, metalin genişlemesi formasyonun göçmesine neden olabilir ve bu durumda sızdırmazlık sağlanamayabilir. Benzer şekilde, yumuşak formasyonlar veya sıcaklık döngüleri nedeniyle deformasyon gösteren kayaçlarda, EMP çapını adapte edemeyeceği için elastomerli packerların kullanımı daha uygun bir çözüm olabilir.

5. Saha Uygulamaları

Yudhia ve çalışma arkadaşları (2023), Abu Dabi'deki bir açık deniz (offshore) gaz kuyusunda 9 ⅝" çapında liner indirmek amacıyla genişleyebilen bir liner hanger kullanmışlardır. Çimentolama süresi boyunca diziyi döndürme imkânı buldukları bu uygulamada, hem liner'ı asma hem de sızdırmazlık sağlama

işlemleri tek seferde kolaylıkla gerçekleştirilmiş ve bu sayede 2,54 gün gibi önemli bir zaman tasarrufu elde edilmiştir.

Kongo'daki Moho Nord Albion sahasında yer alan dört kuyuda, istenmeyen formasyonlar ve yüksek basınçlı su seviyelerinin izolasyonu amacıyla dar çaplı bir liner indirilmiştir. Ancak çimentolama işlemleri beklenen başarıyı göstermemiştir. Bunun üzerine çimentosuz liner uygulamasına geçilmiş ve bu yöntemle kuyu başına 4,5 gün ve 2,8 milyon dolar maliyet tasarrufu sağlanmıştır (Bledou vd., 2021).

Benzer bir çalışmada Esquitin vd. (2019), üretim zonunda yer alan şeyl içeren çamurtaşı ve kumtaşı formasyonlarını izole etmek istemişlerdir. Şişebilen packerlar, bu kırıklı ve çatlaklı formasyonlarda yetersiz kalmış; başarısız çimentolama işlemleri nedeniyle uygulanan asitleme gibi kuyu stimülasyon operasyonlarından beklenen verim alınamamıştır. Buna karşın, EMP ile indirilen 4 ½" çapındaki liner, çimentolama yapılmaksızın formasyonlar arası sızdırmazlık sağlamayı başarmıştır.

Hazel vd. (2024), deniz sondajı sırasında karşılaşılan sığ su akiferlerini izole etmek amacıyla EMP kullanmışlardır. Formasyonların tükenik yapısı nedeniyle çimento seviyesi hedeflenen seviyeye ulaşamamış, ayrıca gaz varlığı nedeniyle çimentolu bir anülüs sağlıklı şekilde oluşturulamamıştır. İki farklı yoğunlukta hazırlanan çimento şerbeti ile birlikte kullanılan V0 sertifikalı EMP, bu problemi başarıyla çözmüştür.

Nino ve çalışma arkadaşları (2023), 12" çapındaki ve 12.000 psi (827 bar) kuyu dibine, yaklaşık 290 °F (143 °C) sıcaklıkta ulaşan bir deniz kuyusunda, çimentolama sırasında kaçakları önlemek amacıyla genişleyebilen metal özellikli bir liner hanger kullanmışlardır. 19 ppg (2,28 g/cm³) yoğunluğun altında gelişin başladığı, 19,5 ppg (2,34 g/cm³) yoğunluğun üstünde ise kaçakların meydana geldiği bu kuyuda, V0 sızdırmazlık özelliğine sahip EMP kullanımı sayesinde herhangi bir kaçak yaşanmamıştır. Slip gerektirmemesi nedeniyle anülüs basıncında gereksiz bir kayıp oluşmamış; çimentolama tamamlanana kadar döndürülebilmesi de operasyonel avantaj sağlamıştır.

Jeotermal Uygulamaları

EMP'lerin jeotermal kuyularda kullanımı, yüksek maliyetleri nedeniyle sınırlı düzeydedir. İlk kullanımı Utah FORGE kapsamında yürütülen çalışmalarda ortaya çıkmıştır. 1982 yılında 500 °F (260 °C) sıcaklığa sahip granit formasyonundaki bir kızgın kuru kaya (Hot Dry Rock) kuyusunda yalnızca elastomer içeren bir packer kullanılmış ve bu ekipmanın zorlu şartlara dayanıklı olmadığı gözlemlenmiştir (Abid vd., 2022). Bunun üzerine Dreesen vd. (1988), elastomer ve metal genleşmesinin birlikte kullanıldığı bir hibrit packer geliştirmiştir. Takip eden çalışmasında ise elastomer içermeyen tandem EMP tasarımı sunulmuştur (Dreesen, 1991).

Utah FORGE çatısı altındaki yeni nesil EGS (Enhanced Geothermal System) projelerinde, University of Oklahoma ve Welltec iş birliğiyle, 6000 psi (413 bar) basınca ve 310 °C (590 °F) sıcaklığa dayanıklı bir EMP geliştirilmiştir (Escobar vd., 2025).

Allahverdiyev ve çalışma arkadaşları (2025), farklı EMP konfigürasyonlarıyla sayısal simülasyonlar gerçekleştirmiştir. Boru ve packer'ın entegre olduğu tasarımda, termal döngülere karşı zayıf performans sergilendiği belirlenmiştir. Bu sistemde, termal genleşme kaynaklı kuvvetlerin doğrudan packer üzerine binmesi, uzun vadede sızdırmazlık performansını azaltmıştır. Bu nedenle, tasarıma bir genleşme contası (expansion joint) eklendiğinde termal dayanımın arttığı gözlemlenmiştir. Ancak bu çözüm, daha karmaşık bir kurulum gerektirmesi ve eksenel yüklerin hâlâ kısmen packer üzerinde kalması nedeniyle ideal bulunmamıştır. En uygun tasarım, borunun yaklaşık 10 feet (3 metre) yukarı-aşağı hareket edebildiği, böylece genleşme ve büzülme yüklerinin packer üzerine binmesini önleyen sistem olarak tanımlanmıştır.

SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Genişletilebilir Metal Packerlar (EMP), yüksek basınç ve sıcaklık koşullarında kuyu bütünlüğünü sağlamak amacıyla geliştirilen yenilikçi araçlardır. Metalin plastik deformasyonu ile gaz sızdırmaz bir conta oluşturmaları, elastomer temelli packerlara göre daha yüksek güvenilirlik sunmalarını sağlar. EMP'lerin başlıca avantajları; yüksek basınç ve sıcaklık dayanımı, elastomer içermemeleri sayesinde kimyasal etkilere karşı dirençli olmaları ve düzgün olmayan kuyu geometrilerine uyum sağlayabilmeleridir. Ayrıca hareketli parça içermemeleri, operasyonel güvenilirliklerini artırmakta ve zorlu kuyu koşullarında kullanılabilirliklerini güçlendirmektedir. Buna karşın EMP'ler, tek kullanımlık ve geri alınamaz olmaları, yüksek maliyetleri ve her formasyon tipi için uygun olmayışları nedeniyle bazı sınırlamalara sahiptir.

Saha uygulamaları, EMP'lerin özellikle offshore ortamlarda zaman ve maliyet tasarrufu sağladığını göstermektedir. Jeotermal kullanımı ise henüz sınırlıdır ancak yüksek sıcaklık dayanımı sayesinde bu alanda da potansiyel sunmaktadır. Sayısal simülasyonlar, EMP tasarımında termal genleşmeye karşı optimizasyon ihtiyacını ortaya koymuştur. Jeotermal sistemlerde, EMP'ler özellikle çimentosuz izolasyon ihtiyacının olduğu yüksek sıcaklıklı rezervuarlar, buhar enjeksiyonu yapılan alanlar veya termal döngülerin yoğun yaşandığı gelişmiş jeotermal sistemler (EGS) için uygun bir alternatif olabilir. Yüksek sıcaklığa dayanıklı tasarımları sayesinde, elastomer bazlı sistemlerin sınırlarını aşarak uzun vadeli sızdırmazlık sağlayabilirler. Ayrıca, çimento operasyonlarının riskli olduğu tükenik formasyonlarda EMP'ler güvenilir bir bariyer çözümü sunma potansiyeline sahiptir.

Sonuç olarak EMP'ler, konvansiyonel packerlara göre pek çok üstünlük sunmakta; ancak maliyet, tasarım karmaşıklığı ve formasyon hassasiyeti gibi nedenlerle dikkatli mühendislik değerlendirmesi gerektirmektedir. Gelecekte daha fazla saha verisi ve uygulama çeşitliliğiyle birlikte, EMP teknolojisinin sondaj mühendisliğinde —özellikle yüksek zorluk seviyesindeki jeotermal projelerde— daha yaygın bir yer edinmesi beklenmektedir.

TEŞEKKÜR

Bu çalışmayı yayınlamamıza fırsat verdiği için Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü'ne, MTA Sondaj Dairesi Başkanlığı'na ve MTA Ege Bölge Müdürlüğü'ne teşekkür ederiz.

KAYNAKLAR

Abid, K., Sharma, A., Shawgi, A., Srivastava, S., Velazco, A. T., & Teodoriu, C. (2022). A Review on Geothermal Energy and HPHT Packers for Geothermal Applications. *energies 2022*.

Allahverdiyev, E., Alvarez Escobar, J. A., Abid, K., & Teodoriu, C. (2025). Performance Analysis of Novel Metal Expandable Openhole Packers for High-Temperature Geothermal Wells: A Case Study of Utah FORGE . *50th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering .*

Arias, R. E., Guizada, P., Gaby, M., & Riou, Y. (2020). First Worldwide Application of Metal Expandable Fracture Packers to Enhance Integrity and Reduce Deployment Issues While Utilizing Openhole MSAF Completions. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* Sanal ortam: Society of Petroleum Engineers.

Bagal, J., Onadeko, G., Hazel, P., & Dagestad, V. (2016). Annular Barrier as an Alternative to Squeezes in Challenging Wells: Technology Review and Case Histories. *SPE/AAPG Africa Energy and Technology Conference.* Nairobi, Kenya.

Bledou, M., Caillon, D., Groschaus, B., Viger, G., Singh, H., Bagal, J., . . . Fürstnow, M. (2021). Game Changing Cementless Annular Isolation Improving Economical Returns in Deep Water Wells. *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition.* Sanal ortam: SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition.

Dreesen, D. S. (1991). Analytical and Experimental Evaluation of Expanded Metal Packers for Well Completion Service. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* Dallas, TX, ABD: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.

Dreesen, D. S., Miller, J. R., Halbardier, F. A., & Nicholson, R. W. (1988). Openhole Packer for High-Temperature Service in a 500°F Precambrian Wellbore. *SPE Production Engineering, 3*(03), 351-360.

Escobar, J. A., Vega, E. P., Aramendiz, J., Abid, K., Esquitin, Y., Vasques, R. R., . . . Teodoriu, C. (2025). High-Pressure and High-Temperature Testing Protocol of Isolation Tools with Focus on Geothermal Wells. *50th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering.* Stanford, CA, ABD.

Esquitin, Y., Schwanitz, B., Moreno, G., Avella, N., & Henao, O. (2019). Metal Expandable Annular Sealing Systems for High Pressure Open Hole Zonal Isolation and Stimulation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition.* Calgary, Alberta, Kanada: Society of Petroleum Engineers.

Gregoire, N., Ricaud, Y., Bossewinkel, W., De Clute-Melancon, D., De Vries, B., & Van Wonderen, M. (2009). Case History: Unique Method Using Hydraulic Workover Unit for Snubbing Operations Successfully Deploys Expandable Liner Hangers into Gas Storage Wells. *2009 SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition.* The Woodlands, TX, ABD: Society of Petroleum Engineers.

Hazel, P., Arianna, S., & Wood, K. (2024). Metal Expandable Packer Isolating Shallow Water Aquifers on a Middle East Appraisal Well. *SPE Symposium - Well Integrity Management.* Al-Khobar, Suudi Arabistan: Society of Petroleum Engineers.

Nino, A. C., Alabbad, M., De La Cruz, A., & Hugentobler, K. (2023). Zero Losses Implementing a Heavyweight Engineered Spacer While Cementing a Rotatable V0 Expandable LinerHanger. *Middle East Oil, Gas and Geosciences Show.* Manama,Bahreyn: Society of Petroleum Engineers.

Welltec. (2021, Temmuz 9). Welltec Annular Barrier (WAB). Mart 25, 2025 tarihinde Welltec: https://www.welltec.com/media/z4fllqrb/welltec-a4-wab-for-well-construction-integrity-rev-11.pdf adresinden alındı

Yudhia, D. P., Seyfetdinov, R., Alhaj, M., Abdel Aziz, M., Rabis, P., Al Ameri, S. M., . . . Omar, H. (2023). First Deployment of Expandable Liner Hanger and Tie-Back System with Metal-To-Metal Seal in Gas Well, Offshore Abu Dhabi. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition.* Abu Dhabi, BAE: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition.

SONDAJDA DERİN ÖĞRENME UYGULAMALARI

APPLICATIONS OF DEEP LEARNING IN DRILLING

T. Akgöl[1]*

[1]*MTA Ege Bölge Müdürlüğü*
*(*Sorumlu yazar: tolga.akgol@mta.gov.tr)*

ÖZET

Hayatımıza her gün biraz daha giren yapay zekâ uygulamaları, sondaj alanında da etkin bir şekilde kullanılmaya başlanmıştır. Bu bildiride, literatürde bulunan bazı derin öğrenme metotlarının saha verisi ve deney verilerini kullanarak sondajdaki uygulamalarından üç tanesi detaylı olarak incelenecektir. Derin öğrenme uygulaması ile sadece çamur yoğunluğu ve huni viskozitesi kullanılarak çamurun diğer reolojik özellikleri başarılı bir şekilde tahmin edilebilmiştir. Sondaj saha verileriyle deterministik, veri güdümlü ve hibrit modeller oluşturulmuştur. Oluşturulan veri güdümlü ve hibrit modellerin, deterministik modellerden daha iyi performans gösterdiği gözlemlenmiştir. Gaz gelişinin tahmini ve risk sınıflandırması amacıyla kurulan deneysel düzenekte elde edilen veriler, dört farklı derin öğrenme modeli ile test edilmiş ve gaz gelişinin başarılı bir şekilde tahmin edilebildiği gözlemlenmiştir.

Anahtar Kelimeler: Yapay zekâ, ilerleme hızı, çamur reolojisi, gaz gelişi, derin öğrenme

ABSTRACT

Artificial intelligence applications, which are becoming an increasingly integral part of our daily lives, have also started to be effectively utilized in the field of drilling. This paper will examine, in detail, three applications of deep learning methods found in the literature, using field data and experimental data in drilling operations. Through the application of deep learning, other rheological properties of the drilling mud have been successfully predicted using only mud density and funnel viscosity. Deterministic, data-driven, and hybrid models were developed using drilling field data. It was observed that the data-driven and hybrid models performed better than the deterministic models. Data obtained from an experimental setup for predicting gas kick and risk classification were tested with four different deep learning models, and it was observed that gas kick could be successfully predicted.

Keywords: Artificial intelligence, rate of penetration, mud rheology, gas kick, deep learning

GİRİŞ

Özellikle 2010 sonrasında sondaj sektöründe yapay zekâ ve makine öğrenmesi uygulamalarının entegrasyonu gözle görülür derecede artmıştır. Sondaj operasyonlarında verimliliği arttırmak, operasyon maliyetlerini düşürmek ve riskleri azaltmak en temel amaçlardır. Geleneksel sondaj optimizasyonu fiziksel modellere ve ampirik korelasyonları temel alan deterministik modellerle yapılmaktadır. Bu tip yöntemler mühendise bir fikir veriyor olsa da değişen jeolojik ve operasyonel koşullara uygulanması zor olmaktadır. Yakın zamanda derin öğrenme alanında yapılan çalışmalar sondaj parametrelerindeki kompleks bağlantıları anlayabilen esnek, veri-bazlı çözümler sunabilmektedir.

Bu çalışma sondaj mühendisliğinde derin öğrenme uygulaması olarak gerçek-zamanlı çamur reolojisi tahmini, hibrit yaklaşımlarla ilerleme hızı tahmini ve ileri derin öğrenme uygulamaları kullanılarak gaz gelişini tahmin eden üç çalışmayı detaylı bir şekilde anlatmaktadır.

DERİN ÖĞRENME ÇALIŞMALARI

1) Çamur Reolojisi Tahmini

Sondaj esnasında kullanılan sondaj akışkanları (sondaj çamuru) birden fazla görevi yerine getirmekle mükelleftir. Bunlar arasında kırıntıları temizleme, kuyu stabilitesini sağlama, matkap ve sondaj dizisini soğutma ve yağlama sayılabilir (Toka, 2017). Sondaj esnasında çamura kimyasallar eklenerek plastik viskozite, akma noktası, jel gücü ve filtrasyon miktarı, pH, yoğunluk gibi reolojik ve kimyasal parametreler takip edilmektedir (Power & Zamora, 2003). Arazide parametreler; filtrasyon test aparatı, viskometre ve kimyasallar ile takip edilmektedir. Her saha koşulunda tüm ekipmanlara sahip olunamasa da gerek karot sondajı olsun gerek jeotermal sondajı olsun yoğunluk ve Marsh huni vizkozitesi ölçümü aparatları her zaman bulunmaktadır. Buradan yola çıkarak Alsabaa vd. (2020) ters emülsiyon çamurunu sadece yoğunluk (MWT) ve Marsh huni viskozitesi (MFV) ölçümleriyle çamurun plastik viskozitesi (PV), akma noktası (YP), çamur davranış indeksi (n), 300 RPM viskometre okuması (R_{300}), 600 RPM viskometre okuması (R_{600}) ile görünür viskozite(AV) parametrelerini tahmin etmeye çalışmışlardır. Bunun için Takagi-Sugeno bulanık çıkarım sistemine dayalı bir yapay sinir ağı yönetemi olan Uyarlamalı Ağ Tabanlı Bulanık Çıkarım Sistemi'ni (Adaptive-Network Based Fuzzy Inference Systems, ANFIS) kullanmışlardır.

ANFIS, hem yapay sinir ağlarını hem de bulanık mantık çıkarım yöntemlerini kullanan melez öğrenme algoritmasını kullanır. ANFIS'ı özel kılan yanlardan biri çoklu giriş-tek çıkış sistemini (multiple input–single output, MISO) tercih etmesidir. Nitekim çalışmada da bazı parametreler arasında matematiksel bir ilişki olsa da ANFIS her bir parametre için ayrı ayrı uygulanmıştır.

Çalışmada 99 farklı kuyuda, 12¼" çapında ilerleme yapılırken kullanılan ters emülsiyon çamurunun ölçümleri kullanılmıştır. Deneyler sahadaki çamur mühendisi tarafından, API RP 13B-2 standartlarına uygun şekilde yapılmıştır. Çalışmada kullanılan 741 verinin özellikleri Çizelge 1'de verilmiştir.

Çizelge 1. Çalışmada kullanılan verilerin özellikleri (Alsabaa, vd., 2020)

	MWT (lb/ft³) [g/cm³]	MFV (sn/quart)	PV (cP)	YP (lb/100 ft²)	n	R_{300}	R_{600}	AV (cP)
Minimum	67,00 [1,07]	45,00	13,00	10,00	0,47	25,00	40,00	20,00
Maksimum	98,00 [1,57]	98,00	47,00	31,00	0,80	72,00	119,00	59,50
Ortalama	82,26 [1,32]	73,48	30,00	22,68	0,65	52,63	82,63	41,31
Standart Sapma	6,80 [0,11]	11,05	6,31	3,28	0,05	8,31	14,36	7,18
Basıklık	-0,86	-0,55	-0,24	1,14	0,42	0,14	-0,10	-0,10
Çarpıklık	0,22	0,08	-0,07	-0,71	-0,33	-0,41	-0,26	-0,26

Derin öğrenme uygulamasına geçmeden önce girdi-çıktı arasında ne kadar iyi bir ilişki olduğunu görmek amacıyla çamur ağırlığı ve Marsh huni viskozitesi ile diğer parametreler arasında korelasyon yapıldığında YP ve n parametreleri dışında iyi bir korelasyon olduğu gözlenmiştir (Çizelge 2).

Çizelge 2. MWT ve MFV ile diğer parametrelerin korelasyonu

	PV	YP	n	R_{300}	R_{600}	AV
MWT	0,49	0,19	0,34	0,46	0,48	0,48
MFV	0,61	0,42	0,33	0,63	0,63	0,63

Ne kadar verinin eğitm ve test aşamalarında kullanılacağını tespit etmek amacıyla %50 - %50 ile başlayan oran en sonunda %80 eğitim %20 teste ayrılacak şekilde (150 veri noktası) kararlaştırılmıştır. Tahmin edilen değer ile gerçek değer arasında yapılan korelasyonun katsayısı bu durumda en düşük 0.91 ile PV parametresinde olmuştur. Ortalama Mutlak Yüzde Hata (Average Absolute Percentage Error, AAPE) en yüksek değerini yine PV parametresinde %5,66 ile görmüştür. Çizelge 3'te her bir parametre için korelasyon katsayısı (R) ve hata oranı (AAPE) verilmiştir. ANFIS derin öğrenme modelinin %90 üzerinde bir başarı oranıyla sadece çamur yoğunluğu ve huni viskozitesiyle PV, YP gibi kritik değerleri tahmin edebildiği görülmüştür.

Çizelge 3. Tahmin edilen ve gerçek değerler arasındaki karşılaştırma

	PV	YP	n	R_{300}	R_{300}	AV
R	0,91	0,91	0,94	0,93	0,97	0,97
AAPE (%)	5,66	3,38	1,69	3,47	2,59	2,59

Bu çalışma sadece huni viskozite ve yoğunluk bilgisiyle yapılan derin öğrenme uygulamasının katı maddenin etkisini gözardı etmesine rağmen %90 üzerinde başarı sağladığını göstermiştir. Çizelge 2 ile 3 birlikte incelendiğinde akma noktası ve plastik vizkozitenin çamur içindeki en düşük korelasyon ve en yüksek hata oranını verdikleri görülmektedir. Bu durumun katı maddenin bu çalışmada gözardı edilmesiyle alakalı olduğu düşünülmektedir. İleride yapılacak benzer bir çalışmada kum oranı veya retort analizi verilerinin eklenmesiyle PV ve YP parametrelerininde de daha isabetli sonuç vereceğine şüphe yoktur.

2) İlerleme Hızı Tahmini

Sondaj esnasında matkap ilerleme hızı hiç şüphesiz sondajın maliyetini, verimini belirleyen en önemli parametrelerden biridir. Kuyuyu tehlikeye atmadan ilerleme hızını maksimize etmek her sondaj mühendisinin ulaşmak istediği bir hedeftir. İlerleme hızının belirli parametrelere göre nasıl değiştiği üzerine yapılan çalışmalar uzun bir süredir devam etmektedir (Bingham, 1964; Bourgoyne Jr. & Young Jr., 1974; Hareland & Rampersad, 1994; Motahhari, Hareland, & James, 2010). Bu tip deterministik modeller, belli deneysel verilere dayalı olarak geliştirilen modellerdir. Dolayısıyla daha farklı koşullardaki verilere uygulandıklarında çok verimli sonuçlar alınamamaktadır.

Hegde vd. (2018) konuya farklı bir bakış getirerek tamamen deterministik modelleri veya makine öğrenmesi modelleri kullanmak yerine hibrit bir yöntem önermişlerdir. Çalışmada Kuzey Dakota'daki Williston Baseni'nde yer alan Bakken şeyl sahasında yapılan bir dik açılı sondajdaki 6001 – 9128 feet (1829 – 2782 metre) aralığındaki ilerleme verilerini kullanmışlardır. Sondaj, Smith marka PDC 616 model matkap

kullanılarak yapılmıştır. Her bir veri noktası çeyrek feetlik ilerleme verisinden oluşmaktadır. Birbirinden farklı özelliklerine sahip 14 kireçtaşı ve kumtaşı formasyonu bulunan bu aralıkta önce doğrudan deterministik modeli kullanmıştır. Sonrasında her formasyon için aynı formüller uygulanarak katsayılar bulunmuş, bu katsayıları kullanarak derin öğrenme aşamasına geçilmiştir. En sonunda her bir formasyon için tek bir model katsayısı almak yerine her üç modelin belirli ağırlıkla dağıtıldığı bir derin öğrenme modeli tercih edilmiştir.

Deterministik Modeller

Çalışmada üç farklı deterministik model kullanılmıştır. İlki Eşitlik (1)'de verilen, Bingham (1964) tarafından geliştirilen modeldir.

$$ROP = a*RPM\left(\frac{WOB}{D_b}\right)^b \tag{1}$$

Burada ROP matkap ilerleme hızını(ft/sa), WOB matkaba verilen ağırlığı (1000 lb), D_b matkap çapını (inç), RPM ise matkap dönüş hızını (tur/dk) göstermektedir. Bu verilenlere göre a ve b katsayıları hesaplanmaktadır. Eşitlikten de anlaşılacağı üzere denklem kayaç özelliği veya kuyu hidroliği ile alakalı herhangi bir parametre içermemektedir. Bir diğer model ise Bourgoyne Jr ve Young Jr. (1974) tarafından geliştirilen modeldir. Bu modelde formasyon sertliği, kaya boşluk basıncı ve kuyu tabanındaki basınç farkıyla birlikte matkap dişi aşınma oranı ve matkap hidroliği de hesaba katılmıştır. Eşitlik 2'de verilen modelde 8 katsayı hesaplanmaktadır.

$$\ln(ROP) = a_0 + \sum_{j=1}^{7}\left(a_j X_j\right) \tag{2}$$

PDC matkaplarda ilerleme hızı için yaptığı çalışmasında Motahhari (2008), kayaç özellikleri ve matkap geometrisini de katarak Eşitlik (3)'te verilen denklemi bulmuştur.

$$ROP = W_f\left(\frac{G*RPM^{\gamma}*WOB^{\alpha}}{D_b*S}\right) \tag{3}$$

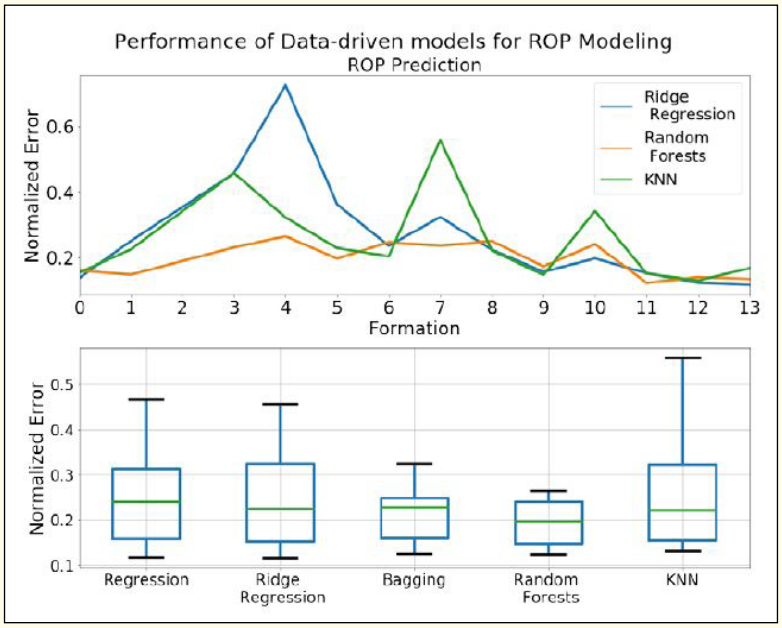
Burada W_f matkap aşınma fonksiyonunu, G matkap geometrisi katsayısını, S kayaç ile alakalı sayıyı ve α ile γ ilerleme hızı ile ilgili katsayıları göstermektedir.

Kullanılan Derin Öğrenme Modelleri

6001-9128 feet arasında elde edilen toplam 12512 verinin %40'ı makinenin eğitimi için, %60'ı test için kullanılmıştır. Toplam beş farklı model kullanılmıştır. İlki Doğrusal Regresyondur. Bu lineer yöntemde birinci dereceden bir denklem ilişkisi aranmaya çalışılmaktadır. Kullanılan diğer bir yöntem olan Ridge Regresyonu ise bağımsız değişkenlerin birbiriyle bağıntılı olduğu durumlarda katsayı bulmak için kullanılır. Kullanılan üçüncü model Rastgele Orman (RF) karar ağaçlarına benzese de farklı veriler rastgele dağılarak bir ağaç oluşturur ve tüm ağaçların ortalaması alınır. Çalışmada kullanılan dördüncü yöntem Bootstrap Aggragating (Bagging) algoritmasıdır. Her seferinde farklı bir veri alt kümes seçerek oluşturduğu ağaçların ortalamasını alır. Kullanılan sonra yöntem ise K-En yakın Komşu (KNN) modelidir. İçerisinde tahmin edilecek değerin bağımsız değişkenlerinin oluşturduğu vektörün en yakın komşularının hangi sınıfta yoğun olduğu bilgisi üzerinden sınıfını tahmin etmeye dayanır.

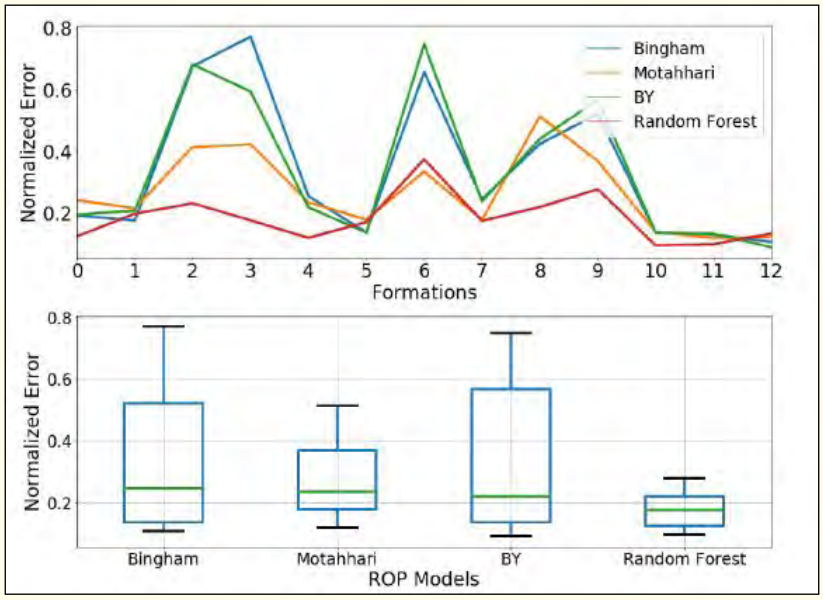
Sonuçlar ve Tartışma

Çalışmada önce bahsi geçen derin öğrenme modelleri tüm veri setine uygulanmıştır. Şekil 1'de görüldüğü üzere rastgele ormanlar hata payı en düşük model olarak belirlenmiştir.



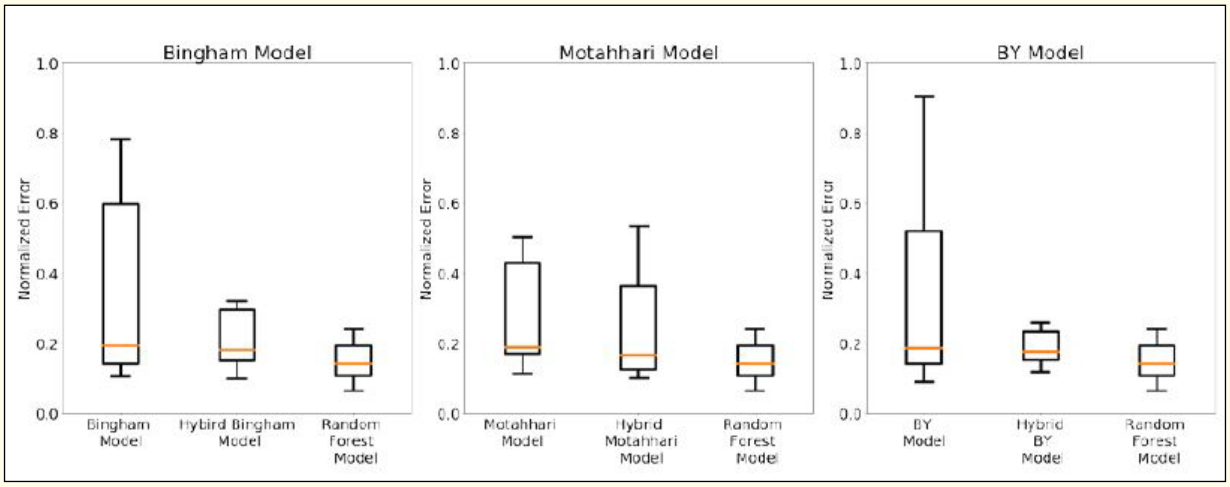
Şekil 1. Derin öğrenme modellerinin tüm veri setindeki performansı (Hegde, vd., 2018)

Tüm veri seti deterministik modellere uygulandığında üç modelde de hata payı oldukça yüksek çıkmıştır. En az hata aralarında en yenisi, Motahhari modelde görülmektedir. En sağdaki rastgele orman ise göstermektedir ki farklı formasyonlarda deterministik modeller yerine makine öğrenmesi modelleri çok daha başarılı sonuçlar vermektedir.



Şekil 2. Deterministik modellerin tüm veri setindeki performansı (Hegde, vd., 2018)

Deterministik modellerle derin öğrenme modellerini birleştirmek isteyen Motahhari ve ekibi, “Hybrid-One” adını verdikleri bir yöntem geliştirmişlerdir. Bu yöntemde deterministik modeldeki formüller aynen uygulanmakta; fakat katsayılar her bir formasyon için ayrı ayrı hazırlanmaktadır. Bu katsayılar derin öğrenme modellerinde çalıştırılmaktadır. Hybrid-One yöntemi en iyi Ridge regresyonunda çalışmıştır. Şekil 3’te verilen grafikte en iyi Bourgoyne Jr. & Young Jr. (BY) modeliyle çalıştığı görülmektedir.



Şekil 3. Hybrid-One yöntemiyle Ridge regresonunun üç modele uygulanması (Hegde, vd., 2018)

Her deterministik model her formasyonda başarılı bir performans gösteremeyebilir. Bu göz önüne alınarak her bir formasyonda deterministik modellerin ağırlığının hesaplandığı Hybrid-N yöntemi uygulanmıştır. Çizelge 4’te en az değişkene sahip ve en eski model olan Bingham modelinin 12 formasyonda %50’den düşük katkı sağladığı, hatta 6 tanesinde hiç katkı sağlamadığı gözlenmiştir. BY modelinde ise sadece 2 formasyonda %50’den fazla katkı sağladığı görülmüştür. Kayaç, matkap ve hidrolik etkileri formülünde barındıran Motahhari modeli toplam 14 formasyonun 12’sine katkıda bulunmuştur.

Çizelge 4. Hybrid-N için deterministik modellerin formasyon katkı ağırlıkları (Hegde, vd., 2018)

	Hybrid-N Ağırlıkları				Hybrid-N Ağırlıkları		
Formasyon	Bingham	Motahhari	BY	Formasyon	Bingham	Motahhari	BY
Piper Kireçtaşı	0	0,35	0,65	Charles Kumtaşı	0	0,60	0,40
Spearfish Kumtaşı	0,59	0,21	0,20	Charles Kireçtaşı	0,05	0,76	0,19
Pine Salt Kumtaşı	0	0,77	0,23	Ratcliffe Kumtaşı	0,65	0,35	0
Broom Creek Kumtaşı	0	0,64	0,36	Base Last Salt Kireçtaşı	0,04	0,91	0,04
Tyler Kumtaşı	0,10	0,76	0,15	Base Last Salt Kumtaşı	0,25	0,26	0,49
Kibbey Kireçtaşı	1	0	0	Mission Canyon Kireçtaşı	0,11	0,89	0
Kibbey Kireç Şeyli	0	0	1	Lodgepole Kireçtaşı	0	0,24	0,76

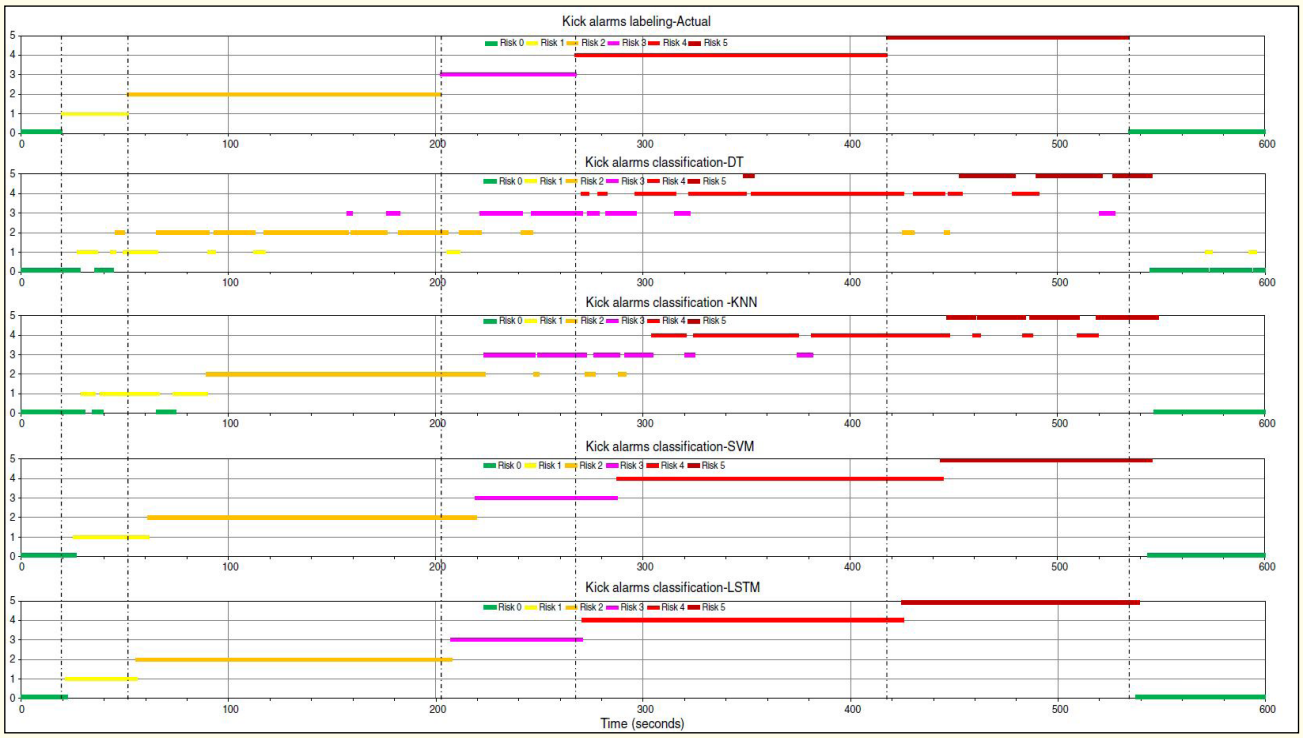
Sonuç olarak, sadece deterministik ilerleme modeliyle 0,11; sadece derin öğrenme ile rastgele ormanlar 0,10; Hybrid-One ile 0,08; Hybrid-N ile 0,08 hata oranı bulunmuştur.

3) Gaz Gelişi Tahmini

Yin vd. (2021) gerçek deniz sondaj koşullarını simüle edecek bir deney düzeneği oluşturup gaz gelişinin tahmini ve risk sınıflandırması yapmışlardır. Üç farklı yerden; yüzey, riser ve kuyuiçi ölçümleriyle model oluşturmuşlardır. 9 adet deney parametresiyle 108 deney datası elde edilmiştir. Parametreler şunlardır: ilerleme hızı (ROP), matkaba verilen ağırlık (WOB), askıdaki ağırlık (WOH), tork (Torque), giren-çıkan akışkan farkı (DFO), çamur tankı hacmi (Sum), stand-pipe basıncı (SPP), Doppler ses dalgası (AMP), kuyu dibi basıncı (BHP).

Derin öğrenme modeli olarak Karar ağacı, K-En yakın komşu (KNN), Destek Vektör Makinesi (SVM) ile Uzun-Kısa Vadeli Bellek (LSTM) kullanılmıştır. Verilerin %40'ı eğitim, %60'ı test için ayrılmıştır.

Yapılan bir deneyde kuyu içi göstergeler, ROP, WOB, WOH, SPP ve torque gelişle birlikte 128. saniyede değişirken BHP 145. saniyede değişim göstermiştir. 337. saniyede riserda ses dalgası değişimiyle birlikte 377 saniyede DFO alarm limiti olan 20 litre/dk'yı geçmiş durumdadır. 507. saniyede de tank hacmi belirlenen limiti geçmiştir. Şekil 4'te derin öğrenme modellerinin aynı geliş durumunda verdikleri tepki incelenmiştir. Karar Ormanı ve KNN'de yanlış risk ölçümleri gözlenirken Destek Vektör'de yanlış risk ölçümü olmamakla birlikte geç tepki görülmüştür. LSTM ise yanlış risk ölçümü olmaması ve diğer yöntemlere göre düşük tepki süresiyle en iyi model olarak belirlenmiştir.



Şekil 4. Derin öğrenme modellerinin performansı (Yin vd., 2021)

SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Bu yayında sondajda elde edilen temel verilerle neler yapılabileceği gösterilmek istenmiştir. Her sondajda alınan çamur yoğunluğu ve huni viskozite ölçümlerini değil sondörün, sondaj işçisinin bile alabileceği kolay ölçümlerdir. Yapılan ölçümlerle veri seti büyütüldüğü zaman sahadaki mühendisin bilmek istediği diğer parametrelere erişim kolay olmaktadır. Yine aynı şekilde eldeki verilere uygun bir ROP modeli belirlendiğinde yapılması gereken sadece temel derin öğrenme modelleriyle ROP modelini birleştirmek olacaktır. Bu sayede yaklaşık bir ilerleme hızı tahmin edilebileceğinden muhafaza borusu, çimento, çamur kimyasalları gibi malzemelerin ne zaman gerekebileceği öngörülebilir. Tahmin edilen hızın çok altında bir ilerleme hızı için de bir şeylerin ters gittiği düşüncesiyle nedenler sorgulanabilir. Meksika Körfezi'nde yaşanan facia nedeniyle deniz sondajlarında risk yönetimi çok daha kritik bir duruma gelmiştir. Maddi ve çevresel zararın çok büyük olduğu bu koşullarda yapay zekadan destek almak çok önemlidir.

TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın yayınlanmasına fırsat verdiği için Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü'ne ve MTA Ege Bölge Müdürlüğü'ne teşekkür ederim.

KAYNAKLAR

Alsabaa, A., Gamal, H., Elkatatny, S., & Abdulraheem, A. (2020, Mart 17). Real-Time Prediction of Rheological Properties of Invert Emulsion Mud Usıng Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System. *Sensors, 20*(6).

Bingham, M. G. (1964). A new approach to interpreting Rock Drillability. *The Oil and Gas Journal.*

Bourgoyne Jr., A. T., & Young Jr., F. S. (1974). A multiple regression approach to optimal drilling and abnormal pressure detection. *Society of Petroleum Engineers Journal, 14*(4), s. 371-384.

Hareland, G., & Rampersad, P. R. (1994). Drag-bit model including wear. *SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference.* Buenos Aires, Arjantin.

Hegde, C., Soares, C., & Gray, K. (2018). Rate of penetration (ROP) modeling using hybrid models: deterministic and machine learning. *Unconventional Resources Technology Conference.* Houston, TX, ABD: Unconventional Resources Technology Conference (URTeC).

Motahhari, H. R., Hareland, G., & James, J. A. (2010). Improved drilling efficiency technique using integrated PDM and PDC bit parameters. *Journal of Canadian Petroleum Technology, 49*(10), s. 45-52.

Power, D., & Zamora, M. (2003). Drilling fluid yield stress: Measurement techniques for improved understanding of critical drilling fluid parameters. *AADE National Technology Conference Practical Solutions for Drilling Challenges.* Houston, TX, ABD.

Toka, B. (2017). *Sondaj Mühendisliği.* Ankara: TMMOB Maden Mühendisleri Odası.

Yin, Q., Yang, J., Tyagi, M., Zhou, X., Hou, X., Wang, N., Tong, G., Cao, B. (2021). Machine Learning for Deepwater Drilling: Gas-Kick-Alarm Classification Using Pilot-Scale Rig Data with Combined Surface-Riser-Downhole Monitoring. *SPE Journal 2021*.

SONDAJ VERİ TABANINDA DİJİTAL DÖNÜŞÜM

DIGITAL TRANSFORMATION IN DRILLING DATABASE

A. Karataş[1]

[1]*Esan Eczacıbaşı End. Hamm. San. Ve Tic. A.Ş.*
Aydın Karataş: aydin.karatas@esan.com.tr

ÖZET

Dünyada ve ülkemizde yeraltı zenginliklerinin araştırılmasına yönelik yapılan sondaj faaliyetleri hiç kuşkusuz ki en yüksek maliyetli çalışmalardır. Bu yapılan pahalı çalışmalardan elde edilen verilerin güvenli, düzenli ve erişilebilir şekilde kayıt altına alınması oldukça önem arz etmektedir. Kayıt altına alınan bu verilerin geriye dönük raporlamalarının yapılması, tüm kurum içi paydaşlar tarafından erişilebilir olması ve gelecekteki projeler için veriler üzerinde ekonomik analizlerin yapılabilmesi temel amaç olarak benimsenmelidir. Bu doğrultuda Esan Eczacıbaşı A.Ş. olarak 2020 yılından dijital dönüşüm çalışmalarına başlandı ve 2020 yılından itibaren tüm süreçlerin dijital ortam kayıt altına alınması ve raporlanmasına başlandı.

Anahtar Sözcükler: Esan Eczacıbaşı A.Ş., Dijital Dönüşüm

ABSTRACT

Drilling activities for the exploration of underground riches in the world and in our country are undoubtedly the highest cost-effective studies. It is very important to record the data obtained from these expensive studies in a secure, regular and accessible manner. The main objective should be to make retrospective reports of this recorded data, to be accessible to all internal stakeholders and to make economic analyzes on the data for future projects. In this direction, as Esan Eczacıbaşı A.Ş., digital transformation studies were started in 2020 and digital recording and reporting of all processes started as of 2020.

Anahtar Sözcükler: Esan Eczacıbaşı A.Ş., Digital Transformati

GİRİŞ

Eczacıbaşı Topluluğu'nun doğal kaynaklar şirketi olan Esan, Türkiye'nin önde gelen endüstriyel mineral ve metalik mineral üretici ve ihracatçılarından biridir. Esan, seramik sektörünün yüksek kalite hammadde ihtiyacını karşılamak için 1978 yılında kurulmuştur. Kuruluşundan bugüne yolculuğunda Türkiye'nin önde gelen endüstriyel mineral ve metalik maden üreticilerinden ve ihracatçılarından biri olmuştur.

1978 yılından beri birçok ilke imza atan Esan, 1979'da Türkiye'deki ilk kil zenginleştirme tesisini kurduktan sonra 1985 yılında da Türkiye'nin ilk feldspat flotasyon tesisinin kuruluşuna imza atmıştır. 2009 yılına kadar camdan teknolojiye modern yaşamın vazgeçilmezi birçok ürünün kaynağı olan feldspat, kuvars, kil, bentonit ve kaolen başta olmak üzere endüstriyel hammaddelerin üretimini gerçekleştiren Esan, yeniliklerine Balıkesir Balya'da kurşun ve çinko madeninin açılması ile metalik maden sektörüyle devam

etmiştir. 2021 yılında, Türkiye'nin kurşun ihracatının yüzde 52'sini ve çinko ihracatının yüzde 9'unu tek başına sağlayan Balya kurşun ve çinko madeni, Esan'ı Türkiye'nin kurşun ihracatında ön saflara taşımış ve önde gelen çinko ihracatçıları arasında konumlandırmıştır.

Esan Eczacıbaşı A.Ş. olarak yurtiçi ve yurtdışında yerüstü sondajlarda 2007 yılından itibaren 1 milyon metrenin üzerinde arama sondajı gerçekleştirdi. Bu sondaj çalışmalarının bir kısmı kendi makinaları ile bir kısmı ise altyükleniciler vasıtasıyla gerçekleştirilmiştir. Ülkemizde özel sektör olarak en fazla arama sondajı gerçekleştiren firmalardan birisi olmuştur.

Bu arama sondajlarının neticesinde Balya Pb-Zn madeni, Balya Kuzey madeni, İnlice ve Özyurt Altın madeni açıldı. Endüstriyel hammaddeler alanında sürdürülebilirlik sağlanmıştır

Sondaj çalışmalarında daha önceleri raporlamalar geleneksel yöntemlerle-gerçekleştiriliyordu. Verilerin bir araya getirilerek analiz edilmesi zaman ve işgücü kaybına neden oluyordu. Verilerin düzenli ve güvenilir şekilde raporlanması ihtiyacı. Yaklaşımıyla bu çalışma hazırlanmıştır.

Verilerin Toplanması

Verilerin toplanmasında sahada hazırlanan vardiya raporlarının dijital ortama aktarılması önemli bir aşamadır. Vardiya raporlarının dijital ortama aktarmak için çeşitli enstrümanlar kullanılabilir. (Sharepoint, Excel, Access, SAP vs.) Esan teknik ofisi başlangıçta kurumsal çözüm ortağı olan Microsoft'un Sharepoint ve Excel uygulamalarını kullanmıştır. Vardiya raporları mobil uygulama üzerinden dijital ortama aktarılmıştır Vardiya raporlarının orijinal nüshaları arşivlenir.

Dijital ortam veritabanlarında veriler tablolar şeklinde depolanmaktadır. Tablo başlıkları aşağıda verilmektedir.

- Çalışılan Ülke, Şehir, İlçe ve köy bilgisi
- Çalışmayı yürüten yüklenici bilgisi
- Çalışılan proje bilgisi ve projenin Esan sistemindeki proje kodu (bu kod, proje ismi seçilince otomatik atanıyor)
- Sondaj adı
- Sondajın durumu (Kuyu başlangıcı, ilerlemede, çap düşme, bekleme veya kuyu sonu)
- Sondaj Makinası kodu
- Günün tarihi ve vardiya adı, sondaj başlama ve bitiş tarihi
- Sondaj çapı
- Günlük İlerleme
- Vardiya ilerlemesi
- Projenin amacı (metalik, endüstriyel sondajlar,)
- Projenin masraf yeri kodu, malzeme kodu, birim fiyat ve toplam fiyat (bu bilgiler hakediş hesaplamalarında kullanılır, sistemden otomatik olarak geliyor)
- Bütçe yılı, bütçe miktarı, kullanılan bütçe ve kalan bütçe (veriler girildikçe sistemden otomatik olarak gelir)

Bunlar dışında opsiyonel olarak aşağıdaki verilerin girilmesi de mümkün

- Vardiya kodu
- Sondör ve çalışan isimleri
- Makine arıza nedenleri ve süreleri
- Bekleme sebepleri ve süreleri
- Kullanılan ekipman ve performansları ve diğer ihtiyaç duyulan tüm veriler.

Verilerin Değerlendirilmesi

Toplanan verilerin sınıflandırılarak anlamlı bilgiler ortaya çıkmasıyla çeşitli istatistikler oluşturuluyor. Bu istatistikler sayesinde, geçmiş dönem performansları değerlendirilerek, gelecekteki projelere yön veriliyor. Firma seçimi, ekonomik çalışmaların yürütülmesi, mevsim bilgileri, optimum çapta çalışma, projenin durumuna göre görevlendirilecek personel bilgisi, günlük ve aylık ilerlemelere göre proje terminlerinin belirlenmesi ve nihai olarak hakedişlerin hızlı ve doğru şekilde oluşturulması.

Toplanan verilerin grafikler ile görselleştirilmesi çevrimiçi olarak her yerden ulaşımının sağlanabilmesi için çeşitli enstrümanlar kullanılabilir. Esan kurumsal çözüm ortağı olan Qlik uygulaması üzerinden bu görselleştirmeleri gerçekleştirir.

Kullanılan filtreler

Yapılan bu dijitalleşmedeki verileri görselleştirmede aşağıdaki filtreleri kullanılabilir. Filtreleri çapraz seçimlerle sonsuz sayıda istatistiğe ulaşılabilir.

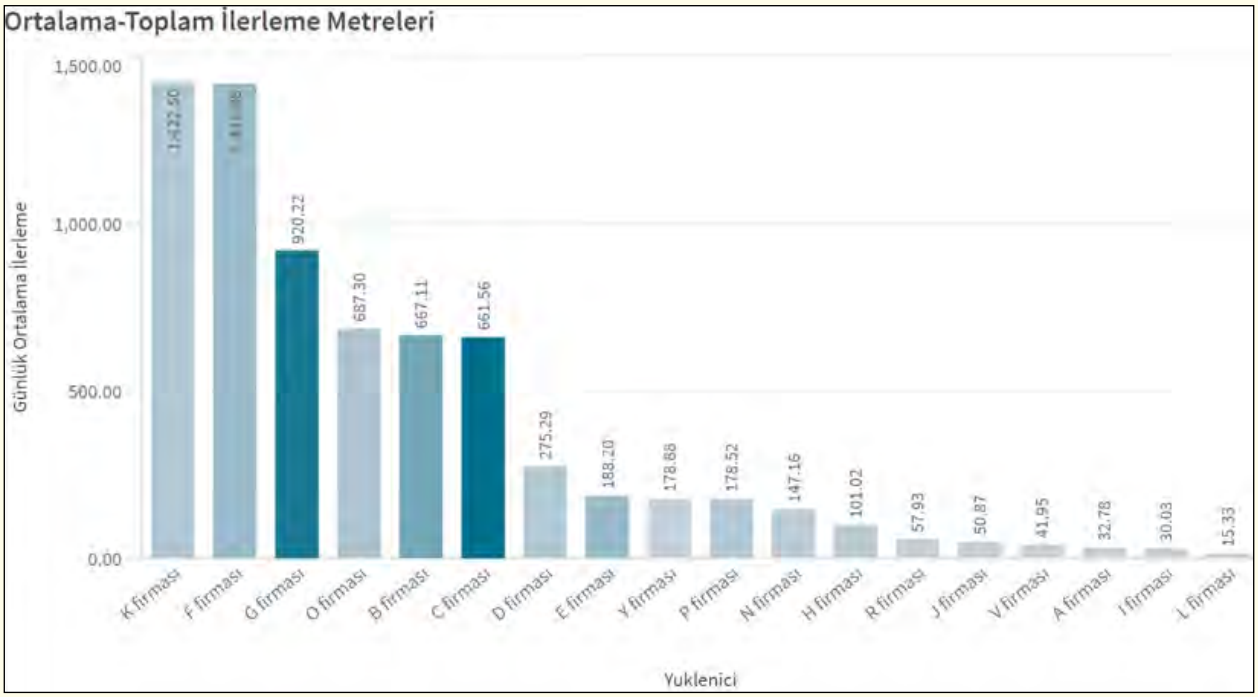
- Ülke, Şehir, İlçe ve Köy
- Yüklenici firma
- Sondaj çapı
- Sondaj adı
- Tarih
- Proje adı ve kodu

Bu filtreler sayesinde gruplandırmalar yaparak anlamlı sonuçlar elde edilebilir. Şekil 1'de örnek bir filtreleme görseli verilmiştir.

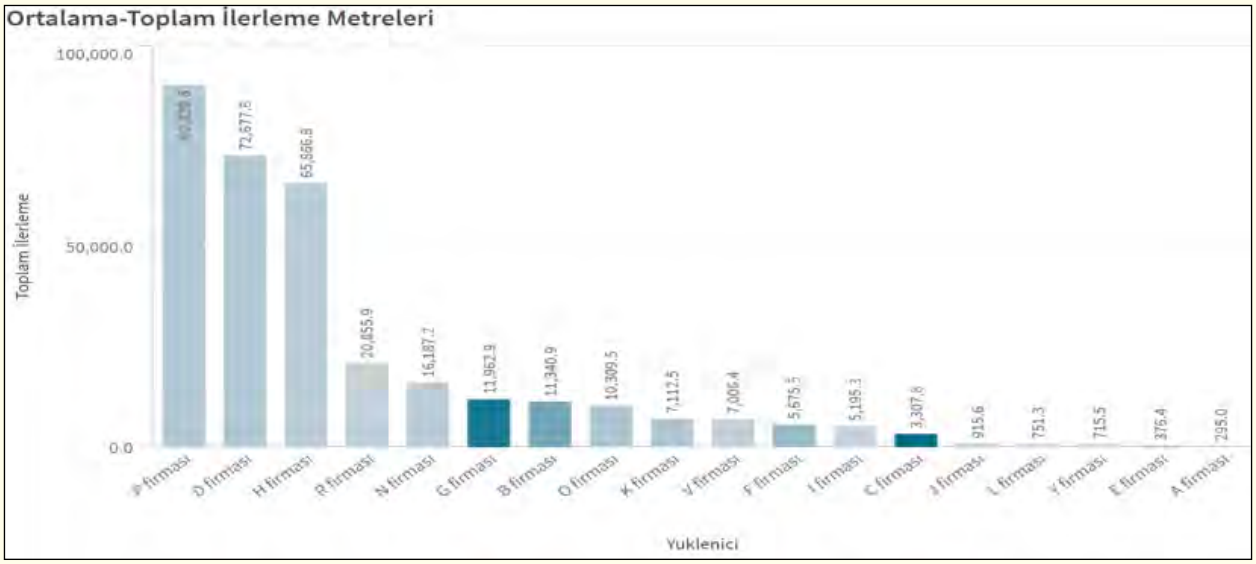
Şekil 1. Kullanılabilecek filtreler ve genel görünüm

Yüklenici Firma, Makine Değerlendirmesi ve Günlük İlerleme Grafikleri

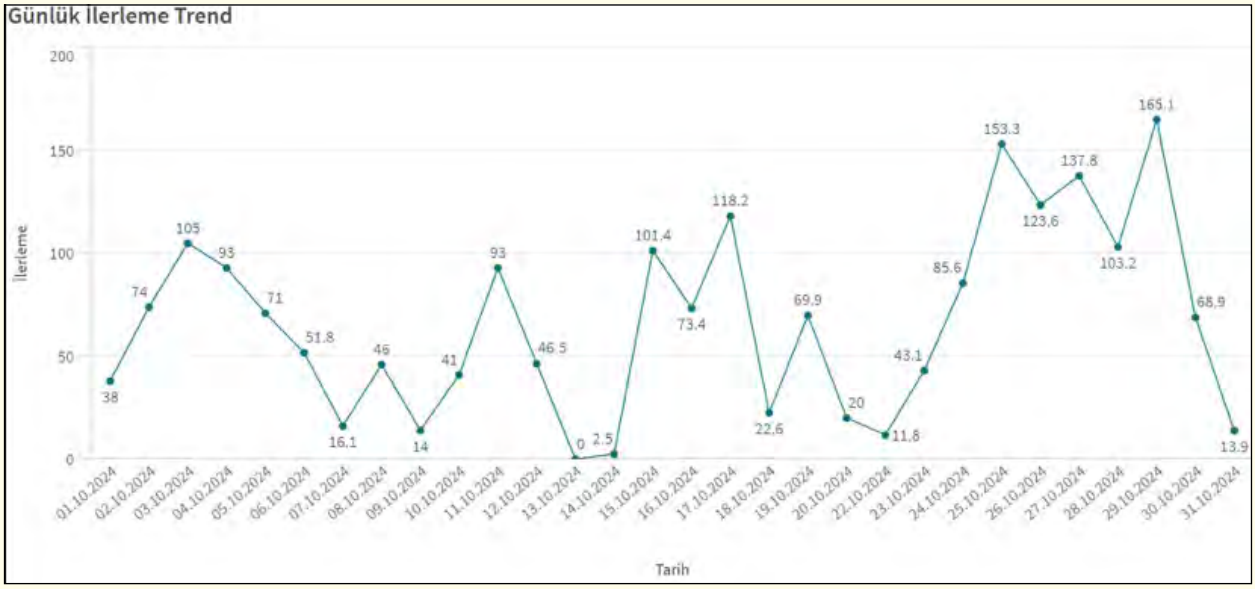
Bu değerlendirmede yıllar içerisinde Esan'a hizmet veren firmalar ve bu firmaların bize hangi makinalar ile hizmet verdiğinin bilgisi, günlük ortalama ve proje toplamında yaptıkları delgi miktarının grafik olarak görselleştirilerek, gelecek dönemde firma ve makine seçiminde yol gösterici olmaktadır. Şekil 2, Şekil 3 ve Şekil 4'de örnek grafikler verilmiştir.



Şekil 21.Yüklenicilerin günlük ortalama ilerlemeleri



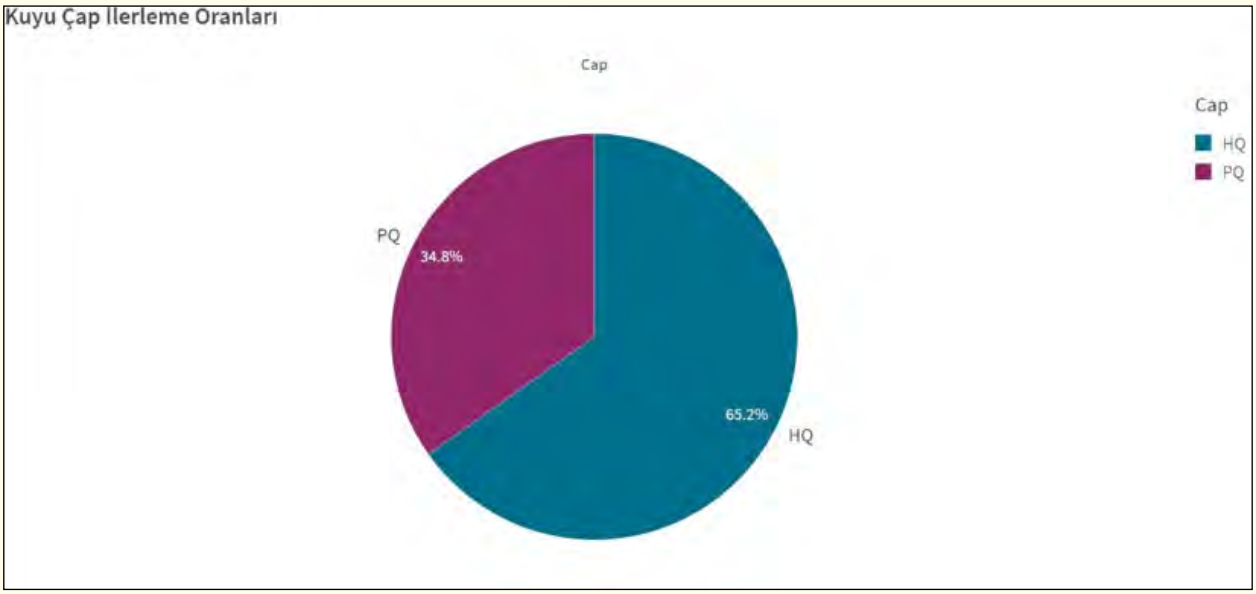
Şekil 3. Yüklenicilerin toplam ilerlemesi



Şekil 4. Günlük ilerleme eğilimi

Sondaj Çapı Seçimi

Geçmiş dönemde çalışılmış projelerden elde edilen verilerle, gelecekte aynı projede çalışılacağı zaman en uygun sondaj çapı seçilerek maliyet avantajları elde edilebilir. Hangi projede karot verimi kaybı olmadan hangi çap ile en uygun delgi yapılabileceği istatistiki olarak analiz edilebilir. Şekil 5've Şekil 6'da örnek analiz verilmiştir.



Şekil 5. Sondaj çapı analizi

Şekil 6. Çaplara göre kuyu profilleri

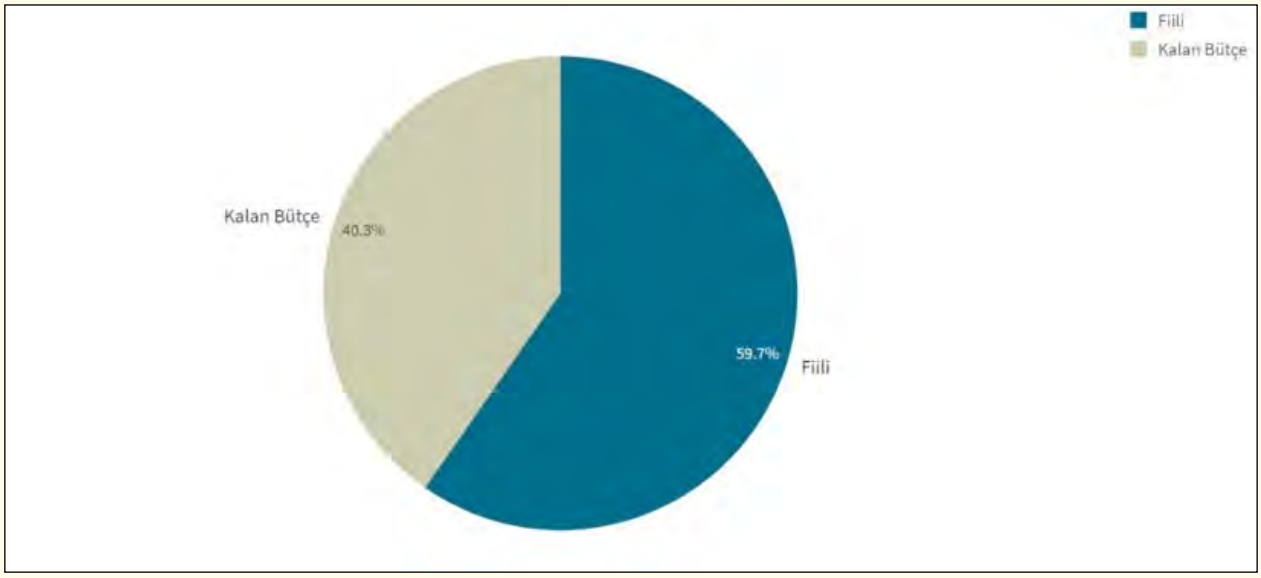
Hakedişler ve Bütçe Takibi

Toplanan veriler ve elde edilen grafikler eşliğinde firmaların projelerde yaptıkları işlerin hakedişleri, filtrelerden firma, proje ve tarih seçimini yaparak otomatik olarak oluşturulabilir. Hakediş oluşturulurken birim fiyat veritabanından otomatik olarak gelir ve toplam maliyetler sistem tarafından hesaplanır. Şekil 7'de örnek hakediş tablosu ekran görüntüsü, Şekil 8'de bütçe takibi ekran görüntüsü verilmiştir.

Günlük İlerlemeler

Yuklenici	Ruhsat Adı	Proje Kodu	Kuyu Adı 2	Son Durum	Cap	Aralık
Totals						
P firması	PRJ04	PRJ04	PRJ04*026	Başarı İle Tamamlandı	HQ	0,00m.-250,00m.
P firması	PRJ04	PRJ04	PRJ04*026	Başarı İle Tamamlandı	HQ	250,00m.-500,00m.
H firması	PRJ06	PRJ06	PRJ06*189A	Repeat-Cont.	PQ	0,00m.-200,00m.
H firması	PRJ06	PRJ06	PRJ06*191	Başarı İle Tamamlandı	PQ	0,00m.-200,00m.
H firması	PRJ06	PRJ06	PRJ06*191	Başarı İle Tamamlandı	HQ	0,00m.-200,00m.
H firması	PRJ06	PRJ06	PRJ06*191	Başarı İle Tamamlandı	HQ	200,00m.-400,00m.
H firması	PRJ06	PRJ06	PRJ06*192	Başarı İle Tamamlandı	PQ	0,00m.-200,00m.
H firması	PRJ06	PRJ06	PRJ06*192	Başarı İle Tamamlandı	HQ	0,00m.-200,00m.
J firması	PRJ30	PRJ30	PRJ30*001	Başarı İle Tamamlandı	HQ	0,00m.-200,00m.
J firması	PRJ30	PRJ30	PRJ30*001	Başarı İle Tamamlandı	PQ	0,00m.-200,00m.
J firması	PRJ30	PRJ30	PRJ30*001	Başarı İle Tamamlandı	HQ	200,00m.-400,00m.
J firması	PRJ48	PRJ48	PRJ48*004	Başarı İle Tamamlandı	PQ	0,00m.-200,00m.
P firması	PRJ71	PRJ71	PRJ71*005	Başarı İle Tamamlandı	HQ	0,00m.-250,00m.
P firması	PRJ71	PRJ71	PRJ71*005	Başarı İle Tamamlandı	HQ	250,00m.-500,00m.
P firması	PRJ71	PRJ71	PRJ71*006	Başarı İle Tamamlandı	HQ	0,00m.-250,00m.

Şekil 7. Örnek hakediş tablosu ekrn görüntüsü



Şekil 8. Bütçe takibi ekran görüntüsü

SONUÇ

Bu çalışmada Esan firması tarafından kullanılan sondaj veritabanı yazılımı tanıtılmıştır. Buna göre;

- ✓ Veritabanından sorgu analizleriyle sondaj projelerimizde en uygun altyüklenici belirlenmiştir.
- ✓ Geçmiş sondajlardan referansla uygun çap ve mevsim koşullarında çalışmaların planlanması ve uygulanması sağlandı.
- ✓ Hakediş süreçleri hızlandırılarak doğru ve eksiksiz, maliyet ve bütçe kontrolü etkin bir şekilde gerçekleştirildi.
- ✓ Hakedişlerin anlık olarak tüm kurum içi paydaşlar tarafından kontrol edilebilmesi mümkün hale getirildi.

SONDAJ YÜZEY AYAK İZİNİN KÜÇÜLTÜLMESİ

REDUCING THE DRILLING SURFACE FOOTPRINT

F. Pınarcık[1]

[1]*Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü*
*(*Sorumlu yazar: fatih.pinarcik@mapeg.gov.tr)*

ÖZET

Sondaj; yeraltı kaynaklarını yeryüzüne çıkarma veya jeolojik bilgi edinme amaçlarıyla belirli derinliklerde kuyuların açılmasıdır. Proje türüne göre farklılık göstermekle birlikte sondaj için çeşitli boyutlarda tarımsal ve orman vasıflı alanlar ruhsat sürelerince yapı malzemeleri ile kaplı kalmaktadır. Bu kaplanan alanlarda kilometrekare başına yıllar boyunca oluşan etkiye sondaj yüzey ayak izi denilir. Küresel iklim değişiklikleri ile mücadelenin ön planda olduğu günümüzde, tarım ve orman arazilerini kaplayan sondaj yüzey ayak izinlerinin çevresel etkilerinin azaltılması için de sondaj çalışmalarının azami ölçüde sürdürülebilir olarak gerçekleştirilmesi önem arz etmektedir. Bu sebeple sondaj yüzey ayak izi kavramı ve hesabı tanıtılmış, önerilen denkleme göre yüzey ayak izinin küçültülmesi amacıyla kullanılabilecek bazı teknoloji ve yöntemlerin etkinlikleri hesaplanmıştır. Çalışmada örnek ölçülere göre modellenen bir petrol sahasında açılan toplam 25 kuyu için 49 yıllık bir zaman diliminde 81,72 km².yıl sondaj yüzey ayak izi birikeceği hesaplanmıştır. Sondaj yüzey ayak izinin, ruhsat sürelerinin kısalması, alan kullanımının azalması veya yüzey ayak izlerinin rehabilite edilmesiyle %90'ın üzerinde oranlarda azaltılabileceği anlaşılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Sondaj Yüzey Ayak İzi, Sondaj Teknolojisi, Çevre, Sürdürülebilirlik.

ABSTRACT

Drilling refers to the process of excavating wells at specific depths to extract underground resources or gather geological information. Depending on the type of project, agricultural or forested areas are covered with construction materials for the permit durations. The cumulative area of covered areas over the years, measured per square kilometer, is referred to as the drilling surface footprint. In today's world, where combating global climate change is a priority, it is crucial to conduct drilling operations as sustainably as possible to minimize the environmental impacts of drilling footprints on agricultural and forest lands. For this reason, the concept of the drilling surface footprint and its calculation have been introduced, and the effectiveness of some technologies and methods to reduce the footprint has been evaluated according to the proposed equation. In the study, based on example measurements, it was determined that a drilling surface footprint of 81.72 km²·year would accumulate over 49 years for 25 wells in an oil field. It was found that the footprint could be reduced by over 90% through shortening permit durations, decreasing the area used, rehabilitation of surface footprints.

Keywords: Drilling Surface Footprint, Drilling Technology, Environment, Sustainability.

GİRİŞ

Sürdürülebilirlik, insanların ve doğanın üretken bir uyum içinde var olabileceği koşulları yaratmak ve sürdürmek, mevcut ve gelecek nesillerin sosyal, ekonomik ve diğer gereksinimlerini karşılamaya olanak tanımaktır (Bruntland, 1987). Fosil yakıtlardan hidrokarbon ve türevlerinin yeraltından kazanımının kesinlikle sürdürülebilir olmadığı savunulur. Ancak bu fosil yakıt projelerinin çevreye etkilerinin kontrol edilemeyeceği anlamına gelmez ya da bunları tamamen "sürdürülemez" yapmaz (Islam ve Hossein, 2021). Sürdürülebilirliğin artırılması sondaj operasyonlarının çevresel ve sosyal (algısal) etkilerinin asgariye indirilmesi ile mümkündür.

2010 yılında Meksika körfezinde açılan Macondo-252 kuyusunda yaşanan patlama nedeniyle 87 gün boyunca toplamda 3,19 milyon varil (500.000 m^3) ham petrol ve önemli miktarda gaz 112.000 km^2 çapında denizel alana yayılmıştır. 1300 m su derinliği ve 2100 km sahil şeridinin kirlenmesine yol açan bu kaza "Deepwater Horizon" (Derin Deniz Felaketi) olarak da kayıtlara geçmiştir (U.S. Environment Protection Agency, 2015).

Ekolojik dengeyi bozan bu çapta bir çevre felaketi sonrasında başta Amerika Birleşik Devletleri (ABD) ve ardından OPEC ülkelerinin de takip ettiği bir dizi önlemler ve standartlar uygulamaya konmuş; çevre dostu sondaj ve sürdürülebilir gaz ve petrol kavramları özellikle bu afetten sonra Houston Advanced Research Center (2010) ve Pickett (2010) benzeri çalışmalara konu olmuştur.

1. GENEL LİTERATÜR TARAMASI

Sondaj endüstrisinde çevresel ayak izi, farklı çevresel parametreler dikkate alınarak Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi (LCA), Karbon Ayak İzi, Su Ayak İzi, Arazi Kullanım Etkileri ve Atık Yönetimi Değerlendirmesi gibi yöntemlerl6saplanır.

Bu yöntemleri aşağıdaki gibi tanımlayabiliriz:

1.1. Karbon Ayak İzi Hesaplaması (CO2 Emisyonları)

Sondaj faaliyetlerinin karbon yüzey ayak izi, genellikle CO2 eşdeğer (CO2-eq) cinsinden ölçülür ve şu unsurla dikkate alınarak hesaplanır:

- Enerji Kullanımı: Sondaj makineleri, pompalar, jeneratörler gibi ekipmanların yakıt tüketimi
- Lojistik ve Taşıma: Hammaddelerin taşınması, işçilerin sahaya ulaşımı, malzeme sevkiyatı
- Metan Kaçakları: Pertrol ve gaz sondajlarında kaçak metan emisyonları
- Atık Yönetimi: Petrol ve maden atıkarının bertaraf edilmesi sürecinde ortaya çıkan emisyonlar
- Hesaplama için IPCC Emisyon Faktörleri, GHG Protocol (Greenhouse Gas Protcol) veya ISO 14064 standartları kullanılır.

1.2. Su Ayak İzi Hesaplaması

Sondaj operasyonlarında büyük miktarda su kullanılır ve bu, su ayak izi (water footprint) olarak değerlendirilir.

- Doğrudan kullanım: Hidrolik çatlatma (fracking), çamur ve sondaj sıvılarını hazırlanması
- Dolaylı kullanım: Enerji üretimi için kullanılan su, tesis temizliği

- Kirlilik yükü: Atık suların nehir ve yeraltı su kaynaklarına karışması.
- Hesaplama yöntemi:
- Mavi su ayak izi: Doğrudan kullanılan temiz su
- Yeşil su ayak izi: Sondaj sahasının yağışlarla sağlanan su dengesi
- Gri su ayak izi: Kirlenen suyun arıtılması için gereken su miktarı

1.3. Arazi Kullanımı ve Ekosistem Üzerindeki Etkiler

Sondaj alanlarının açılması ve yolların inşası, doğal habitat kaybı, erozyon, toprak sıkışması gibi çevresel etkiler yaratır.

Arazi Kullanımının Değerlendirilmesi: Sondajın kapladığı alanın m2 cinsinden ölçülmesi

Toprak Bozulması: Toprak organik madde kaybı ve verimlilik değişimi

Ekosistem Hizmetleri Kaybı: Örneğin, petrol sondajı yapılan bir alanda karbon depolama kapasitesinin azalması

1.4. Atık ve Kimyasal Kullanımı

Sondaj Çamurları ve Kesintiler: Kullanılan sondaj çamurunun miktarı ve atık yönetimi

Kimyasal Kullanımı: Fracking sıvılarındaki kimyasalların çevreye etkisi

Radyoaktif ve Tehlikeleri Atıklar: Bazı sondaj süreçlerinde radyoaktif elementler (örneğin radon) açığa çıkabilir.

ISO 14001 Çevre Yönetim Sistemi ve Life Cycle Impact Assesment (LCIA) gibi yöntemlerle bu etkiler analiz edilir. Bu hesaplamalar için Yaşam Dönüsü Analizi (LCA) yazılımları (örneğin SimaPro, OpenLCA) veya GHG Protocol, Water Footprint Network gibi standartlar kullanılabilir.

Sondaj operasyonları başarıyla sonuçlansa dahi çevresel etkileri önemsenmeli ve kontrol edilmelidir. Fosil yakıt üretiminin karbon ayak izine, kullanılan veya deşarj edilen kimyasal sıvı ve gazların havaya, toprağa, suya kirletici etkisinin incelendiği Rana (2018) benzeri çalışmalar da var olmakla birlikte, işbu çalışmada, arazi kullanımı ve kaplanan yüzey alanlar üzerinden kısıtlı bir değerlendirme yapılacaktır.

Sondaj projelerinin kilometrekare başına belirli bir zaman (yıl) boyunca kapladıkları bu alana sondaj alanı yüzey ayak izi ile ifade edilecek ve *"km².yıl (kilometrekare-yıl)"* ile ölçeklendirilecektir.

2. ÇALIŞMA METODOLOJİSİ

2.1. Sondaj Yüzey Ayak İzi (DSF)

$$\mathrm{DSF} = \sum (\mathrm{A \ x \ t})\mathrm{DSF} = \sum (\mathrm{A \ x \ t}) \qquad (1)$$

Sondaj Yüzey Ayak İzi = Toplam (Ruhsat Alanı x Ayak İzi Süresi) / 1.000.000 m²/ 1 km²

3.1.1 Ruhsat Alanları (A)

Petrol Kuyu Lokasyonu: 150 m genişlik x 200 m uzunluk: 30.000 m² alana sahip sondaj sahası

Tesis: 100 m genişlik x 200 m uzunluk: 20.000 m² alana sahip üst yapı

Yol: 10 m genişlik x 5000 m uzunluk: 50.000 m² alana sahip ağır vasıta yolu

3.1.2 Ayak İzi Süresi (t)

Yüzey ayak izi yılı, bir petrol sahasında yapılan herhangi bir inşaatın yapım tarihinden itibaren ruhsat yürürlükte kaldığı süre boyunca geçen süredir. Örneğin 9 yıllık bir arama ruhsatı süresinin 3.yılında yapılan bir sondaj kuyusu yolunun yüzey ayak izi süresi 6 yıldır.

Bir Arama Ruhsatı için Sondaj Yüzey Ayak İzi Hesaplama Örneği:

Bir petrol arama projesinin 1., 3., 5., 6., ve 8. yıllarında açılan 5 kuyu ve yollar için 9 yılın sonunda; (30.000 m² + 50.000 m²) x (9-1) yıl + (30.000 m² + 50.000 m²) x (9-3) yıl + (30.000 m² + 50.000 m²) x (9-5) yıl + (30.000 m² + 50.000 m²) x (9-6) yıl + (30.000 m² + 50.000 m²) x (9-8) yıl =1,76 km².yıl sondaj yüzey ayak izi oluşmuştur.

Sondaj yüzey ayak izi ruhsat süresi boyunca her yıl üstüne yeni ayak izlerinin de eklenmesiyle elde edilmekte olup, ruhsat bitiminde rehabilite edilmeyen ayak izlerinin çevresel etkisi sonsuz boyutlarda da olabilir. Sondaj yüzey ayak izi denklemine göre:

1. Ruhsat süresinin kısaltılması sondaj yüzey ayak izini azaltır.
2. Alan kullanımının azaltılması sondaj yüzey ayak izini azaltır.
3. Rehabilitasyon, sondaj yüzey ayak izin azaltır.

2.2. Sondaj Yüzey Ayak İzi Küçültmeye Yöntemleri

3.2.1 Ruhsat Süresinin Kısaltılması

Petrol saha projelerinin evreleri, keşiften üretime kadar olan süreçleri kapsar. Bunlar; keşif aşamaları (jeolojik araştırmalar, sismik araştırmalar, kuyu sondajları) veri toplama ve değerlendirme aşamaları (kuyu testleri, rezerv tahminleri, ekonomik analizler), saha geliştirme aşamaları (altyapı kurulumu, üretim planlamaları, tespit ve geliştirme kuyuları), üretim aşaması (üretim kuyuları, petrol üretimi, nakliyat, üretim artırma ve bakım), terk aşaması (kapatma ve terk, çevre yönetimi, restorasyon ve izleme) olarak detaylandırılabilir.

6491 sayılı Türk Petrol Kanunu'na (2013) göre arama ruhsat süresi karada azami 9 yıla kadar uzarken, işletme hakkı sahipleri de bir sahayı azami 40 yıllık kullanımda tutabilirler. Buna göre tüm bu safhalar ve uzatmaları dahil ruhsat süresi 49 yıla kadar uzayabilmektedir.

Model Petrol Sahasının Sondaj Yüzey Ayak İzi Örneği:

İlk 9 yıllık arama ruhsat süresi içinde 1., 3., 5., 6., ve 8. yıllarda açılacak 5 arama kuyusu 10. yıldan itibaren işletme ruhsatı süresi içinde ilk 5 yıl 4'er adet olmak üzere toplam 20 üretim kuyusu, 10. ve 20. yıllarda inşa edilecek 20.000 m² alana sahip yüzey tesisleri ile her bir kuyu ve tesis için 5 km uzunlukta 10 m genişlikte saha bağlantı yollarından müteşekkil bir A petrol sahasının 49 yıl süresince bırakacağı sondaj yüzey ayak izi aşağıdaki gibi hesaplanır:

DSF= (30.000 m² + 50.000 m²) x (49-1) yıl + (30.000 m² + 50.000 m²) x (49-3) yıl + (30.000 m² + 50.000 m²) x (49-5) yıl + (30.000 m² + 50.000 m²) x (49-6) yıl + (30.000 m² + 50.000 m²) x (49-8) yıl + (4 x 30.000 m² + 20.000 m² + 5 x 50.000 m²) x (49-10) yıl + (4 x 30.000 m² + 4 x 50.000 m²) x (49-11) yıl + (4 x 30.000 m² + 4 x 50.000 m²) x (49-12) yıl + (4 x 30.000) m²+4 x 50.000 m²) x (49-13) yıl + (4 x 30.000 m² + 4 x 50.000 m²) x (49-14) yıl + (20.000 m² + 50.000 m²) x (49-20) yıl = 81,72 km².yıl

Kuyu ve tesis inşaat yıllarının aynı tutulması kaydıyla, ruhsat süresinin 16 yıl yani %32,6 oranında azaltılarak toplam 33 yıl olması durumunda ise sondaj yüzey ayak izi 47,48 km².yıl olacaktır. Yani sondaj yüzey ayak izi %41,9 oranında azalır. Ruhsat süresinin aynı oranda artması halinde, sondaj yüzey ayak izi de aynı oranda artmaktadır.

Çalışmanın devamında önerilen diğer sondaj yüzey ayak izi küçültme yöntemlerindeki hesaplamalar yukarıdaki gibi Windows Excel programı ile hesaplanmış olup ayrıntılı çözümlemelere yer verilmemiştir.

2.3. Alan Kullanımının Azaltılması

2.3.1. Çoklu Kuyular

Aynı kuyu başından hareketle farklı eğim ve doğrultularda çoklu kuyular olarak kazılarak tek yol ve lokasyon inşaatı içerisinde 4, 6 veya 8 adet kuyu açılabilmektedir.

Mevcut örnekte, arama kuyuları hariç tutarak, sadece üretim kuyularının 4'lü çoklu kuyular şeklinde kazılmasıyla, (ruhsatın 10., 11., 12., 13., ve 14. yıllarında) toplam 5 lokasyonda açılacak 4+4+4+4+4 toplam 20 kuyuya ait sondaj yüzey ayak izi 53,97 km².yıl olarak ölçülür ve tekli kuyulara göre %34 oranında azalmıştır.

2.3.2. Düşük Etkili Sondaj Sistemleri

Teknolojilerin gelişimi ile daha küçük boyutlu, elektrikli, coiled tubing, rigless-skid unit gibi kule çeşitleri sondaj lokasyon inşa maliyetlerini önemli ölçüde azaltmaktadır (Pickett, 2010).

Örneğin yüzey alanı olarak yaklaşık %60 daha az yol ve lokasyon alanı kaplayan düşük etkili sondaj sistemleriyle ile aynı kuyu ve tesisler 31,58 km².yıl ile tekli kuyulara göre %61,4 oranında küçük sondaj yüzey ayak izine sahiptir.

2.4. Rehabilitasyon

2.4.1. Geçici Kompozit Yüzey Matları

Petrol sahalarında sondaj lokasyon ve yol inşaatlarına zeminlere geçici yük taşıyıcı kompozit malzemelerin serilmesi ve faaliyetlerin bitiminde bunların geri toplanarak alanların saha tekrar eski haline getirilmesi suretiyle rehabilitasyonu ile sondaj yüzey ayak izi silinir. (Newpark, n.d.)

Mevcut örneğimize geçici lokasyon ve yol yüzeylerini uygulanması durumunda sondaj ayak 6,83 km².yıl olarak ölçülür kalıcı yol ve lokasyonlara göre %91,64 oranında azalır.

3. SONUÇ ve ÖNERİLER

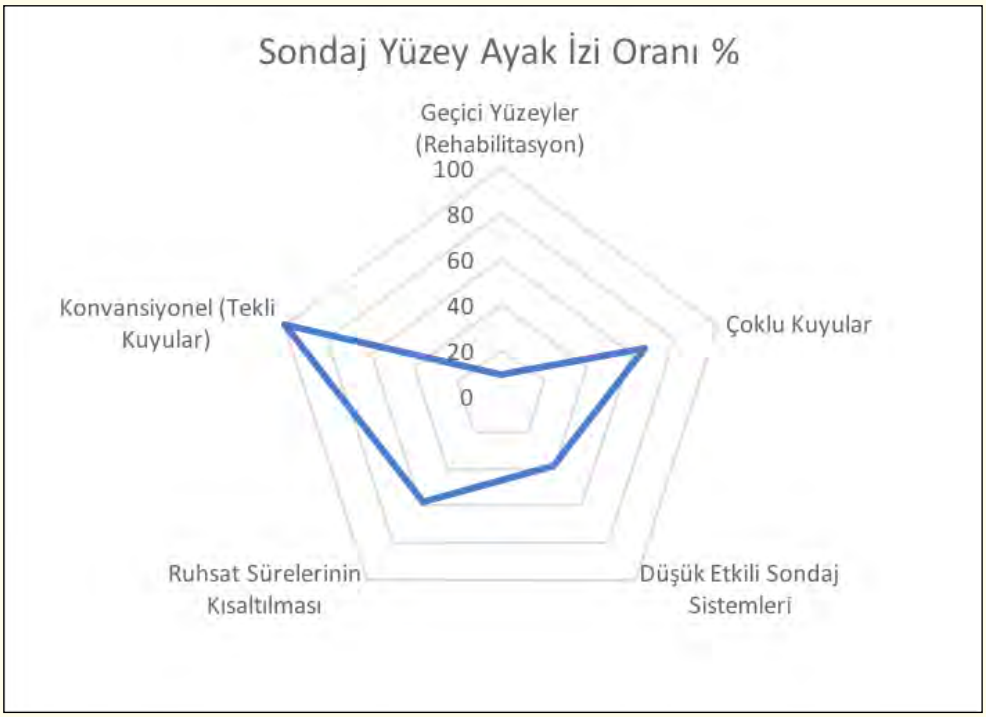
Bu çalışmada, sondaj yüzey ayak izini azaltmaya yönelik farklı yöntemler analiz edilmiştir. Özellikle geçici kompozit yüzey uygulamalarının çevresel etkileri azaltmada yüksek bir potansiyele sahip olduğu ortaya konulmuştur.

Ruhsat sürelerinin kısaltılması hukuki düzenlemelerin çevresel etkileri nasıl doğrudan şekillendirebileceğini vurgulaması açısından ele alınmış olup, örnek hesaplamalarda ruhsat sürelerinin %32,6 oranında kısaltılmasıyla sondaj yüzey ayak izinin yaklaşık %41,9 oranında azaldığı gösterilmiştir.

Coiled tubing, rigless-skid unit gibi düşük etkili kule çeşitleri sondaj sistemleri, daha az yol ve lokasyon alanı kaplama potansiyeli yönünden oldukça avantajlı olup, hesaplamalarda alan kullanımını büyük ölçüde azaltarak %61,4 daha küçük sondaj yüzey ayak izine yol açmışlardır.

Çoklu kuyu teknolojileri daha az sayıda lokasyon inşaatı ve yol inşaatı ihtiyacını ortaya çıkarır, bu da hem maliyet hem de çevresel etki açısından fayda sağlaması yönünden ele alınmıştır ve örnek hesaplamalarda çoklu kuyularla alan kullanımı optimize ederek sondaj yüzey ayak izini %34 oranında azaltılmıştır.

Rehabilitasyon başlığında örnek verilen geçici kompozit yüzeyler matlarının kullanımı veya buna benzer uygulamalarla, sondaj alanlarının faaliyet sonrası hızlı bir şekilde eski haline döndürülmesini sağlayarak örnek hesaplamalarla sondaj yüzey ayak izinin %91,64 oranında azaldığı gösterilmiştir. Sondaj yüzey ayak izini küçültmede rehabilitasyon uygulamaları en etkin yöntem olarak öne çıkmaktadır.



Şekil.1 Sondaj Ayak İzini Azaltmaya Yönelik Yöntemlerin Etkisi

Yapılan çalışma kapsamında aşağıdaki öneriler sunulabilir:

- ✓ Sondaj yüzey ayak izinin küçültülmesi adına önerilen yöntemlerin birlikte kullanımı ya da optimizasyonu mümkündür.
- ✓ Çoklu kuyu teknolojisi ve düşük etkili sondaj sistemleri gibi yeni teknolojilere yatırım yapılması, sürdürülebilirliğin tüm yönlerinde; çevresel, ekonomik ve sosyal fayda sağlayacaktır.

- ✓ Geçici yüzey matlarının kullanımı ve sürekli rehabilitasyon gibi çevre dostu uygulamaların yaygın hale getirilmesi, sahaların doğal durumuna dönmesini hızlandıracaktır.
- ✓ Sektör paydaşlarına sondaj faaliyetlerinin çevresel etkileri ve sürdürülebilirliği konularında eğitimler verilerek farkındalık artırılmalıdır.
- ✓ Çalışmada belirtilen ruhsat sürelerinin azaltılması gibi sürdürülebilirlik amaçlı yaklaşımlar, petrol ve doğalgaz politikalarına entegre edilebilir.

KAYNAKLAR

Brundtland G.H., (1987), *Our common future*. *World Commission on Environment and Development*. Oxford Publishing. https://sustainabledevelopment.un.org

Houston Advanced Research Center. (2010). *Environmentally friendly drilling: Reducing the environmental impact of drilling operations*. Houston Advanced Research Center.

Islam, M. R., & Hossain, M. E. (2021). *Drilling engineering: Towards achieving total sustainability*. Gulf Professional Publishing. https://doi.org/10.1016/C2019-0-00943-0

Newpark Mats & Integrated Services. (n.d.). *DURA-BASE® Advanced-Composite Mat System™: The global leader in temporary road and jobsite construction technology*.

Pickett, G. (2010). Reflect industry quest to reduce drilling footprint. *Journal of Petroleum Technology*, 62(5), 24–27

Rana, S. (2008) Facts and Data on Environmental Risks - Oil and Gas Drilling Operations. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, https://doi.org/10.2118/114993-MS

Türkiye Cumhuriyeti. (2013). *6491 sayılı Türk Petrol Kanunu*, Resmî Gazete, 28623. https://www.mevzuat.gov.tr/MevzuatMetin/1.5.6491.pdf

U.S. Environmental Protection Agency. (2015). *The response to the Deepwater Horizon oil spill: Progress and accomplishments*. U.S. Environmental Protection Agency, https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-08/documents/dwh-response-report-2015.pdf

MODERN SONDAJ YÖNETİMİ VE STRATEJİK SONDAJ PROBLEM ÖRNEKLERİ

MODERN DRILLING MANAGEMENT AND STRATEGIC DRILLING PROBLEM EXAMPLES

F. Pınarcık[1, *]

[1] *Maden ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü*
*(*Sorumlu yazar: fatih.pinarcik@mapeg.gov.tr)*

ÖZET

Sondaj mühendisleri teknik ve idari anlamda, mesleki tecrübe, sözlü toplantılar, üstlere danışma, ya da müşteri ile uzlaşarak karar verebilirler. Stratejik kararlar alınırken, problemlerin modern yönetimi yaklaşımlarıyla çözümlenmeleri de mümkündür.

Çalışmanın giriş kısmında sondaj yönetimi kavramı tanıtılarak projede yer alan yöneticiler ve görevleri üzerinde durulacaktır. İkinci bölümde sondaj projelerinin bazı kısımlarında karşılaşılan, kule seçimi, kule günlük ücretini belirleme, sondaja yardımcı hizmet seçimi ve kalite kontrolü konularında oluşturulan problemler ve modern yönetim biliminden yararlanan uygun çözüm yöntemleri önerilecektir. Çalışmada sunulan stratejik yaklaşımlar, operasyonların güvenliğini artırırken, maliyetlerin düşürülmesine ve sürdürülebilir sondaj faaliyetlerine katkı sağlamaktadır.

Gelecekte, sondaj teknolojilerindeki gelişmeler ve dijital destekli karar sistemlerinin sondaj yönetiminde daha fazla yer almasını sağlayacaktır. Bu bağlamda, modern yönetim yaklaşımlarının entegrasyonunun sektörde rekabet avantajı elde etmek için kaçınılmaz bir gereklilik haline geleceği öngörülmektedir.

Anahtar Kelimeler: Sondaj Yönetimi, Modern Yönetim Bilimi, Karar Verme, Sondaj Problemleri

ABSTRACT

Drilling engineers can make decisions in both technical and administrative contexts based on professional experience, verbal meetings, consultation with superiors, or negotiation with clients. When making strategic decisions, it is also possible to solve problems using modern management approaches.

In the introduction of the study, the concept of drilling management will be introduced, focusing on the managers involved in the project and their responsibilities. In the second section, appropriate solution methods utilizing modern management science will be proposed for challenges encountered in certain aspects of drilling projects, such as rig selection, determining daily rig rates, selecting auxiliary drilling services, and quality control. The strategic approaches presented in this study contribute to enhancing operational safety, reducing costs, and ensuring sustainable drilling activities.

In the conclusion section, the study will emphasize that future advancements in drilling technologies and digitally supported decision-making systems will play a greater role in drilling management. In this context, it is expected that the integration of modern management approaches will become an inevitable necessity for gaining a competitive advantage in the industry.

Keywords: Drilling Management, Modern Management Science, Decision Making, Drilling Problems.

GİRİŞ

Modern Sondaj Yönetimi

Modern sondaj yönetimi, karmaşık ve dinamik bir proje organizasyonuyla sondajın farklı aşamalarına farklı proje elemanlarının giriş-çıkışlarını düzenleme işidir. Gerek öngörülemeyen zaman kayıpları gerekse planlı bakımlar ve diğer bekleme süreleri ile sondajın ilerleyişi bozulmaktadır. Kuyuların bitiş süreleri uzarken sondaj maliyetlerinde de artışlar görülebilir, bütün bu etmenler bir sondajı ekonomik ve başarılı olmaktan uzaklaştırır.

Doğru uygulanan sondaj yönetiminin getirileri aşağıdaki maddeler ile açıklanabilir:

1. Yüksek Sondaj Hızı: Sondaj hızının artması sondaj operasyon süresini düşürür, dolayısıyla kule kirası benzeri sondaj giderleri azalır.

2. Asgari Malzeme Sarfiyatı: Kusursuz bir kuyu dizaynı ve malzeme yönetimiyle daha az malzeme kullanımı veya onarımı sağlanması ile malzeme giderleri azalır.

3. Çevresel Etkilerin Azaltılması: Sondaj sıvılarının ıslahı ve atık yönetim mekanizmalarıyla çevreye verilen zararlar dolayısıyla çevre giderleri azalır.

4. Kaliteli Çimentolama (Kuyu İzolasyonu): Kuyuların dış ortam bağlantısının kesilmesi ve sağlamlaştırılması amacıyla kuyu cidarını etkin biçimde çimentolanması, kuyu ömrünü uzatır.

5. Sondaj Dizisinin Kuyuda Kalma Riskinin Azaltılması: Sondaj dizilerinin kuyuda sıkışması ve neticesinde kuyuların kapanması engellenir.

6. Sondaj Dizisi Kopma Riskinin Azaltılması: Sondaj dizilerin kopması ve kalan dizinin kurtarma çalışmaları ile oluşacak NPT-üretim dışı zaman artışlarını engeller.

7. İş Güvenliğin İyileştirilmesi: Sondaj ekipmanı ve personelinin kalite, sağlık ve iş güvenliğinin tam sağlanması, oluşabilecek ekipman ve iş gücü kayıpları azaltır (Wadstworth, 2003).

Sondaj projelerinin sahada operatör, company man, rig manager üçlü yönetim sacayağıyla icra edilir.

Operatör, genellikle ya sondaj yapılan sahanın sahibi ya da sondaj işinin yapılmasından sorumlu şirkettir. Operatörün temel görevi yapılacak işleri planlamak ve sondaj kuyusunu dizayn etmektir. Buna göre operatör, işin yaptırılması için önce sondaj kulesini ve personelini sağlayacak yüklenici firma, sonra da diğer ek hizmet sağlayıcı servis firmalarıyla anlaşır.

Operatör sondaj mühendisi (company man), sondaj noktasının tesbiti aşamasından ve şantiyelerin planlanıp hazırlanmasından başlayarak kazılacak olan kuyunun programının hazırlanması, sondajın bitirilmesine kadar olan süreç içindeki her türlü mühendislik hesapları, kuyu sondajına nezaret edilmesi ve yüklenicinin talimatlandırılması ile sondajın seyrine göre taktik kararların alınması vb gibi işlemlerden sorumludur.

Yüklenici firma sondaj mühendisi (rig manager) ise; kulenin sondaj sahasına nakliyatı, montaj, demontaj, bakım safhalarındaki hertürlü işçilik ve mühendislik hizmetlerinin yapılması, bu işin icrası sırasında gerekli olan lojistik ve personel ihtiyaçlarının planlı bir şekilde karşılanması, bütün bunların sevk ve idare edilmesi işlerinden sorumludur (Anderson, 1989).

Çalışmanın bundan sonraki kısmında; Windows Excel eklentileri ve benzer hesaplama programları yardımıyla; uygulanacak matematiksel mühendislik metodları ile bazı stratejik sondaj problemlerine çözüm önerileri sunulacak olup; nümerik çözümleme kısımları çalışma kapsamı dışında tutulacaktır.

STRATEJİK SONDAJ PROBLEMLERİ

Kule Seçimi ve Günlük Kule Ücretinin Belirlenmesi

Gerek operatörler gerekse sondaj yüklenicileri için projeye uygun sondaj kulesinin seçimi neticesinde maliyetleri düşürmek, ya da önemli bir biçimde azaltmak özellikle piyasada diğer yüklenicilerle rekabet edebilme açısından büyük önem arz etmektedir.

Kule kiralama ücreti genellikle günlük olarak fatura edilmekte, kule özellikleri ve derinlik kapasitesine göre değişebilmektedir. Daha yüksek kapasiteli, yeni nesil sondaj kuleleri daha yüksek kiralama bedelleri gerektirir, fakat bu kulelerle daha hızlı ve verimli sondaj yapılabilir olması yüksek kira bedelini sübvanse edebilir. Bu gibi sebeplerden kule seçimi kule kapasitesi, sondaj hızı ve teknik verimlilik arasında optimum denge kurularak yapılmaktadır (Dumas, 2013).

Örnek Kule Seçimi Problemi

Yüklenici envanterinde bulundurduğu 4 sondaj kulesinin aylık ortalama delme kapasiteleri toplam 20 sondaj işçisi ile birlikte 2000'er m'dir. Kuleleri 6 ay boyunca kullanmak isteyen operatör şirket ay bazına aşağıdaki tabloda verilen sondaj metrajlarını ön görmüştür. Buna göre diğer maliyetler hariç %100 karlılıkla çalışmak isteyen Yüklenici kule günlük kira ücreti olarak kaç USD belirlemelidir?

Çizelge 1. Kullanılabilecek Uygun Çözüm Metodu: Talep İzleme Politikası

Aylar	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	EKİM	KASIM
Metraj	8100	7600	5300	3300	2700	5000

Ön Kabuller:

Her ay 30 gün çalışma yapılabilmekte ve 24 saat iki vardiya ile çalışılmaktadır.
Yüklenici çalışan kulelere göre işçi alıp çıkarmayı hedeflemektedir.
Ortalama sondaj hızı 12,5 metredir.

Bakım-onarım, işletme, işçilik v.b. giderler aşağıda belirtilmiştir:

İşletme Maliyeti	600.000	Usd/Ay/Kule
Bakım Maliyeti	50.000	Usd/Ay/Kule
İşçilik Ücreti	10	Usd/İşçi/Saat
İşe Alım	2.000	Usd/İşçi
İşten Çıkarma	5.000	Usd/İşçi

Örnek Kule Ücret Problemi

Operatör firma, A, B, C ve D tipi sondaj kulelerine sahip 4 farklı yükleniciden biriyle 3000 m'lik 16 adet kuyu açmayı düşünmektedir. Kulelerin özellikleri aşağıdaki tablolarda verilmiştir. Aylık kule kiraları, delme kapasiteleri, yakıt sarfiyatı ve bakım giderlerine göre operatörü en çok kar ettirecek kule ve matematiksel modellemeyi yazınız.

Çizelge 2. Kullanılabilecek Uygun Çözüm Metodu: Lineer Modelleme

KULE KODU	DELME KAPASİTESİ	YAKIT MALİYETİ	BAKIM GİDERİ
A	7000	6800	1000
B	4000	4400	1000
C	2500	3300	1250
D	2000	2000	1250

KULE KODU	KİRA ÜCRETİ
A	13000
B	13000
C	9000
D	6500

Yardımcı Hizmet Seçimi

Son yıllarda artan rekabetle beraber firmaların, yüklenicilerin sadece proje süresince hizmet sağlamak yerine sondajın risklerini de operatör firmalarla paylaşmayı kabul ederek hibrit ya da risk paylaşımı adı verilen projelere yönelmesidir.

Sektörde risk paylaşımının başlaması tüm sondaj operasyon maliyetlerini enflasyona uğratmıştır. Risk paylaşımı yapmak istemeyenler teknolojilerini optimize etmek durumundadır, aksi takdirde kar marjları düşecek ve rekabet olasılıkları azalacaktır (Serdjuk, 2013).

Yardımcı Hizmet Karşılaştırma Problemi

Yalın sondaj modelini benimseyen bir operatör şirket sondaj işlerine bağlı yol ve lokasyon yapımı, çevre ve atık yönetimi ile hukuk müşavirliği hizmetlerini yaptırmak üzere farklı yüklenici firmaları değerlendirmeye almıştır. Birbirinden farklı öneme sahip ilk yatırım maliyeti, tasarruf, ön hazırlık süresi ve piyasa liderliği gibi kriterleri göz önüne alan şirketin yukarıda sayılan hizmetlerden hangisini alması daha uygundur?

Kullanılabilecek Uygun Çözüm Metodu: Çoklu Karar Verme / Analitik Hiyerarşi Prosesi

Hizmet 1: Sondaj Lokasyon ev Yol İnşaat Hizmetleri- İnşaat Ltd. Firmasına Yaptırılacak
Hizmet 2: Hukuk Danışmanlığı Hizmetleri – Hukuk Ltd. Firmasına Yaptırılacak
Hizmet 3: Çevre ve Atık Yönetim Hizmetleri – Çevre Ltd. Firmasına Yaptırılacak

Çizelge 3. Bahsedilen üç farklı proje için belirlenen kriter ağırlıkları

Kriter	İlk Yatırım	Tasarruf	Ön Hazırlık	Piyasa Liderliği
İlk Yatırım	1	1/5	2	3
Tasarruf	5	1	10	12
Ön Hazırlık	1/2	1/10	1	1/3
Piyasa Liderliği	1/3	1/12	3	1

Kalite Kontrolü

Günümüzde sadece sondaj sektöründe değil, tüm sektörlerde şirketler dışarıdan temin ettikleri her türlü mal ve hizmetin kaliteli olup olmadığını tespit etmek istemektedir. Petrol, jeotermal ve doğalgaz sondaj sektöründe faaliyet gösteren işletmelerde kazanç sağlamanın ve kalıcı olmanın en temel yollarının rekabet edebilme olduğu görülmektedir.

Müşterilerin ihtiyaç ve beklentilerini karşılayacak biçimde ürün ve hizmet sağlamak beraberinde rekabet gücünü getirecektir. Küreselleşen dünyada rekabet edebilmek için işletmelerin uluslararası bo-

yutlarda iş yapabilme kabiliyeti geliştirmesi gerekmektedir. Bunu yapamayan şirketler piyasada rekabet edebilme gücünü kaybetmektedir (Gökpınar, 2016). Sondajda kalite yönetiminin getirileri oldukça fazladır. Bunlardan bazıları:

1. Kaliteli ve hızlı sondaj
2. Kaliteli kuyu üretimi
3. Hatalı operasyonların azalması
4. Ekonomik sondaj
5. Sondaj aşamalarını düzenlenmesi
6. Zaman kayıplarının önlenmesi
7. Müşteriye uygun üretim sağlama
8. Yüksek rekabet
9. İsrafın azalması
10. Düşük maliyetler

Kalite Yönetimi Problemi

Bir sondaj şirketi 2024-2025 yılları için belirlediği kalite politikası çerçevesinde bir önceki yıla göre kulelerde yaşanan kayıp günlü iş kazası sayılarını düşürmeyi hedeflemektedir. Buna göre hedefi tutturan bir şirkette yaşanan kayıp günlü iş kazası sayısının en fazla kaç olması beklenmektedir?

Ön Kabuller, 2024 Yılı İçin Kayıp Günlü İş Kazaları

Toplam Personel Sayısı: 485 işçi
Kayıp Gün Sayısı: 32 kayıp gün
Yıllık Çalışma Günü: 240 iş günü
Buna Göre: 2024 yılında 32 / (485*240) / 10.000 (sabit çarpan) = 2,75
2025 Hedefi Kayıp Günlü İş Kazalarını < 2,75 Değeri Altında Hedeflenmiştir
2025 yılında işçi sayısı 180'e düşürülmüş ve çalışma günü 200 gün olarak sınırlanmıştır.
Kullanılabilecek Uygun Çözüm Metodu: Kalite Hedefleme.

SONUÇ

Bu çalışmada modern sondaj yönetimi ve stratejik sondaj karar süreçleri ele alınmıştır. Sondaj projelerinde etkin karar verme mekanizmalarının hem maliyet optimizasyonu hem de operasyonel verimlilik açısından kritik olduğu görülmüştür. Kule seçimi, günlük kule ücretlerinin belirlenmesi, yardımcı hizmetlerin değerlendirilmesi ve kalite kontrolü gibi temel sondaj yönetimi unsurlarında modern yönetim biliminden faydalanılarak çözüm önerileri sunulmuştur.

Sondaj yönetimi, sadece teknik ve mühendislik bilgisiyle sınırlı kalmayıp, aynı zamanda karar destek sistemleri, risk yönetimi ve kalite kontrol süreçlerini de içeren çok yönlü bir disiplindir. Çalışmada sunulan stratejik yaklaşımlar, operasyonların güvenliğini artırırken, maliyetlerin düşürülmesine ve sürdürülebilir sondaj faaliyetlerine katkı sağlamaktadır.

KAYNAKLAR

Anderson, O. L. (1989). Anatomy of an oil and gas drilling contract. *Tulsa Law Journal*, Helmerich and Payne Drilling Company.

Dumas, P., Antics, M., & Ungemach, P. (2013). *Report on geothermal drilling*. Intelligent Energy Europe Programme of the EU - Geoelec Project.

Gökpınar, E. (2015). *Petrol doğalgaz jeotermal sondaj sektöründe ISO 9001:2008 kalite yönetim sisteminin kurulması* (Yüksek Lisans Tezi, Başkent Üniversitesi, Ankara).

Serdjuk, M., Dumas, P., Angelino, L., & Tryggvadóttir, M. (2013). *Geothermal investment guide*. Intelligent Energy Europe Programme of the EU - Geoelec Project.

Wadsworth, T. (2003). *Rig specification solutions*. TH Hill Associates Inc.

ÇEVRE MEVZUATINA GÖRE ATIK SONDAJ ÇAMURU BERTARAFI VE JEOTEKSTİL TÜP İLE SUSUZLANDIRILMASI

DISPOSAL OF WASTE DRILLING MUD ACCORDING TO ENVIRONMENTAL LEGISLATION AND DEWATERING WITH GEOTEXTILE TUBE

Nuray Karapınar[1]*, Mustafa Akıllı[2], Murat Çiloğulları[2], Emre Şimşek[3], Cihan Yurteri[4]

[1] MTA Genel Müdürlüğü Çevre Araştırmaları Dairesi
[2] MTA Genel Müdürlüğü Sondaj Dairesi
[3] MTA Genel Müdürlüğü Maden Analizleri ve Teknoloji Dairesi
[4] Çevre Şehirlilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı, Tabiat Varlıklarını Koruma Genel Müdürlüğü
*(*Sorumlu yazar: nuray.karapinar@mta.gov.tr)*

ÖZET

Sondaj, en basit ifade ile, toprak ve kaya zemin içinde özel delgi makinaları ile delik açma işlemidir. Madencilikte kullanılan sondaj tekniği, yeraltı koşullarını temsil eden sondaj karotlarının çıkarılmasına imkân tanıyan ve de kuyu içerisinde "sondaj sıvısı" dolaştırılmasını zorunlu kılan döner (rotary) sondaj tekniğidir. Rotary sondaj yöntemi ile ilk kullanılan sondaj sıvısı "Su" olmuş, zamanla sondaj sırasında geçilen formasyonlardan suya karışan killer ile oluşan süspansiyonların sondajı olumlu yönde etkilediğinin tespiti ile "Sondaj Çamurları" ortaya çıkmıştır. Maden arama faaliyetlerinde sondaj sıvısının temelini su ve bentonit oluşturmaktadır. Ancak çoğu durumda arzu edilen kalitede çamur oluşturmak, sondaj sırasında sondaj çamuru kalitesinde bozulmalara engel olmak, bozulmuşsa düzeltilmesini sağlamak vb. amaçlarla, bazı katkı maddeleri kullanılabilir. Her ne kadar sondaj çamurunun kalitesi katkı maddeleri ile iyileştirilmeye ve korunmaya çalışılsa da herhangi bir nedenle çamur özelliğini yitirdiğinde veya faaliyet tamamlandığında atık olarak bertaraf edilmesi gerekmektedir. Bazı durumlarda, çevresel hassasiyetler ve idari ve mekânsal kısıtlar nedeniyle bertarafı öncesi atık sondaj çamurunun susuzlandırılması kaçınılmaz olabilir. Bu çalışmada da atık sondaj çamurunun çevre mevzuatına göre bertarafı konusu incelenmiş, bu çamurların bertarafında hem katı atığın bertarafını/geri kazanımını kolaylaştıran hem de suyun tekrar kullanımına imkân sağlayarak daha çevre dostu ve de pratik bir çözüm sunan jeotekstil tüp ile susuzlandırılması çalışması ve sonuçlarına yer verilmiştir.

Anahtar kelimeler: Atık sondaj çamuru, mevzuat, bertaraf, susuzlandırma, jeotekstil tüp

ABSTRACT

Drilling is simply described as the process of opening holes in soil and rock with special drilling machines. The drilling technique used in the mining industry is the rotary drilling technique, which allows the extraction of drilling cores representing underground conditions and necessitates the circulation of "drilling fluid" in the well. The first drilling fluid used with the rotary drilling method was "Water", and over time "Drilling Muds" then emerged with the determination that the suspensions formed by the clays mixed with the water, from the formations passed during drilling positively affected the drilling. Water and bentonite form the basis of drilling fluid in mineral exploration activities. However, in most cases, some addi-

tives can be used for the purposes of creating mud of the desired quality, preventing deterioration in the quality of drilling mud during drilling, ensuring that it is corrected if it has deteriorated, etc. Although the quality of drilling mud is tried to be improved and protected with additives, it must be disposed of as waste when the mud loses its properties for any reason or when the activity is completed. In some cases, due to environmental considerations, and administrative and spatial constraints, dewatering of waste drilling mud before disposal may be unavoidable. In this study, the disposal of waste drilling mud according to environmental legislation was analyzed, and the study and its results of dewatering drilling mud with geotextile tubes, which facilitates both the disposal/recycling of solid waste and enables the reuse of water, providing a more environmentally friendly and practical solution, were given.

Keywords: spent drilling mud, legislation, disposal, dewatering, geostextile tube

GİRİŞ

Sondaj, en basit ifade ile, toprak ve kaya zemin içinde özel delgi makinaları ile delik açma işlemidir. Bunun için döner (Rotary) ya da darbeli delik açma teknikleri kullanılır. Rotary sondaj yöntemi ile 1901 yılında teknolojiye giren sondaj sıvıları ise sondaj işleminin ayrılmaz bir parçası olmuştur. İlk kullanılan sondaj sıvısı "Su" olmuş ve daha sonra sondaj sırasında geçilen formasyonlardan suya karışan killer ile oluşan akışkanın sondajı olumlu yönde etkilediği görülmüş ve böylece "Sondaj Çamurları" ortaya çıkmıştır Önceleri, killi tabakalardan ayrılan killerin suya karışmasıyla kendiliğinden oluşan ve adına "Killi Su" denilen çamurlar kullanılırken, daha sonra yeryüzünde kil ile suyun karıştırarak elde edilen çamurlar kullanılmaya başlanmıştır. Günümüzde ise petrol ve polimer bazlı çamurlara kadar pek çok sondaj sıvısı kullanılmaktadır. Sondaj çamuru kullanımı kesme ucunun soğutulması, sondaj kırıntılarının yüzeye taşınması ve tabanın temizlenmesi ve de sondaj kuyusunda göçmelerin önlenmesi gibi faydalar sağlar.

Sondaj çamurunun ana bileşeni su ile karıştırıldığında viskoz (ağdalı) özellik gösteren "BENTONİT" dir. Bentonit, içinde büyük ölçüde montmorillonit bulunduran smektit grubu bir kildir. Kil mineralleri arasında montmorillonit üç tabakalı (TOT) bir kil mineralidir: Ortada alüminyum iyonlarının yer aldığı oktahedral tabaka, her iki uçta silisyum dioksitin oluşturduğu tetrahedral tabakalar vardır. İki silika tabakası arasında bir alümina tabakasının girmesiyle montmorillonit mineralinin TOT şeklinde birim katmanı oluşur. Kil mineralinin kristal yapısındaki belirli katyonların daha düşük değerlikli katyonlarla yer değiştirmesi sonucu kil mineralleri net negatif yüke sahiptir. Bu negatif yük bazı katyonların (Na, Ca gibi) soğurumu ile dengelenir. Dolayısıyla tabakalar arasında su molekülleri ve değişebilen iyonlar yer alır. Tabakalar arasında yer alan değişebilir katyonun türüne göre montmorillonitin şişme kapasitesi değişir. Na- ve Li- içeren montmorillonit daha fazla şişme özelliği gösterir (Grim, 1968). Çoğunluğu montmorillonit mineralinden oluşan bentonitin sondaj çamurunda istenen kolloidal, tiksotropik ve sıva yapma özellikleri yüksektir. Sondaj çamurunda bentonit ve suyun yanı sıra, arzu edilen kalitede sondaj çamuru hazırlamak, sondaj işlemi sırasında geçilen jeolojik formasyonların davranışına göre çamurun kalitesinde bozulmalara engel olmak, bozulmuşsa düzeltilmesini sağlamak vb. amaçlarla bazı katkı maddeleri de kullanılabilmektedir Bunlar kullanış amaçlarına göre başlıca viskozite ayarlayıcılar, su kaybı azaltıcılar, ağırlaştırıcılar, reoloji düzenleyiciler ve kaçak önleyicilerdir.

Gerek maden arama gerekse jeotermal sondaj faaliyetlerinde sondaj sıvısının temelini su ve bentonit oluşturmakla beraber, sondajın doğasına (saha şartları, sondaj tekniği vb.) göre kullanılan bu katkı maddeleri atık sondaj çamurunun bertaraf edilmesinde ilave yükümlülükler getirebilir. Çünkü tehlikelilik özelliği taşıyan bir katkı maddesi çamur içindeki kalıntı miktarına bağlı olarak atık sondaj çamurunu tehlikeli atık sınıfında değerlendirilmesine yol açabilmektedir. Bu nedenle hem sondaj kimyasalları üreticileri hem de kullanıcıları mümkün olduğu sürece çevre dostu sondaj kimyasalları üretimi ve kullanımını tercih etmelidir.

Atık sondaj çamurunun bertarafında bir diğer önemli husus ise sondaj çamurunun fiziksel ve reolojik özellikleridir. Düşük katı içeriği, bentonitin su tutma ve şişme özelliğinden dolayı kolloidal ve viskoz bir akışkan davranımı göstermesi çamurun bu haliyle gerek çamur havuzunda gerekse herhangi bir düzenli depone alanında bertarafını zorlaştırmaktadır. Bununla birlikte, arıtma çamuru hariç, akışkan özellik gösteren atıklar düzenli depolama tesislerine kabul edilmeyecek atıklar listesinde yer almaktadır (Çevre Yönetimi Genel Müdürlüğünün Atıkların Düzenli Depolanmasına dair Yönetmeliğe ilişkin 2010/16 sayılı Genelgesi). Sondaj çamurlarının arıtma çamuru gibi değerlendirilmesi durumunda bile ağırlıkça en az %50 kuru madde ihtiva etmesi gerekmektedir. Atık sondaj çamurları alıcı su ortamına deşarj edildiğinde ise, sadece bentonit ve su karışımından oluşması durumunda bile, kil tane boyunun çok küçük olması dolayısıyla suda askıda kalacak katı madde miktarı ve buna bağlı oluşacak bulanıklık nedeniyle sucul yaşam üzerinde olumsuz etkileri olacaktır. Bu nedenle hem katı atığın bertarafını kolaylaştırması hem de suyun tekrar kullanımına imkân sağlaması bakımından atık sondaj çamurlarının bertarafı öncesi susuzlandırılması gerekir. Diğer madencilik faaliyetleri ile karşılaştırıldığında sondaj faaliyetinin kısa süreli olması ve atık miktarının nispeten az miktarda olması sebebiyle, atık sondaj çamurlarının susuzlandırılmasında daha pratik ve modüler çözümlere ihtiyaç vardır. Susuzlandırma amaçlı son yılarda kullanılan teknolojilerinden biri de geotekstil tüp uygulamasıdır. Geotekstil tüpler yüksek mukavemetli örgülerden oluşturulmuş örgülü geotekstil bir malzemedir. Birçok alanda susuzlandırma amaçlı kullanılmaktadır. Arıtma çamurlarının susuzlandırılması uygulama alanlarından biridir. Geotekstillerin filtreleme ve drenleme esasına dayanan çalışma prensibi vardır. Jeotekstil tüp içine doldurulan malzeme jeotekstilin geçirimliliği sayesinde suyun geçişine izin verirken zemin tanelerin tüp/torba içerisinde kalmasını sağlar. Bu çalışmada da çevre mevzuatına göre atık sondaj çamuru yönetimi ve bertarafı incelenmiş, jeotekstil tüp susuzlandırılması çalışması ve sonuçlarına yer verilmiştir.

1. Çevre Mevzuatına göre Atık sondaj Çamuru Bertarafı

Ülkemizde radyoaktif atıklar hariç tüm katı atıkların (maden atıkları dâhil) kontrolü ve yönetiminde Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı yetkili otoritedir. Atıkların oluşumundan bertarafına kadar çevre ve insan sağlığına zarar vermeden yönetiminin sağlanması yetkili Bakanlık tarafından belirlenen Atık Mevzuatı çerçevesinde gerçekleştirilir. Atıkların yönetimine dair genel düzenleme "Atık Yönetimi Yönetmeliği" ile yapılmıştır. Avrupa Birliğinde olduğu gibi ülkemizde de özel atık statüsünde olan Maden atıklarının yönetimi ayrı bir yönetmelik ile sağlanmaktadır. Bu amaçla, 2015 yılında yayımlanan "Maden Atıklarının Yönetimi Yönetmeliği (15/07/2015 tarih ve 29417 sayılı RG)" 2017 yılında yürürlüğe girmiştir.

Aranan kaynağın türüne göre (maden ve petrol ve jeotermal gibi) atık sondaj çamurunun yönetimi ve bertarafı farklı çevre mevzuatına tabidir. Maden Atıkları Yönetmeliği (MAY)'ne göre Maden Atığı" "***madenlerin aranmas***ı, çıkarılması, hazırlanması ve zenginleştirilmesi veya depolanması sonucunda oluşan katı veya şlam*/sulu çamur şeklinde madde veya malzeme"* olarak tanımlanmaktadır. Dolayısıyla maden arama sondajı atık çamurları maden atıkları tanımı içinde yer almakta olup, yönetimi ve bertarafı Maden Atıkları Yönetimi yönetmeliği hükümlerine göre gerçekleştirilir. Maden Atıkları Yönetimi Yönetmeliğinin 17. Madde 'sinde sondaj çamurlarına yer verilmiş olup, yağ içeren ya da tehlikeli madde içeren sondaj çamurlarının (yani tehlikeli atık) lisanslı yakma veya tehlikeli atık bertaraf/geri kazanım tesislerinde bertaraf edilmesi zorunlu kılınmıştır. Tehlikeli sınıfında olmayan sondaj çamurları (tehlikesiz atık) ise çamur havuzunda depolanmasına izin verilmektedir. Çamur sadece su ve bentonitten oluşuyorsa ya da kullanılan katkı maddelerinin güvenlik bilgi formunda alıcı ortamlar üzerinde tehlikelilik riski bulunmadığı belirtiliyorsa zemin ve üst örtü teşkilinde geçirimsizlik aranmaz. Aksi takdirde, çamur havuzunda ve üst örtü sisteminde doğal/jeosentetik kil veya jeomembran kullanılarak geçirimsizlik sağlanması gerekir.

Maden tanımı içerisinde yer almayan petrol ve doğalgaz arama kaynaklı atık sondaj çamurlarının yönetimi ve bertarafını ise genel atık mevzuatı hükümlerince düzenlediği anlaşılmaktadır. Ancak, her iki atık sondaj çamurunun tanımlanması, karakterizasyonu ve nitelendirmesi aynıdır. Maden atığı olsun veya olmasın atık sondaj çamurlarının tehlikeli özellikte olup olmadığının ve buna bağlı atık kodunun belirlenmesi, ülkemiz atık mevzuatının temel çerçevesini oluşturan "Atık Yönetimi Yönetmeliği (AYY)" hükümlerine göre gerçekleştirilir. Her türlü atık sahibinin "Atık Yönetimi Yönetmeliği"nin Ek-4'ünde yer alan Atık Listesi'ne göre atığının kodunu belirlemesi gerekir. Sondaj çamurları atık listesinde Maden Atıkları (01 kodu) grubunda "01 05" kodu altında yer alır. Atık sondaj çamurları bu kod altında 6 farklı kod ile tanımlanmıştır.

Çizelge 1. Atık Yönetimi Yönetmeliği Maden Atıkları Atık Listesi

ATIK KODU	ATIK KODU TANIMI	AÇIKLAMA
01	MADENLERİN ARANMASI, ÇIKARILMASI, İŞLETİLMESİ, FİZİKİ VE KİMYASAL İŞLEME TABİ TUTULMASI SIRASINDA ORTAYA ÇIKAN ATIKLAR	
01 05	Sondaj Çamurları ve Diğer Sondaj Atıkları	
01 05 04	Tatlı su sondaj çamurları ve atıkları	
01 05 05*	Yağ içeren sondaj çamurları ve atıkları	A
01 05 06*	Tehlikeli maddeler içeren sondaj çamurları ve diğer sondaj atıkları	M
01 05 07	01 05 05 ve 01 05 06 dışındaki barit içeren sondaj çamurları ve atıkları	
01 05 08	01 05 05 ve 01 05 06 dışındaki klorür içeren sondaj çamurları ve atıkları	
01 05 99	Başka bir şekilde tanımlanmamış atıklar	

A: Mutlak tehlikeli atık; M: Muhtemel tehlikeli atık

Atık listesinde (*) ile işaretlenmiş atıklar tehlikeli atıklardır. Tehlikeli atıklar, ilgili Yönetmeliğin Ek-3/A'da listelenen özelliklerden bir veya daha fazlasına sahip atıklardır. Bu şekilde işaretlenmiş olan atıklar analiz/test yapılmaksızın mutlak tehlikeli olarak sınıflandırılır. Atık listesinde (M) işaretli atıklar ise muhtemel tehlikeli atıklardır. Bu şekilde işaretlenmiş olan atıkların tehlikeli olup olmadığının Yönetmeliğin Ek-3/A'da belirtilen tehlikelilik özelliklerine göre belirlenmesi gerekir. Bu amaçla yapılacak çalışmalarda, ilgili Yönetmeliğin Ek-3/A'da listelenen tehlikelilik özellikleri ilgili Yönetmeliğin Ek-3/B'de yer alan konsantrasyon değerleri esas alınarak yapılır. Sondaj çamuru katkı maddelerinin özellikleri işte bu nokta da önem kazanmaktadır. Tehlikeli sınıfına giren sondaj çamuru katkı maddelerinin kullanılması durumunda, atık sondaj çamurunun tehlikelilik özelliğinin AYY'ne göre belirlenmesi gerekecektir.

Altı haneli atık kodu 99 ile biten atıklar tehlikeli veya tehlikesiz atık olarak sınıflandırılması gerçekleştirilmemiş ve listede başka türlü tanımlanmamış atıkları tanımlar. Sonu 99 ile biten atık kodunun kullanılması bakanlık onayına tabidir. Hangi şatlarda kullanılacağı AYY yönetmeliğinin 12. Maddesinde tanımlanmıştır. Atı**k karakterizasyonunun** ÇED yeterlilik belgesine ya da çevre danışmanlık yeterlik belgesine sahip kurum ve kuruluşlar tarafından yapılması zorunludur.

Atıkların bertarafı söz konusu olduğunda, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından belirlenen depolama kriterlerine göre bir değerlendirme yapılarak uygun depone alanının (bertaraf tesisi) belirlenmesi gerekir. **Atıkların bertarafını düzenleyen yönetmelik "Atıkların Düzenli Depolanmasına Dair Yönetmelik"** dir.

Mevzuata göre 3 tip atık bertaraf tesisi tanımlanmıştır (Çizelge 2). Her bir tesisin atık kabul kriterleri Yönetmelik ile belirlenmiştir (EK-1) (Atıkların Düzenli Depolanmasında Dair Yönetmelik; 26.03.2010 tarih ve 27533 sayılı RG).

Çizelge 2. Düzenli depone alan tipleri ve kabul edilen atıklar

Atık Özelliği	Düzenli Depone alan türü
İnert atıklar	III. sınıf depolama tesisi
Tehlikesiz atık	II. sınıf depolama tesisi
Tehlikeli atık	I.sınıf depolama tesisi

İlgili düzenlemeye göre, atıkların düzenli depolanma kriterleri atığın TS-EN 12457-4 yöntemine göre yapılacak testin (10L/kg sıvı/katı derişimde katının kısa süreli su ile liç testi) elaut analizi sonuçlarına göre belirlenmektedir.

2. Atık Sondaj Çamurunun Jeotekstil Tüp ile Susuzlandırılması

2.1 Jeotekstil Tüp/torba

Jeotekstil, toprak(jeo) çevrede kullanım için polimerik veya jüt, pamuk gibi doğal malzemeler ile tekstil prosesleri kullanılarak dokuma yapılarak veya dokuma yapılmadan üretilen bir malzemedir. Jeotekstil tüp ise, jeotekstil kullanılarak imal edilen, dayanıklı, esnek ve su geçirgen içi boş kapalı uçlu, üzerinde pülpün pompalanarak veya hidrolik olarak tüp içine yerleştirilebileceği bir veya daha fazla doldurma girişi bulunan, silindirik bir tüpdür. Son derece yüksek mukavemetli dayanıklı geçirgen jeotekstillerden yapılan jeotekstil tüplerin en önemli tasarım özelliklerden biri pülp ile doldurulurken yüksek basınç altında esnek olma, genişleme ve form tutma yeteneğidir.

Jeotekstil tüpler nihai çekme dayanımı 60-120 kN/m olacak şekilde tasarlanmış örgülü veya örgüsüz jeotekstilden imal edilir. Genellikle seçilen jeotekstilin gözenek boyutu (EOS) tipik olarak yaklaşık 400 mikron veya daha küçüktür. Jeotekstilin hem kumaş rulo uzunluğunda (çözgü) hem de çapraz rulo genişliğinde (atkı) benzer çekme dayanımlarına sahip olması istenir. Jeotekstil tüpler, 1 ila 10 m arasında bir "teorik çap" ile üretilir, uzunluğu 100 m'ye kadar olabilir, ancak daha tipik olarak 20-30 m'dir (Martin, 2009).

Jeotekstil tüp kullanımı 1970'lerde başlamış ve esas olarak kıyı mühendisliği projeleriyle ilişkili yapısal amaçlar için yoğun olarak kullanılmıştır. Kumun tutulması ve suyun hızlı bir şekilde boşalması ile elde edilen tarama kumlarının doldurulduğu tüpler daha sonra bir yapının parçası olarak, baraj/dalga kıran geliştirme ve plaj iyileştirme çalışmalarında kullanılmıştır. 1980'lerden bu yana ABD, Brezilya, Hollanda ve Almanya'da bu teknik drenaj akış kontrolü, erozyon ve aşınma koruması ve kirlenmiş malzemelerin sudan arındırılması ve tutulması için başarı ile uygulanmıştır. Jeotekstil tüp uygulamaları 1990'lardan bu yana ise susuzlandırma amaçlı uygulamalarda da kullanımını kanıtlamıştır. Günümüzde madencilik gibi birçok endüstrinin ve arıtma çamurlarının susuzlandırılmasında maliyet ve proses etkin bir araç olarak tercih edilmektedir (Fowler ve Trainer, 1997; Cantre,2002; Fowler vd., 2002; Newman vd., 2004; Kiffle vd., 2020; Chao vd., 2020; Morais vd., 2020; Bulut ve Şengül 2024).

Jeotekstil tüp ile susuzlandırma işlemi birden fazla dolum ve dolumun durduğu çekilme aşamasından oluşur (şekil 1). Sulu katının (pülp/ slury) basınç altında tüp içine doldurulması ile susuzlandırma başlar; katı tüp içinde tutulurken, su jeotekstil tüpden, gözenekli jeotekstil filtre görevi görür, dışarı akmaya başlar. Dolum sırasında, tüpe pompalanan pülpün önemli bir kısmı, doldurma işleminin türbülanslı doğası nedeniyle süspansiyon halinde kalır. Tüp istenen doldurma yüksekliğine kadar doldurulduğunda pülp beslemesi kapatılır ve tüp ilk çekilme aşamasına girer. Çekilme sırasında, pülpteki katılar serbest çökelme koşulları altında yerçekimin etkisi ile aşağıya doğru hareket eder ve süspansiyon bölgesi hızla bir çökelme bölgesine dönüşür. Katıların dibe ve suyun üste göçü, tüpün alt katmanlarında katının yoğunlaşmasını etkili bir şekil-

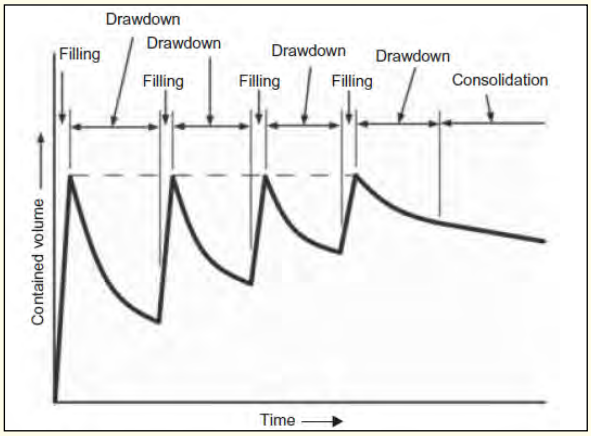
de artırır. Çekilme aşaması sırasında tüpün içi üst sıvı, çökelme ve çökelti (biriken katılar) bölgelerine ayrılır. Üst sıvı, jeotekstil tüpünden nispeten hızlı bir şekilde boşalır ve jeotekstil tüpünün yüksekliği, hacimdeki azalmaya uygun olarak azalır. Jeotekstil tüpünün altındaki taban gözenekliyse, başlangıçta biraz su da tüp tabanından aşağı doğru akar, ancak bu, tüpün tabanında katı çökeltisi (kek) oluştuğunda hızla ihmal edilebilir bir miktara düşer. İlk tam çekilme aşamasının sonunda, tüpün içinde kalan tek şey, tüpün tabanında biriken çökelti olacaktır (Şekil 3c). Yüksekliği azalan tüp, bu çökmüş bölgenin şekline uyum sağlar. Bu aşamada su giderimi oldukça düşüktür.

Sonraki doldurma aşamalarında, taze pülp basınç altında jeotekstil tüpe verilir (Şekil 3d). Basınçlı ve türbülanslı olan pülp, tüpün üst yüzeyini kaldırır ve tüm doldurma aşaması boyunca onunla doğrudan temas halinde kalır. Tüp istenen doldurma yüksekliğine ulaşana kadar doldurma işlemi devam eder. 2. dolum sırasında tüp içinde artık üç farklı bölge vardır: süspansiyon, çökelme ve çökelti bölgesi. Süspansiyon bölgesi, alt bölgelere kıyasla nispeten düşük katı konsantrasyonuna sahip taze pülpten oluşur. Süspansiyon bölgesinin altındaki çökelme bölgesi ise artık engelli çökelme koşullarının geçerli olduğu bir çökelme bölgesidir. En altta ise katıların birikmesi ile oluşan bir çökelti bölgesi vardır. Bu en yoğun bölgedir ve burada hacimdeki sonraki değişiklikler kendi ağırlığının konsolidasyonundan kaynaklanır. Tekrarlanan dolum sırasında bulamacın akış türbülansı, önceki çekme aşaması sırasında oluşan herhangi bir filtre keki birikimini parçalayarak, serbest suyun sürekli dışarı akışını ve tüpün alt kısmındaki tortulaşmayı sağlar.

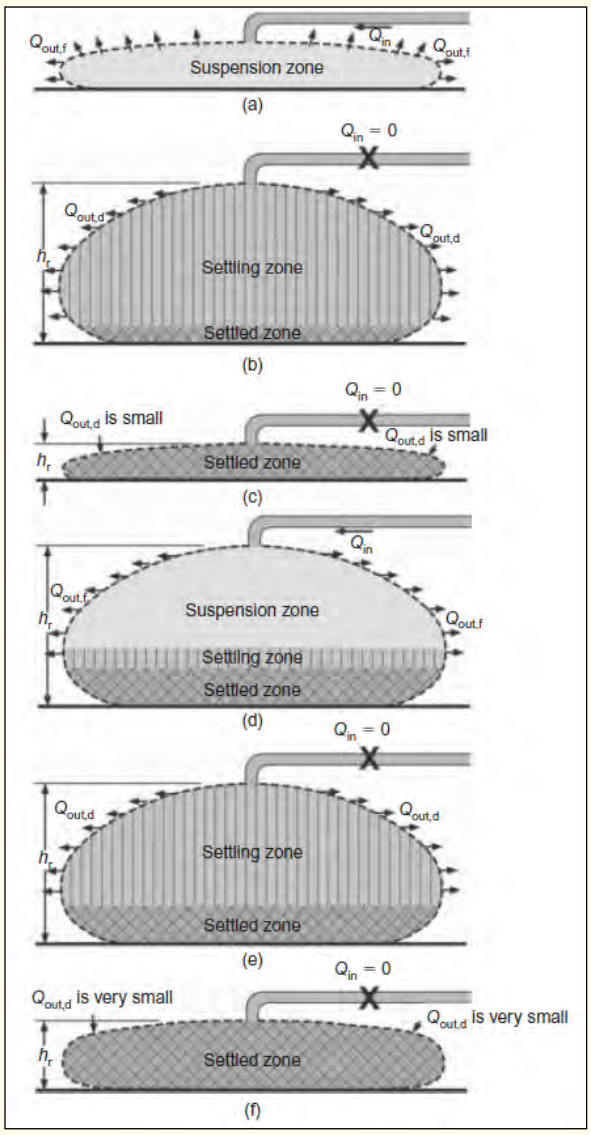
Yeniden doldurma işlemi tekstilden geçen su miktarı önemsiz hale gelene kadar tekrarlanır (Lawson, 2008). Doldurma ve Çekilme döngülerinin sayısı arttıkça, tüpte çöken katı hacmi artar, ta ki çöken bölge hacmi su giderme tüpünün maksimum dolum hacmine yaklaşana kadar. Doldurma ve çekme döngülerini bu noktadan sonra artırmak etkisiz hale gelir, çünkü zaten dolu olan jeotekstil tüpe ihmal edilebilir miktarda pülp eklenebilir. Tüp içinde biriken katı hacmindeki azalma ancak kendi ağırlığının konsolidasyonu ile olacaktır ve bu işlemden kaynaklanan su çıkışı süspansiyon ve çökelme ile karşılaştırıldığında ihmal edilebilir düzeydedir (Yee ve Lawson, 2012).

Jeotekstil tüplerim imal edildiği jeotekstillerin örgü tasarımı deneniyle aslında çok sınırlı tıkanma vardır. Örgüsüz jeotekstil tüplerde ise önemli miktarda tıkanma ve birikme olur. Dolayısyla kullanılan jeotekstilin türü önemlidir ve susuzlandırılacak pülpün özellikleri ve de susuzlandırmanın amacına bağlı olarak uygun jeoteksitil türü seçilir (Morgan 2014). Flokülant kullanımı ise jeotekstil tüp ile susuzlandırma işleminin hızını artırır. Flokülasyon katının sıvıdan daha hızlı bir şekilde ayrılmasını ve oluşan flokların gözeneklerinden daha hızlı su akışını sağlar (Vorley vd. 2008).

Susuzlandırmada alternatif bir yöntem olarak jeotekstil tüp uygulaması küçük çevresel ayak izi, en az çevresel etki, geniş bir boyut aralığına değişen katıların (tortu, çamur, kum boyutu) susuzlandırılmasına imkan tanıması, kokuları hapsetme yeteneği ve UV ışınlarına dayanıklılığı gibi avantajlar sunar (Rose Mary vd. 2002). Jeotekstil tüp susuzlandırma teknolojisi, basitlik, düşük yatırım, bakım ve işletme maliyeti, pülp hacminin %80'e kadar azaltılması ve susuzlandırılan malzemenin tüp içerisinde kalıcı olarak tutulması nedeniyle lojistik açıdan uygun olması gibi rekabetçi avantajlara sahiptir (Kiffle vd.,2022).



Şekil 1. jeotekstil tüp susuzlandırma prosesinde dolum, çekilme ve konsolidasyon fazları (Lawson 2008)



Şekil 2. farklı dolum ve çökelme aşamalarında jeotekstil tüp içindeki durum a) ilk dolum aşaması b) ilk çekilme aşamasının başlaması; c) ilk çekilme aşaması sonu; d) takip eden dolum aşamasının sonu; e) takip eden çekilme aşamasının başlangıcı; d) takip eden çekilme aşamasının sonu (Lee ve Lawson, 2012)

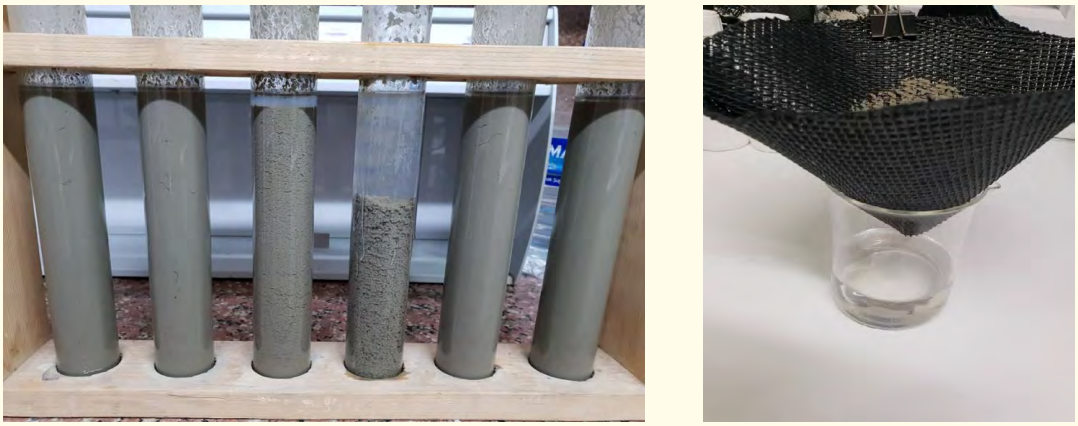
2.2. Jeotekstil Tüp ile Susuzlandırma Laboratuvar ve Saha Uygulaması

Bu çalışmada MTA genel Müdürlüğünün Trakya Kömür Aramaları Projesi kapsamında Lüleburgaz sahasında yaptığı maden sondajı atık çamurunun jeotekstil tüp ile susuzlandırlması çalışması gerçekleştirilmiştir.

Kömür arama sondajlarında kullanılan sondaj çamuru su bazlı bentonit çamuru olup, arzu edilen kalite de çamur elde etmek için bazı durumlarda katkı maddesi (NaOH, CMC, XCD polimer gibi) de kullanılmıştır. Sondaj sahalarından gelen atık sondaj çamurları taban geçirimsizliği jeomembran ile sağlanmış çamur atık havuzunda toplanmıştır.

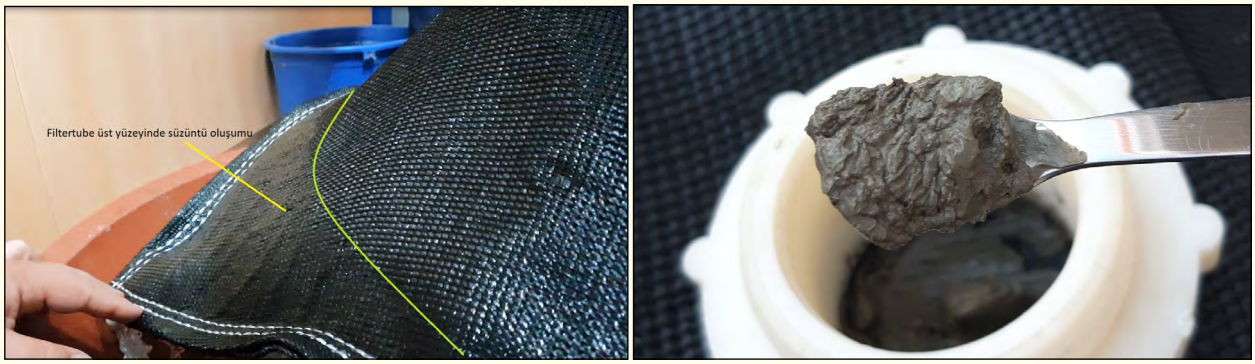
Laboratuvar çalışması

Sahada çamur atık havuzundan temin edilen temsili numune ile laboratuvarda yapılan çalışmalarda çamurun pH değeri 8.22 ve katı oranı ise %17,5 olarak tespit edilmiştir. Daha sonra farklı özelliklerdeki (anyonik, katyonik, non iyonik) flokülant ile flokülasyon testleri gerçekleştirilmiş en iyi sonuç pH=5,5 ve çamurun katı içeriğinin 2 kat seyreltilmesi (%5.72) ile Newen-08 kodlu flokülant ile sağlanmıştır (Şekil 3a). 300 ml'lik çamur numunesi floküle edildikten sonra jeotekstil filre malzemesinin kullanıldığı huni testi uygulanmış (şekil 1 b) ve 1 saat sonunda 205 ml temiz berrak su deşarjı gözlemlenmiştir. 24 saat sonra ise filtre olan su miktarı 248ml'ye ve çamurun karı içeriği %33'e ulaşmıştır. Flokülasyon sonrası yastık filtre ile yapılan torba testinde ise 24 saatlik susuzlandırma sonrası katı içerği %37'ye ulaşmıştır (Şekil 4).



a b

Şekil 3. a) Fokülasyon testi b) flokülasyon sonrası huni testi ile filtrasyon testi



a b

Şekil 4. Flokülasyon sonrası a) Filtertube torba susuzlandırma testi b) Filtertube içerisinden alınan numune

Saha Uygulaması

Saha uygulamasında atık sondaj çamuru 20 m^3 lük tanklarda 1:1 oranında su ile seyreltilmiş (~%7,5 katı), HCl kullanılarak çamurun pH'sı pH=5,5-5,7'ye ayarlanmıştır. Tank içerisinde mekanik olarak karıştırılarak su ile seyreltilen homojenize edilmiş çamur boru hattı ile bir çamur pompası (20-30 m^3/saat akış hızında) kullanılarak 40 m^3'lük jeotekstil tüpe aktarılmıştır. Önceden hazırlanmış %0,2'lik flokülant çözeltisi (600L) çamurun jeotekstil tüpe taşındığı boru hattı üzerinde bir noktada boru içine yapılmıştır. Flokülant çözeltisinin seyreltik çamur ile iyice karışmasını sağlamak için flokülant besleme noktasında helozon karıştırıcı kullanılmıştır. Bu şekilde flokülant ile buluşan çamurun jeotekstil tüpe ulaşıncaya kadar iletim hattı içinde iyice karışması ve flokülasyon etkinliğinin arttırılması amaçlanmıştır (Şekil 5). Jeotekstil tüpe ilk doldurma sonrası Jeotekstil tüpten süzülen su miktarı iyice azalıncaya kadar beklenip (sahada geçerli operasyon şartlarına göre bu süre 10-15 dk ile sınırlandırılmıştır) daha sonra jeotekstil tüpe ikinci 20 m^3'lük çamur doldurma işlemi gerçekleştirilmiştir. Bu işlem 4-5 kez tekrar edilmiş ve toplamda 100-110m^3 çamur jeotekstil tüpe gönderilmiş ve nihayetinde en az %30 katı içeren bir susuzlandırılmış çamur elde edilmiştir. Susuzlandırma işlemi sırasında elde edilen filtre suyu sistem içerisinde çamur seyreltilmesi için kullanılmıştır. Bu çamur sahada kamyon ile taşınabilecek katı oranında olup, torba kesildikten sonra kepçe ile alınan çamurlar kamyon ile taşınarak uygun yerlerde reklamasyon amaçlı serilerek bertarafı gerçekleştirilmiştir (Şekil 6).

Saha uygulamasında kullanılan jeotekstil tüpün üretici firma tarafından belirtilen dayanım ve hidrolik özellikleri Tablo 1'de verilmiştir.

Tablo 1. Jjeotekstil tüp özellikleri (üretici firma)

Mekanik Özellikleri	GT500D
Ürün tipi	Yüksek performanslı filtre kumaşı (örgülü)
Malzeme	Polipropilen iplik
Renk	Koyu siyah
Minimum Çekme dayanımı (kN/m)	70
Minimum dikiş dayanımı (kN/m)	65
Hidrolik özellikler	
Su akış hızı (l/min/m^2)	813
Görünür açıklık boyutu(AOS) mm	0,43
Kütle/birim alan (g/m^2)	585
Gözenek(pore) boyut dağılımı (O95) (Mikron)	195
Kalınlık (mm)	1,8

AOS: en büyük gözenek boyutu

O95: filtre gözeneklerinin %95'inin küçük olduğu en büyük gözenek boyutu

Şekil 5. Çamur karıştırma ve flokülant besleme tankları

Şekil 6. jeotekstil tüp ile susuzlandırma ve nihai çamur

3. Sonuçların Değerlendirilmesi

Mineral süspansiyonlarında katı sıvı ayırma işlemi (susuzlandırma) büyük ölçüde tane boyutuna bağlıdır ve birçok durumda ayırma daha büyük boyuttaki parçacıklar için daha etkilidir. Birkaç mikron boyutundaki katıların yer çekimi ile çökelmesi son derece yavaş bir şekilde gerçekleşir. İnce tanelerin bir araya gelerek boyutunun artırılması susuzlandırma işleminde katı sıvı ayırma verimliliğini iyileştirmenin yaygın bir yöntemidir. İnce taneler uygun flokülant vasıtası ile flok adı verilen nispeten büyük, daha hızlı çökelen topaklara floküle edilebilir.

Duraylı mineral süspansiyonlarında taneler genellikle elektriksel olarak yüklüdürler. Bu yükün doğası ve değeri, yükü oluşturan mekanizmaya, süspansiyonu oluşturan katı ve çözeltinin özelliklerine göre değişir. Mineral süspansiyonlarında taneler arasında dengeyi kontrol eden, itme ve çekme şeklinde iki çeşit kuvvet vardır. Çekim kuvvetleri taneler birbirlerine göre çok yaklaştıkları zaman etkili olan atomlar arası kuvvetlerdir ve bu kuvvetlerden en önemlisi London-Van der Waals kuvvetidir. Taneler arası itme kuvveti ise yüzeyin hidratasyonu ve/veya tanelerin yüzey yüküne bağlı gelişen elektriksel itme kuvvetidir (Gregory,

1990; Gric, 1978). Bir mineral süspansiypnunda yüzey yüküne bağlı taneler arasındaki bu elektrostatik itme kuvveti tanelerin bu çekme kuvveti ile bir araya gelip topaklaşmasını sağlayacak yakınlığa gelmesini engeller. Tanelerde yüzey yükünü oluşturan mekanizmalar katıyı oluşturan iyonların yüzeyde eşit olmayan dağılımı, belirli iyonların yüzeye tercihli soğurumu, yüzey gruplarının iyonizasyonu, kristal yapıdaki kusurlar veya bunların herhangi bir kombinasyonu ile oluşur (Tripathy ve Ranjan De, 2006)***)***.

Sondaj çamurunun temelini çoğunluğu montmorillonitten oluşan simektit grubu bir kil minerali olan bentonit oluşturmaktadır. 2 mikron ve daha küçük tane boyutuna sahip kil su ile karıştırıldığında duraylı kolloidal süspansiyonlar oluşturur. Kilin düz ve köşe yüzeyleri olmak üzere elektrokinetik özellikleri farklı iki yüzeyi mevcuttur (Van Olphen 1963). Kilin düz yüzeylerinde yüksek değerlikli iyonların daha düşük değerlikli iyon ile yer değiştirmesi sonucu negatif bir yük; köşe yüzeylerinde ise çözelti karakteristiklerine göre değişen pozitif veya negatif bir yüzey yükü vardır. Köşe yüzeylerinde belirli bir pH değerinin (IEP) üzerinde yüzeyler negatif iken altında ise pozitif olacaktır Benetonit kilinin köşe yüzeylerinde pozitf yükün pH= 6,5 altında geliştiği belirtilmektedir Dolayısyla bentonit süspansiyonlaının duraylı süspansiyon oluşturma ve flokülasyon davranımı pH ile kuvvetli bağlantılıdır. pH ≤7 üzerinde duraylı süspansiyonlar oluşurken asidik şartlarda duraysız (floküle) süspansiyonlar oluştuğu belirtilmektedir (Akther vd, 2008). Asidik koşullarda negatif yüklü düz yüzeyleri ile pozitif yüklü köşe yüzeyleri arasındaki çekim kuvveti bentonit süspansiyonların sedimantasyonunu sağlar. (Permien ve Lagaly, 1995). Atık sondaj çamurunun kendi pH değerinde (pH=8.2) köşe yüzeyleri negatif olacağından sedimantasyon gözlenmezken, pH'nın pH=5,6-5,7'ye düşürülmesi K-Y birleşmesi ile tanelerin kümelenmesini dolayısyla da sedimantasyonunu olumlu geliştirecektir.

Bentonitin bir diğer özelliği ise, onu sondaj çamurunun ana bileşeni yapan, reolojik özellikleridir. bentoit süspansiyonlarının viskozite, jel oluşturma yüksek kesme dayanımı ve kopma nokasına sahip olması gibi özellikleridir. Tün bu reolojik özellikler susuzlandırma aşamasında zorluk olarak ortaya çıkaktadır. Atık sondaj çamuru mevcut katı derişiminde bir süspansiyondan daha çok bir akışkan özellik göstermekte ve çökelme ve floküle olma yeteneği azalmaktadır. Bu reolojik özelliklerin susuzlandırma lehine düzeltilmesi için katı derişiminin azaltılması kaçınılmaz olmaktadır. Ayrıca pH'nın düşürülmesi süspansiyonun jelleşme özelliğini zayıflatırken, viskozitesini de düşürerek katı-sıvı ayırımını kolaylaştırmaktadır.

SONUÇ

Bu çalışma ile atık sondaj çamurunun susuzlandırılmasında jeotekstil tüp uygulamasının başarılı olduğu gösterilmiştir. Atık sondaj çamurunun katı içeriği jotekstil tüp uygulaması ile %7,5-8 'den %30 katı içeriğine yükseltilmiştir. Jeotekstil tüp seçimi ve uygulama susuzlandırma operasyonuun amacına göre değişecektir. Bu çalışmada susuzlandırma projesinin hedefi reklamasyon amaçlı alanda serilebilecek katı oranında bir çamur eldesi olduğundan konsalidasyon süresinin uzatılması ihtiyacı duyulmamıştır.

Joetekstil tüp ile atık sondaj çamuru susuzlandırılması, pratik, teknik olarak uygulanabilir ve çevresel açıdan kabul edilebilir olduğu kanıtlanmıştır.

KAYNAKLAR

Akther S. Hwang J., Lee H. 2008. Sedimentation characteristics of two commercial bentonites in aqueous suspensions Clay Minerals, 43, 449–457.

Bulut A., Sengül T. (2024). Investigation of the dewatering process with geotextile tubes by sedimentation, one- and two-dimentional filtration test methos. Arabian journal for Science and Engineering 2024

Cantre . 2002. Geotextile tubes—analytical design aspects. Geotextiles and Geomembranes 20 (2002) 305–319.

Chao O.,Lin Z., Yeh J., Yang L. (2020). The benefit of geotextile tube for mining applicaiton in GeoAmericas 2020. 4th Pan american conference on geosynthetics, 26-29 Nisan 2020 Brezilya.

Fowler, J., Trainer, E., 1997. Dewatering sewage sludge with geotextile tubes. Geotechnical Fabrics Report.

Gregory, J., Flocculation. Innovation in Flotation Technology, NATO ASI Series, vol:2008.

Gric, N.M., 1978. Theory of flocculation. Minerals Engineering Handbook, 57-61.

Kiffle Z.B., Bhatia S.K., Lebster G.E (2022). Dewatering of mine tailings sluries using geotextile tube: case histories. International journal of Geosynthetics and Ground Engineering, 9:5, https://doi.org/10.1007/s40891-022-00422-x

Lawson, C.R., 2008. Geotextile containment for hydraulic and environmental engineering. Geosynth. Int. 15 (6), 384–427.

Martin Smith 2009.Geotextile tubes in environmental applicaitons.

Morais F.T., Silva L.C.F., Gardoni M.G. (2020). Geotextile tubes to dewater and confine fine gold tailings.

Morgan, Kevin R., "Geotextile Tubes and Their Application to Dewatering" (2014). *Electronic Theses & Dissertations*. 1196.http://digitalcommons.georgiasouthern.edu/etd/1196

Newman P., Hodgson M., Rosselot E., 2002. The disposal of tailings and minewater sludge using geotexitile dewatering techniques. Minerals Engineering 17 (2004)115-121.

Permien T. & Lagaly G. (1995) The rheological and colloidal properties of bentonite dispersions in the presence of organic compounds: V. Bentonite and sodium montmorillonite and surfactants. Clays and Clay Minerals, 43, 229_236

Rose Mary B. Fowler J., Trainer E. (2002). "Dewatering Sewage Sludge with Geotextile Tubes.".

Tridib Tripathy and Bhudeb Ranjan 2006., Flocculation : A New Way to Treat the Waste Water J. Phys. Sci., 2006, no. 10, pp. 93–127.

Worley J.W.. Bass, T. M., Vendrell P.F. (2008). Use of geotextile tubes with chemical amendments to dewater dairy lagoon solids. Bioresource technology, vol 99(10)pp. 4451-4459,https://doi.org/10.1016/j.biortech.2007.08.080

Yee, T.W., Lawson, C.R. (2012). Modelling the geotextile tube dewatering process. *Geosynthetics International*, 19, No. 5, 339–353. [http://dx.doi.org/10.1680/gein.12.00021]

Yee T.W., Lawson C:R., Wang Z.Y, Ding L., Liu Y.(2012). Geotextile tube dewatering of contaminated sediments, Tianjin Eco-City, China, Geotextiles and Geomembranes 31 39-50. doi: 10.1016/j.geotexmem.2011.07.005

Maden Atıkları Yönetmeliği (2015). T.C. RG: 29417, 15.07.2015.

Atık Yönetim Yönetmeliği (2015), T.C. RG: 29314, 02.04.2015.

Atıkların Düzenli Depolanmasına Dair Yönetmelik (2010). T.C. RG: 27533, 26.03.2010.

2010/16 sayılı Çevre Yönetimi Genel Müdürlüğü'nün "Atıkların Düzenli Depolanmasına dair Yönetmeliğe ilişkin Genelgesi.

MTA'NIN 2010 SONRASI JEOTERMAL SONDAJLARINA GENEL BİR BAKIŞ

Overview of MTA's Geothermal Drilling After 2010

Osman Kaan Güneş [1,*], Tolga Akgöl [2]

[1] *MTA Genel Müdürlüğü Sondaj Dairesi Başkanlığı, Ankara*
[2] *MTA Ege Bölge Müdürlüğü, İzmir*
*(*Sorumlu yazar: osmankaan.gunes@mta.gov.tr)*

ÖZET

Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA) kurulduğu yıldan bu yana, Türkiye'nin enerji potansiyelini keşfetmek ve geliştirmek amacıyla önemli projelere imza atmıştır. Kuruluş kanununa göre; yurdumuzun maden ve taş ocakları kaynaklarını aramak, bulmak ve işletmeye uygun olup olmadığını tespit amacıyla gerekli etütleri ve analizleri yapmakla görevlendirilmiştir. Metal, kömür ve petrol grupları olarak çalışmalarına başlayan kuruluş, gelişen teknolojiler ve enerji ihtiyacının artmasıyla jeotermal kaynak aramalarında da öncü olmuştur. Bu süreçte gerçekleştirilen jeotermal sondaj faaliyetleri, Türkiye'nin yenilenebilir enerji politikalarına katkıda bulunmakla birlikte enerjide bağımsızlık hedefine ulaşmada da kilit bir rol oynamaktadır.

Günümüzde, hayatın hemen her alanında veriler dijital ortama taşınmakta ve bu veriler ışığında kapsamlı analizler gerçekleştirilebilmektedir. Sondaj sektörü de bu dijital dönüşümden nasibini almış, özellikle 2010 yılından itibaren veri işleme ve analiz uygulamaları hızla yaygınlaşmıştır. Sondaj verilerinin analizi, kuyu tasarımında doğru ve bilinçli kararlar almayı mümkün kılar. Kuyu stabilitesine yönelik incelemeler ve geçmiş kuyu problemlerinin detaylı analizleri, ileride yapılacak operasyonların planlanması aşamasında risk yönetimi ve güvenlik açısından kritik avantajlar sunar. Bunun yanı sıra, sondaj sürecinden üretim aşamasına kadar yapılan optimizasyonlar, operasyonel verimliliği de artırır. Sondaj veri analizi sayesinde operasyonel verimsizlikler minimize edilerek maliyetler kontrol altına alınır.

Bu çalışmada, 2010 yılı ve sonrasında MTA tarafından jeotermal enerji aramaları kapsamında gerçekleştirilen sondaj çalışmaları ele alınmıştır. Sondajlara ait raporlar detaylı bir şekilde incelenmiş, veriler işlenerek kapsamlı bir analiz yapılmıştır. Çalışmada yıllara göre açılan kuyu sayıları ve toplam derinlikler, ortalama sondaj ilerleme hızları (ROP) ve sondaj sırasında karşılaşılan kuyu problemleri gibi teknik detaylar değerlendirilmiştir.

Sondaj esnasında elde edilen veriler ve analizler ışığında, Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyeli daha etkin bir şekilde değerlendirilebilir ve bu alandaki yatırımlar daha stratejik bir şekilde planlanabilir. Bu bağlamda, MTA'nın gerçekleştirdiği sondaj faaliyetleri, Türkiye'nin yenilenebilir enerji vizyonunu gerçeğe dönüştürmede hayati bir rol oynamaktadır.

Anahtar Kelimeler: Jeotermal enerji, sondaj, bilgi bankası, veri işleme ve analizi, yenilenebilir enerji

ABSTRACT

Since its establishment, the General Directorate of Mineral Research and Exploration (MTA) has implemented significant projects to explore and develop Turkey's energy potential. According to its founding law, MTA is responsible for conducting the necessary surveys and analyses to search for, discover, and determine the feasibility of operating mineral resources and quarries in Turkey. Initially focused on Today, data is being digitized in nearly every aspect of life, enabling comprehensive analyses based on these datasets. The drilling sector has also benefited from this digital transformation, with data processing and analysis applications becoming widespread, particularly since 2010. The analysis of drilling data allows for informed and accurate decision-making in well design. Studies on well stability and detailed evaluations of past well problems provide critical advantages in risk management and safety during future operations. Additionally, optimizations applied throughout the drilling and production processes enhance operational efficiency. Through drilling data analysis, operational inefficiencies can be minimized, and costs can be effectively controlled.

This paper examines the drilling activities conducted by MTA for geothermal energy exploration since 2010. Drilling reports have been analyzed in detail, and a comprehensive assessment has been made based on processed data. The study evaluates various technical details have been assessed.

By leveraging the data obtained during drilling and subsequent analyses, Turkey's geothermal energy potential can be evaluated more effectively, and investments in this field can be planned more strategically. In this context, MTA's drilling activities play a crucial role in transforming Turkey's renewable energy vision into reality.

Keywords: Data processing and analysis, data bank, drilling, geothermal energy, renewable energy, drilling data bank

GİRİŞ

Jeotermal enerji, sürdürülebilirlik ve düşük çevresel etkisi bakımından son yıllarda birçok ülkede enerji politikalarının merkezine yerleşmiştir. Türkiye'de ise Batı Anadolu başta olmak üzere birçok bölgede yapılan araştırmalar, ülkenin yüksek jeotermal potansiyele sahip olduğunu ortaya koymuştur (Serpen vd., 2009). Bu potansiyelin değerlendirilmesi amacıyla son yıllarda hem kamu kurumları hem de özel sektör tarafından çok sayıda arama ve sondaj çalışması gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalar, yalnızca enerji üretimi açısından değil, aynı zamanda bölgesel kalkınma, konut ısıtması, sera ısıtması ve termal turizm gibi çeşitli alanlarda da önemli katkılar sağlamaktadır.

Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü'nün (MTA) verilerine göre, Türkiye'de jeotermal arama amaçlı açılan ilk kuyu MTA tarafından 1963 yılında İzmir/Balçova'da açılmıştır. O tarihten bu yana 1000'den fazla, farklı sıcaklıklarda jeotermal kaynak tespit edilmiştir. Bu kaynakların 650'den fazlası MTA tarafından sondaj yoluyla tespit edilmiştir. Bu kaynakların %90'ı düşük ve orta sıcaklıklı olup; doğrudan kullanım (ısıtma, termal turizm, çeşitli endüstriyel uygulamalar vb.) için uygundur. Geri kalan %10'u ise dolaylı uygulamalar (elektrik enerjisi üretimi) için uygundur (MTA).

Jeotermal enerji sektöründe artan rekabet, kaynakların daha verimli kullanılmasını zorunlu kılmakta; bu da sondajdan üretime kadar olan tüm süreçlerde veri analizi temelli yaklaşımların önemini artırmaktadır. Jeotermal enerji arama ve üretim süreçlerinin temelini oluşturan sondaj faaliyetleri, yüksek maliyetli ve riskli operasyonlar olması nedeniyle dikkatli planlama ve karar alma süreçlerini gerektirir. Günümüzde jeotermal aramalarda yalnızca fiziksel sondaj değil, aynı zamanda bu sondajlardan elde edilen verilerin doğru

bir şekilde işlenmesi ve yorumlanması da büyük önem taşımaktadır. Veri odaklı yaklaşımlar sayesinde hem teknik karar alma süreçleri iyileştirilmekte hem de maliyet ve zaman açısından daha sürdürülebilir operasyonlar gerçekleştirilebilmektedir. Yapılan bir çalışmada yaklaşık 4000 jeotermal amaçlı sondaj operasyonu verileri incelenmiş ve veri işleme sistemlerinin karar destek süreçleri ile entegrasyonunun daha sonra yapılan sondaj operasyonlarının başarısını artırabildiği sonucuna varılmıştır. (Sanyal ve Morrow, 2012).

Ayrıca, veri odaklı analiz keşif ve üretim aşamalarında çalışan mühendislere verilerden anlam çıkarma konusunda yeni imkanlar sunmaktadır. Geçmiş verilere ait örüntülerin analiz edilmesi ve gerçek zamanlı verilerdeki olayların tespit edilmesi, operasyonel süreçlerin iyileştirilmesinde kullanılan başlıca yöntemlerdir. Bu doğrultuda, sondaj endüstrisinde veri odaklı analizlerin uygulanması, daha derinlemesine fikirler elde edilmesini ve risklerin en aza indirilmesini sağlamaktadır (Dursun, 2014).

Türkiye'de bu alanda yapılan çalışmalar, genellikle saha bazlı ve üretime yönelik analizler şeklinde ilerlemiş; belirli bölgelerdeki kaynakların potansiyeli üzerine yoğunlaşmıştır. Ancak, ulusal ölçekte, çoklu sahaları kapsayan ve sondaj verilerini de dikkate alan değerlendirmeler sınırlı sayıda kalmıştır.

Bu nedenle, MTA gibi kurumsal yapıların sahip olduğu uzun dönemli ve sistematik veriler hem akademik araştırmalar hem de kamu politikaları açısından büyük önem taşımaktadır. 2010 sonrası dönemde MTA'nın gerçekleştirdiği jeotermal sondaj faaliyetlerinin analizi, bu boşluğu doldurabilecek nitelikte değerli bilgiler sunmakta ve Türkiye'nin yenilenebilir enerji vizyonuna katkı sağlayacak stratejik planlamalar için temel oluşturmaktadır.

YÖNTEM

Bu çalışmada, MTA tarafından 2010 yılı sonrasında gerçekleştirilen jeotermal sondaj faaliyetlerine ilişkin raporlar ve veriler incelenmiştir. İlk olarak, MTA'nın arşivlerinden temin edilen sondaj bitirme raporları dijital ortama aktarılmış; ardından veriler sınıflandırılarak çeşitli analizler gerçekleştirilmiştir.

Analiz kapsamında aşağıdaki teknik parametreler aykırı ve mantıksız veriler elenerek değerlendirilmiştir:

- Coğrafi dağılım
- Kuyu çapları ve derinlikleri
- Sondaj ilerleme hızları (ROP)
- Sondaj sırasında karşılaşılan kuyu problemleri

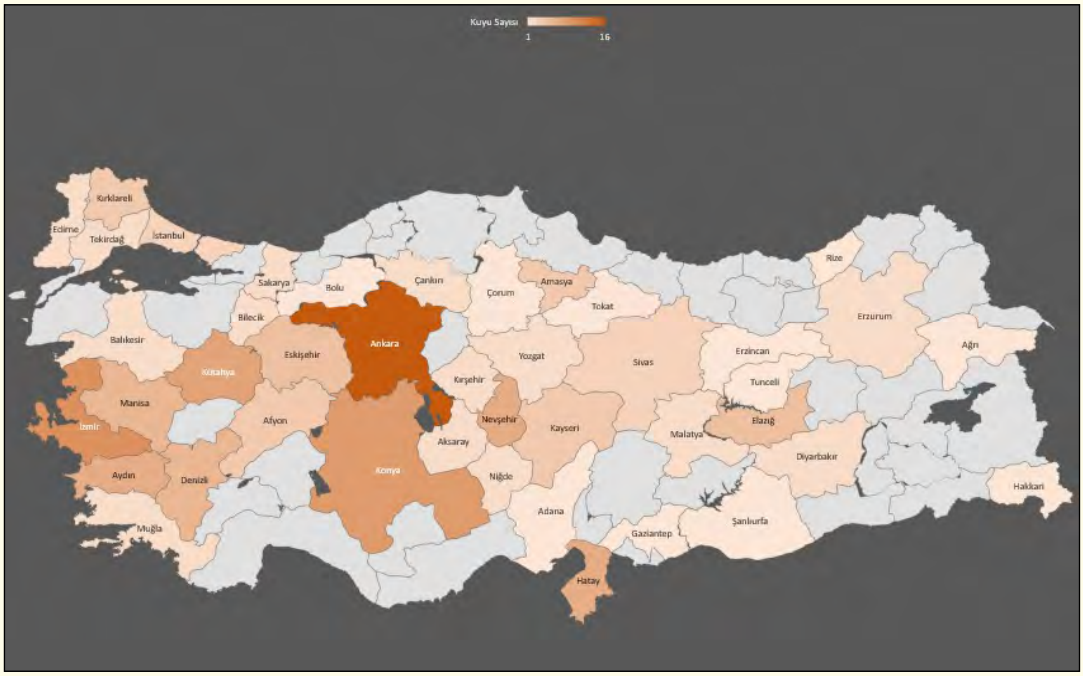
Veri analizinde istatistiksel karşılaştırmalar yapılmış, örüntülerin belirlenmesi amacıyla grafiksel analiz tekniklerinden yararlanılmıştır. Elde edilen bulgular, Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyelinin etkin kullanımına ve gelecekte yapılacak jeotermal sondaj planlamalarına ışık tutacak şekilde değerlendirilmiştir.

BULGULAR

Bu çalışmada, MTA tarafından 2010 yılı sonrası gerçekleştirilen jeotermal sondajlara ait 147 kuyunun verileri analiz edilmiştir. İncelenen sondaj verileri, kuyu derinlikleri, kuyu çapları, ilerleme hızları (ROP), karşılaşılan ve tekrarlayan kuyu problemleri gibi teknik parametreleri içermektedir.

Coğrafi Dağılım

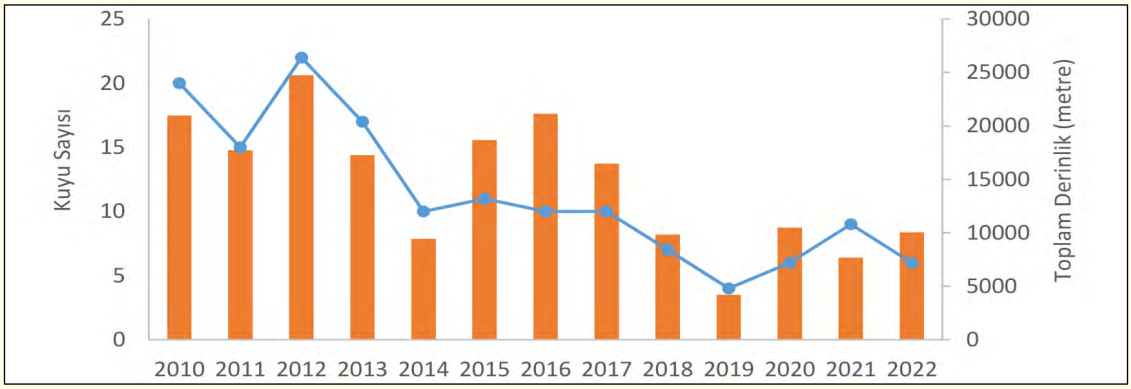
2010 sonrası veriler dikkate alındığında, MTA tarafından 42 farklı şehirde jeotermal arama amaçlı toplam 147 kuyu açılmıştır. Veri setinde yer alan kuyuların çoğunluğu Ege Bölgesi'nde yoğunlaşmakta olup; özellikle İzmir, Aydın, Denizli ve Manisa illerinde daha fazla sondaj gerçekleştirilmiştir. Ege Bölgesi'ni İç Anadolu Bölgesi takip etmektedir. 2010 ve sonrası açılan kuyuların lokasyonları incelendiğinde en çok sayıda kuyu Ankara ve civarında olmuştur. Ankara'yı sırasıyla İzmir ve Konya ili izlemektedir. Bunun yanında, son yıllarda Doğu Anadolu bölgesinde de artan sayıda jeotermal arama projeleri yer almaktadır. Kuyuların coğrafi dağılımı, MTA'nın jeotermal enerji arayışı açısından tek bir bölgeyle sınırlı kalmadığını; çalışmaların ülkemizin neredeyse tamamını kapsadığını göstermektedir.



Şekil 1. 2010-2022 Yılları Arası Jeotermal Ayak İzleri

Kuyu Derinlikleri ve Çapları

MTA tarafından 2010-2022 yılları arasında jeotermal arama amaçlı toplam 188803 metre sondaj yapılmıştır. Bu yıllar arasında en çok metraj 2012 yılında 24763 olarak dikkat çekmektedir. En çok açılan kuyu sayısı 22 ile yine 2012 yılında gerçekleşmiştir. Erzincan/Çayırlı 'da 2018 yılında jeolojik araştırma amaçlı açılan 3088,6 metre derinliğindeki sondaj kuyusu açılan en derin kuyu olarak MTA tarihine geçmiştir. Jeotermal kaynak arama amaçlı delinen kuyuların içerisinde ise en derin kuyu 2017 yılında Ankara/ Sincan'da 3001,5 metre olarak kayıtlara geçmiştir. 2010 sonrası açılan kuyuların derinlikleri 100 metreden 3088,6 metreye kadar değişmekte olup; ortalama kuyu derinliği yaklaşık 1285 metre olarak hesaplanmıştır. Açılan kuyuların %44'ü sığ (0-1000 metre); %30'u orta derinlikte (1000-2000 metre); %26'sı ise derin (2000 metreden derin) kuyular olarak sınıflandırılmıştır. Sığ kuyular genellikle termal turizm, sera ve ısıtma amaçlı projelerde yer alırken, daha derin kuyular yüksek sıcaklıklı ve enerji üretimi hedefli sahalarda yoğunlaşmaktadır. Kullanılan kuyu çapları ise 8 ½" ile 17 ½" arasında değişmektedir. Yıllara göre açılan kuyu sayıları ve toplam derinlikler aşağıdaki grafikle detaylı bir şekilde gösterilmiştir.



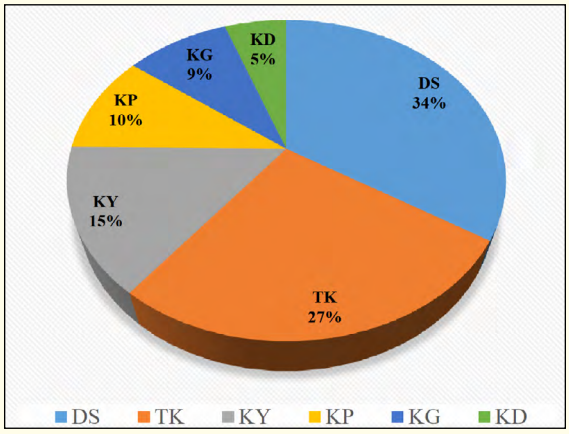
Şekil 2. Yıllara Göre Açılan Kuyu Sayıları ve Toplam Derinlikler

İlerleme Hızları (Rate of Penetration - ROP)

Sondaj ilerleme hızları, formasyon tipine, mevsim şartlarına ve ekipman performansına bağlı olarak önemli ölçüde değişiklik göstermiştir. Buna ek olarak, çok değişken verilerin varlığı açılan kuyuların neredeyse hepsinin keşif kuyusu olmasına bağlanabilir. En çok tekrar eden üç farklı kuyu çapı (17 ½", 12 ¼", 8 ½") için ortalama ROP değerleri hesaplanmıştır. Tüm kuyu çapları için ortalama en yüksek ROP değeri yaklaşık olarak 5,5 m/saat olurken, sert kayaç birimlerinde bu değerlerin belirgin şekilde düştüğü tespit edilmiştir. Baştan sona tüm çaplar ve kuyunun tamamı göz önüne alındığında jeotermal amaçlı açılan kuyuların çoğunda kırık veya çatlaklı formasyonlar geçilmiş; tam kaçak problemine rastlanılmış ve bu durum da ilerleme hızını negatif yönde etkilemiştir. Hesaplanan ortalama maksimum delme hızları 17 ½", 12 ¼" ve 8 ½" çapta delinen kuyular için sırasıyla 7,67, 6,46 ve 7,0 m/saat olarak hesaplanmıştır. Bu değerlerin çoğu elde edildikleri sahalar için ilk veriler olması bakımından, kuyu planlamasında operasyonel zaman tahmini için önemli bir girdi sağlamaktadır.

Karşılaşılan Kuyu Problemleri

Sondaj sırasında en sık karşılaşılan problemler; sirkülasyon kaybı (çamur kaçağı), çökme, daralma ve stabilite sorunları olarak sıralanabilir. Özellikle fay ve çatlaklı sisteme sahip sahalarda, çamur sirkülasyonunun sağlanmasında güçlük yaşandığı ve bu durumun operasyonel gecikmelere neden olduğu belirlenmiştir. Kuyu problemleri ve operasyonel gecikmeler dikkate alındığında en çok tekrarlayan problemler sırasıyla dizi sıkışması (%34), tam kaçak (%27), kuyuda yıkılma/genişleme (%15), kil problemi (%10), kuyu gelişi (%9), kuyuda daralma (%5) olarak göze çarpmaktadır. Bu bilgilere ek olarak, elde edilen verilerle derinlik, saha ve formasyona bağlı sık tekrarlayan problemlerin örüntü analizi yapılabilir.



DS: Dizi sıkışması,
TK: Tam kaçak,
KY: Kuyuda yıkılma/genişleme,
KP: Kil problemi,
KG: Kuyuda geliş,
KD: Kuyuda daralma

*Şekil 3.*Tekrarlayan Kuyu Problemleri Oranları

TARTIŞMA

Çalışma sırasında karşılaşılan kuyu problemlerinin analizi, özellikle derin kuyularda operasyonel risklerin arttığını ortaya koymuştur. Çökme, daralma ve çamur kaybı gibi problemler; ekipman ömrünü, sondaj süresini ve maliyeti doğrudan etkilemektedir. Geçmiş verilerin analizi sayesinde bu tür problemlerin önceden öngörülebilmesi, risk yönetimi ve kuyu stabilitesi açısından önemli bir avantaj sağlayabilir. Bu bağlamda, dijital veri toplama ve analiz sistemlerinin entegrasyonu, jeotermal sondajlarda öngörülebilirliği ve sürdürülebilirliği artırma açısından önem arz etmektedir.

Ayrıca, çalışmanın veri odaklı yaklaşımı, yalnızca saha bazlı değerlendirmelerle sınırlı kalmamakta; çoklu sahaların karşılaştırmalı analiziyle daha geniş ölçekli çıkarımlar yapılmasına olanak tanımaktadır.

Daha kapsamlı ve bütünsel çıkarımlar yapabilmek için daha detaylı bir çalışma yapılması ve açılan bütün jeotermal kuyu verilerinin dijital ortama aktarılması gereklidir. Bu çerçevede çalışmanın kapsamı daha eski yılları da kapsayacak şekilde genişletilecektir.

TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın yayınlanmasına fırsat verdiği için Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü'ne teşekkür ederim.

KAYNAKLAR

Dursun, S., Duman, K., Tuna, T., Abbas, M., ve James, D. "Petrol ve Doğal Gaz Endüstrisinde Akıllı, Veri Odaklı Analitik Yazılım Geliştirme İçin Bir İş Akışı." SPE ATCE, Amsterdam, Hollanda, Ekim 2014. doi: https://doi.org/10.2118/170859-MS

Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü. (t.y.). Türkiye'nin Jeotermal Enerji Potansiyeli ve Arama Çalışmaları.

Sanyal, S. K., ve Morrow, J. W. (2012). "Jeotermal Kuyuların Sondajında Başarı ve Öğrenme Eğrisi" Stanford Jeotermal Çalıştayı.

Serpen, U., Aksoy, N., Öngür, T., ve Korkmaz, B. (2009). "Türkiye'de Jeotermal Enerji: 2008 Güncellemesi" – Geothermics, 38(2), 227–237. https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2009.03.002

KAĞIT ORTAMINDAN DİJİTALLEŞMEYE: MOBİL VE WEB TABANLI ÇÖZÜMLER İLE SONDAJ LOGLARININ YÖNETİMİ VE VALİDASYONU

MOBIL VE WEB-BASED SOLUTIONS FOR DRILLING LOG MANAGEMENT AND VALIDATION: TRANSITION FROM PAPER TO DIGITALIZATION

Y. Töre [1,*], M. Sert [1]

[1] *Netcad,*
*(*Sorumlu yazar: yavuz.tore@netcad.com)*

ÖZET

Sondaj süreçlerinde veri yönetimi, maden kaynaklarının doğru modellenmesi ve sonraki planlama adımları için kritik bir rol oynamaktadır. Geleneksel olarak kâğıt ortamında tutulan sondaj logları, hatalı ve eksik veri girişleri, validasyon eksiklikleri, dijitalleştirme süreçlerinde zaman kaybı ve loglama hassasiyetindeki tutarsızlıklar gibi sorunlar nedeniyle modelleme süreçlerini olumsuz etkilemektedir. Bu çalışmada, sahada sondaj loglarının mobil uygulama ile online ya da offline olarak kaydedilmesini ve bu verilerin web tabanlı bir platforma otomatik olarak aktarılmasını sağlayan bir çözüm tanıtılmaktadır. Geliştirilen sistem, anlık validasyon algoritmaları ile veri kalitesini artırırken, verilerin sahadan ofise hızlı ve hatasız aktarılmasını sağlamaktadır. Web tabanlı çözüm, saha ve ofis arasındaki veri akışını hızlandırarak operasyonel süreçlerin etkinliğini artırmaktadır. Bu yaklaşımın sunduğu en önemli katkılardan biri, yüksek doğrulukta veri sağlayarak maden kaynaklarının daha güvenilir bir şekilde modellenmesine olanak tanımasıdır. Modelleme süreçlerinde kullanılan veri kalitesinin artması, rezerv tahminlerinin doğruluğunu artırmakta ve bu doğrultuda hazırlanan maden planlarının etkinliğini sağlamaktadır.

Anahtar Kelimeler: Sondaj logları, dijitalleşme, mobil uygulama, web tabanlı çözüm, validasyon

ABSTRACT

Effective data management in drilling processes plays a critical role in accurate mineral resource modeling and subsequent planning stages. Traditionally, drilling logs recorded on paper pose challenges such as erroneous and incomplete data entries, lack of validation, delays in digitalization, and inconsistencies in logging precision due to individual differences. This study introduces a solution that enables drilling logs to be digitally recorded in the field through a mobile application, either online or offline, and automatically transferred to a web-based platform. The developed system enhances data quality through real-time validation algorithms and ensures rapid and accurate data transfer from the field to the office. The web-based solution accelerates the data flow between field and office, improving the efficiency of operational processes. One of the most significant contributions of this approach is providing high-accuracy data, allowing for more reliable modeling of mineral resources. Improved data quality in modeling processes enhances the accuracy of reserve estimations and ensures the effectiveness of mining plans based on these estimations.

Keywords: Drilling logs, digitalization, mobile application, web-based solution, validation

1. GİRİŞ

Sondaj süreçleri, madencilik sektöründe maden kaynaklarının doğru bir şekilde modellenmesi ve gelecekteki planlama adımlarının etkili bir şekilde yapılabilmesi için kritik bir öneme sahiptir[1]. Ancak geleneksel olarak kağıt ortamında tutulan sondaj logları, hatalı veri girişi, eksik veri girişi ve dijitalleştirme süreçlerindeki zaman kaybı gibi çeşitli sorunlar nedeniyle bu süreçleri olumsuz etkileyebilmektedir. Son yıllarda, dijitalleşmenin madencilik alanındaki etkisi giderek artmış ve özellikle mobil uygulamalar ile web tabanlı çözümler, saha verilerinin daha hızlı ve doğru bir şekilde yönetilmesine olanak sağlamıştır[2]. Bu bildiride, sahada sondaj loglarının mobil uygulama ile online ya da offline olarak kaydedilmesi ve bu verilerin web tabanlı bir platforma otomatik olarak aktarılmasını sağlayan bir çözüm sunulmaktadır. Geliştirilen sistem, anlık validasyon algoritmaları ile veri kalitesini artırırken, veri aktarım süreçlerini hızlandırarak saha ve ofis arasındaki etkileşimi güçlendirmektedir.

2. YAZILIM TASARIMI

Geliştirilen yazılım mobil ve web altyapısından oluşmaktadır. Mobil uygulama flutter framework altyapısında geliştirilmiş olup uygulamanın genel ism Nfield' dir. Nfield' kullanıcıların, kendi veri giriş formlarını dilediği gibi oluşturabildiği, oluşturulan bu formlar ile, mobil uygulama üzerinden konumsal veri girişi yapabildiği, girilen verilerin çeşitli formatlarda sunulduğu, SAAS modeli ile yürütülen bulut tabanlı bir platformdur. İnternet gerekliliği olmadan sahadan veri toplayabilen, online olduktan sonra veri eşitlemesi sağlayan bir altyapıya sahiptir. Madencilik sektörünün temel ihtiyaçları doğrultusunda Nfield form yapısı üzerinde geliştirme ve arayüz çalışmaları yapılarak frontend ve backend tarafında geliştirmeler tamamlanmıştır. Yazılım geliştirme dili olarak; Backend: Asp.Net Core C#, Mobil Client: Dart,Java,Swift kullanılmıştır.

Backend tarafında iki önemli geliştirme yapılmıştır. Maden firmalarının ihtiyaçları doğrultusunda farklı bölgeleri temsil arama ve geliştirme yapılan sahalarda, farklı projelendirme seçenekleri sunabilmek için saha tanımlama altyapısı geliştirilmiştir. Farklı sahalarda çalışan personellerin ilişkili sahalara atanarak veri girişi yapabilmeleri sağlanmıştır. Her sahanın içerisinde ihtiyaca özel yeni formlar tasarlanabilmektedir. Tasarlanan sahalar kullanıcılara workspace (çalışma alanı) atama işlemi ile atanabilmektedir. Bu özellik sayesinde kullanıcı mobil uygulamaya giriş yaptığında atanmış olduğu workspacelere bağlı olan formları görebilmektedir.

Backend tarafında yapılan önemli geliştirmelerden bir diğeri de iç içe formlar oluşturulabilmesidir. Bu özellik sayesinde kullanıcı ana form olarak sondaj bilgi girişlerini yaptıktan sonra, ilişkili olarak alt formlar şeklinde litoloji, açı ve analiz değer girişlerini yapabilmektedir.

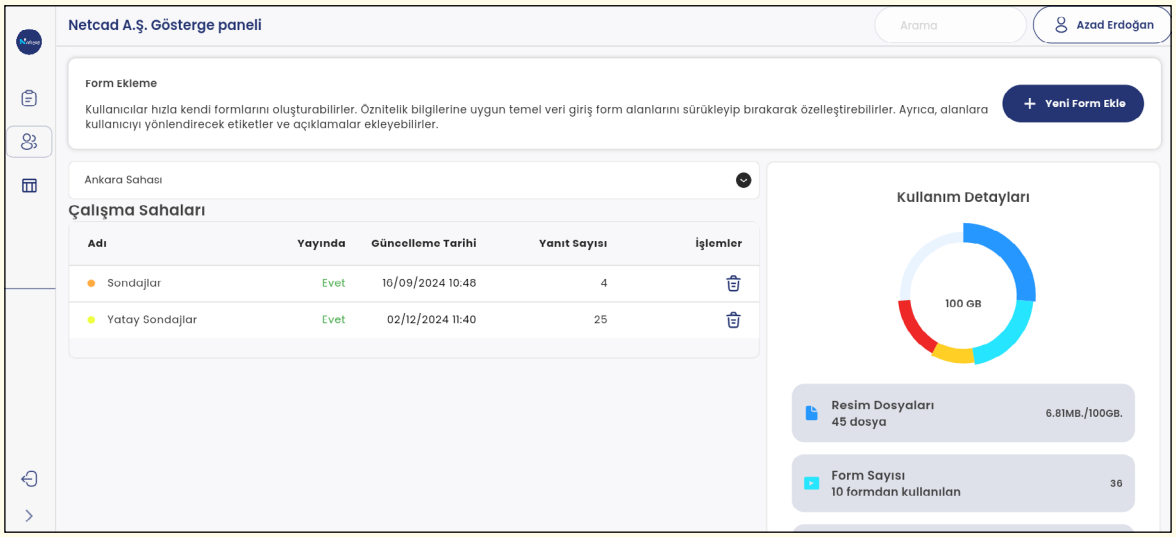
Web üzerinden admin olarak giriş yapıldığında kullanıcı oluşturma, yetkilendirme, yeni form tasarımı, harita üzerinde girilen verilerin görüntülenmesi, girilen sondaj loglarının liste olarak görüntülenmesi ve raporlanması gibi birçok süreç yönetilebilmektedir.

Web uygulamasının temel amacı mobil uygulama ile senkron bir şekilde çalışarak, mobil uygulama tarafında girilen verileri, web tabanlı görüntülemesi ve yönetebilmesidir. Web üzerinden kullanıcı tanımlamaları yapılarak, bir kullanıcıya birden fazla saha tanımlaması yapılabilmektedir.

3. UYGULAMANIN YETENEKLERİ

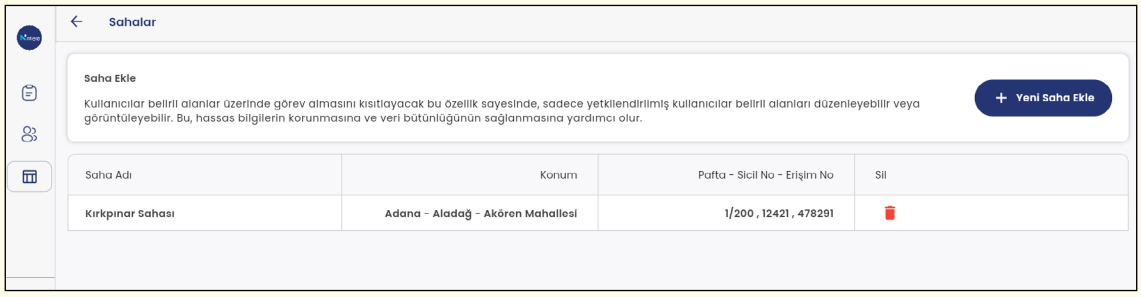
3.1 Web Uygulama

Uygulama web tabanlı bir arayüz üzerinden yönetilebilmektedir. Kullanıcı adı ve şifre ile uygulamaya giriş yaptıktan sonra karşılama ekranı açılmaktadır. Bu ekran yardımıyla daha önce oluşturulmuş olan sahalar görüntülenebilmekte (Şekil 1), saha seçimi yapıldığında içerisindeki sondaj verileri listelenebilmektedir.



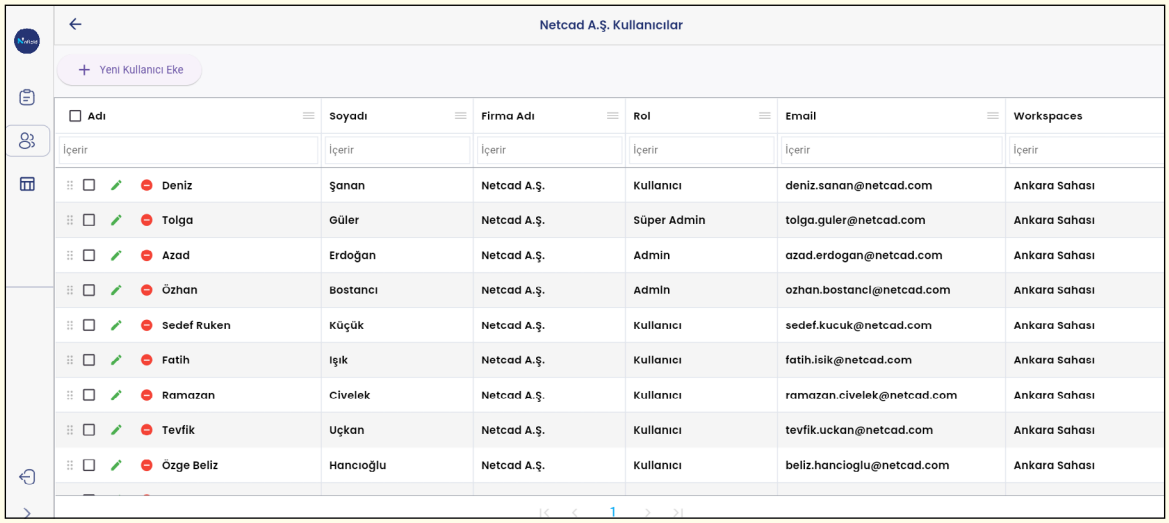
Şekil 1. Web açılış ekranı

Uygulama da yeni saha ekleme özelliği ile yeni saha eklenebilmektedir. Firmanın bir veya birden fazla bölgede sahası bulunuyor ise bu özellik yardımıyla farklı lokasyonlarda bulunan sahaları için ayrı sahalar tanımlayabilmektedir (Şekil2).



Şekil 2. Saha tanımlamaları

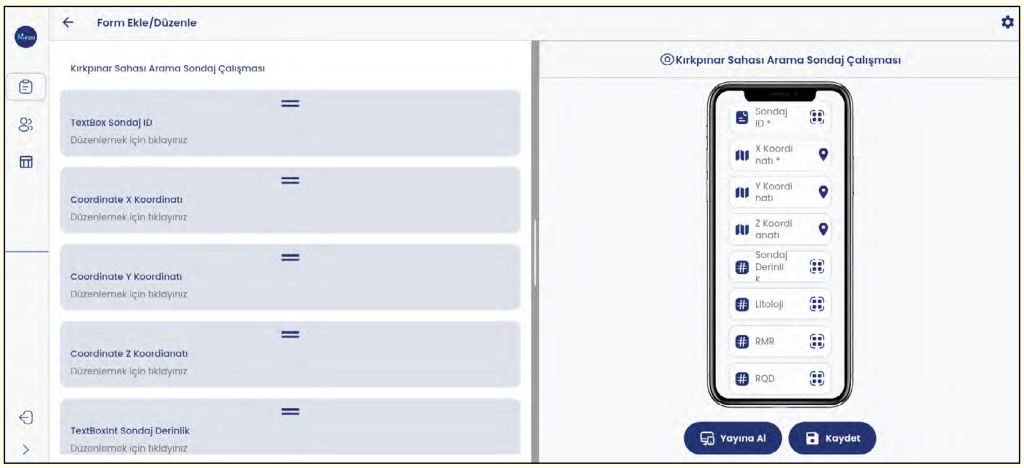
Uygulama içerisinden yeni kullanıcı eklenebilir veya mevcut kullanıcılara birtakım yetkiler tanımlanabilir veya yetkileri kısıtlanabilir (Şekil 3). Bu özellik sayesinde her saha ile ilişkili ayrı yarı kullanıcı atanabilmektedir. Bu sayede very karışıklığının önüne geçilip, ilgili sahalarda sadece yetkili personellerin very girişine imkan tanınabilir.



Şekil 3. Kullanıcı tanımlama ve yetkilendirme ekranı

Web uygulama üzerinde mobil uygulamada görüntülenecek olan forma tasarımları yapılabilmektedir. Tasarlanan formlar yayına alınarak yetki verilen saha personellerinin mobil uygulamasında bu formlar yardımıyla veri girişi yapabilmesine olanak tanınır. Uygulamanın ana form ve alt form yapısı sayesinde sondaj bilgileri ana form olarak tasarlanabilirken, litoloji, açı, ham örneklem gibi bilgiler ana form ile ilişkili olarak üretilebilmektedir (Şekil 4,5).

Şekil 4. Yeni form ekleme arayüzü



Şekil 5. Form yapısının oluşturulması ve ön izleme ekranı

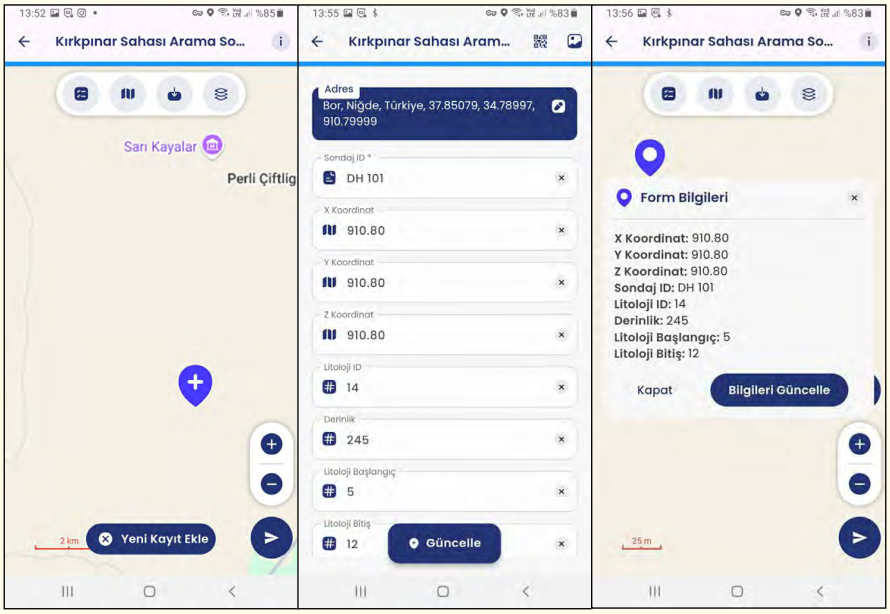
Üretilen formaları kullanarak sahadan mobil uygulama üzerinde very girişleri yapıldığında girilen veriler anlık olarak web uygulaması üzerinde listelenebilmekte, harita üzerinde görüntülenebilmekte ve dışarıya *.csv rapor olarak alınabilmektedir.

3.2 Mobil Uygulama

Web uygulama tarafında üretilen formlar ve sahalar, mobil uygulamaya giriş yaparak görüntülenebilmektedir (Şekil 6).

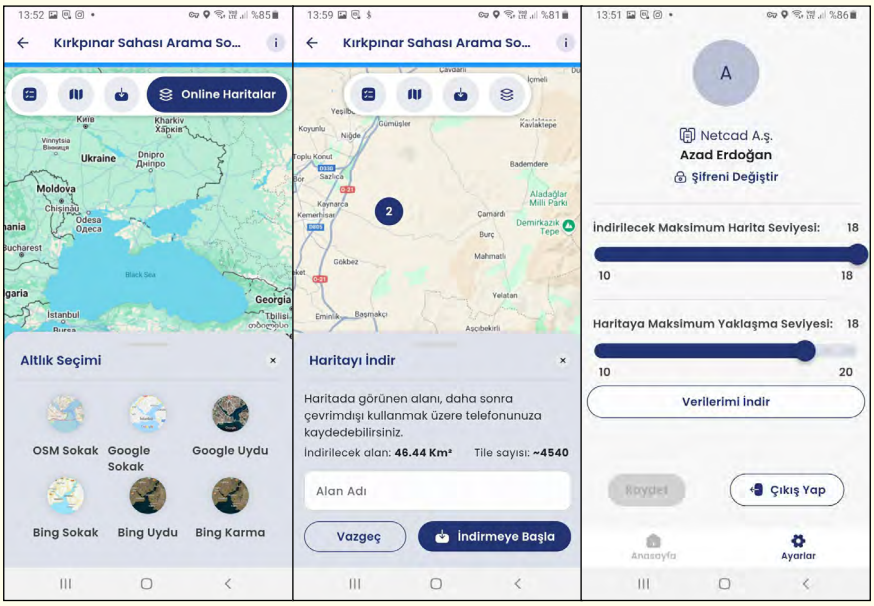
Şekil 6. Mobil uygulama giriş ekranı

Uygulamaya giriş yapıldığında konum bilgisini kullanarak harita üzerinde arazide nerede olduğumuzu görüntüleyebiliriz. İlgili konum üzerine basılı tutularak veya herhangi bir bölge seçilerek sondaj ekleme işlemi yapılabilmektedir. Bu işlem ile harita üzerinden seçilen konuma ait koordinat bilgileri otomatik olarak alınabilir veya kullanıcı tarafından daha hassas koordinat girişi yapılabilir. Açılan form üzerinden sondaj adı, x,y,z koordinat ve kot bilgileri ve derinlik bilgileri girilebilmektedir. Sondaj bilgisi eklendikten sonra alt formalar yardımıyla sahada hızlı bir şekilde litoloji başlangıç, bitiş derinlik değeri, litoloji adı, rengi gibi bilgiler girilebilmektedir. Uygulama ile bu bilgi girişleri yapılırken ayrıca validasyon kuralları da çalışmaktadır. Aynı isimde sondaj adı girildiğinde, sondaj derinliği ile litoloji derinlikleri uyuşmadığında, litoloji boşluğu oluştuğunda, litoloji başlangıç bitiş derinlikleri kesiştiğinde kullanıcıya uyarı verilmekte ve veri hatalarının önüne geçilmektedir (Şekil 7).



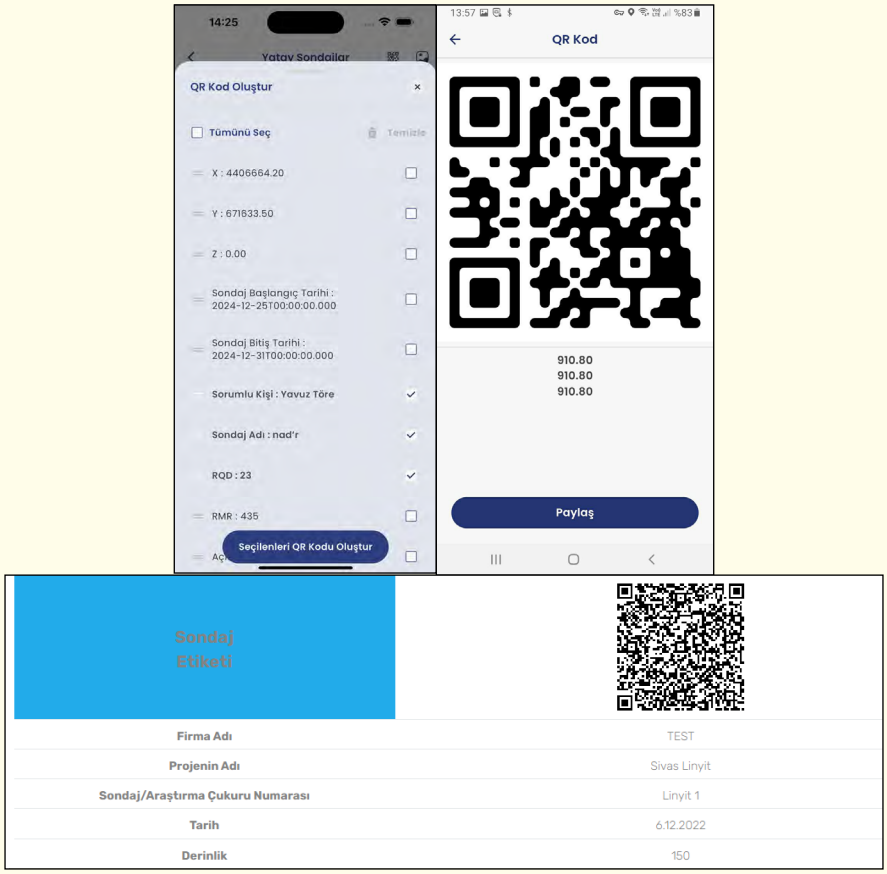
Şekil 7. Yeni sondaj kaydı ekleme

Altlık haritalar online veya offline olarak kullanılabilmektedir. Araziye gitmeden önce internet bulunan bir ortamda altlık haritalar indirildikten sonra arazide bu haritaları altlık olarak kullanıp sondaj veri girişi yapılabilmektedir. İnternet ulaşılabilir hale geldiğinde bu veriler otomatik olarak web uygulamasına aktarılmaktadır. Bu sayede sahadan veri girişi olduğunda internet olması durumunda web tarafında anlık olarak log girişleri görüntülenebilmektedir (Şekil 8).



Şekil 8. Online haritalar

Sondaj loglarının karot sandıkları ile ilişkilendirilebilmesi için QR kod uygulaması geliştirilmiştir. Kullanıcı sondaj logu ile üreteceği QR kod içeriğini kendisi seçerek belirleyebilmektedir. İşlem sonrasında üretilen QR kodu log sandıklarına yapıştırarak uygulama içerisindeki sondajlar ile log sandıkları arasında ilişki kurulmaktadır (Şekil 9).



Şekil 9. QR kod oluşturma ve paylaşım

SONUÇ VE YORUMLAR

Kağıt Ortamından Dijitale Geçiş: Sahada kâğıt ortamında tutulan sondaj logları dijital platforma aktarılacak, böylece veri girişi daha hızlı ve doğru bir şekilde gerçekleştirilecektir.

Validasyon Kuralları: Log olarak girilen verilerde validasyon kuralları işletilecektir. Bu sayede aynı isimli sondajlar, kesişen litolojiler, mükerrer veri girişleri, litolojik boşluklar ve derinlik kotu uyuşmazlıkları gibi hatalar önlenebilecektir.

Modelleme Süreçlerine Hız Kazandırma: Sahada validasyon ile doğrulanan veriler, modelleme süreçlerine hız kazandıracak ve veri doğruluğunu artırarak kaynak modellemelerinde daha güvenilir sonuçlar elde edilmesini sağlayacaktır.

Veri Kaybının Önlenmesi: Mobil uygulama ile veri girişi yapılırken herhangi bir kayıp yaşanmayacak, veri güvenliği artırılacaktır.

Dijital Arşivleme ve Sorgulama: Loglar dijital ortamda tutulduğundan, arşivleme ve geçmişe dönük sorgulama işlemleri kolaylıkla yapılabilir.

Anlık Erişim: Log bilgileriyle hangi logların ne zaman ve kim tarafından girildiği bilgilerine anlık olarak ulaşılabilir, böylece veri takibi daha etkin hale gelir.

İş Takip Süreçleri: Sondaj iş takip süreçlerinde, verilerin dijital ortamda yönetilmesi ile takip edilebilirlik sağlanacak ve süreçlerin izlenebilirliği artırılacaktır.

Bölgesel Operasyonel Takip: Eş zamanlı olarak farklı bölgelerde devam eden işlerin operasyonel takibi yapılabilecek, böylece proje yönetimi daha etkili hale gelecektir.

Veri Gizliliği: Sistem, firma sunucularında kurulabilir ve yönetilebilir, böylece veri gizliliği sağlanarak güvenli bir ortamda işlem yapılabilir.

Özelleştirilebilir Mobil İçerik: Düzenlenebilir form yapısı sayesinde firma ihtiyaçlarına yönelik mobil uygulama içeriği geliştirilebilir, böylece uygulama özelleştirilebilir.

QR Kod Entegrasyonu: QR kod altyapısı ile mobil veri, fiziksel sondaj log sandıklarıyla ilişkilendirilebilecek, veri doğruluğu ve takip daha verimli olacaktır.

Kolay Ulaşılabilirlik: Uygulama, PlayStore ve Apple Store üzerinden indirilebilir, böylece kullanıcılar kolayca erişim sağlayabilir.

REFERANSLAR

J. Caers, C. Scheidt, Z. Yin, L. Wang, T. Mukerji, and K. House, “Efficacy of Information in Mineral Exploration Drilling,” *Natural Resources Research*, vol. 31, no. 3, pp. 1157–1173, Jun. 2022, doi: 10.1007/s11053-022-10030-1.

S. Dutta, S. Bandopadhyay, R. Ganguli, and D. Misra, “Machine Learning Algorithms and Their Application to Ore Reserve Estimation of Sparse and Imprecise Data,” *Journal of Intelligent Learning Systems and Applications*, vol. 02, no. 02, pp. 86–96, 2010, doi: 10.4236/jilsa.2010.22012.

BASINÇLI VE BASINÇSIZ SU DENEYLERİNİN YAPILMASI VE BİLGİSAYAR PROGRAMLARIYLA DEĞERLENDİRİLMESİ

PERFORMING PRESSURIZED AND NON-PRESSURIZED WATER EXPERIMENTS AND VALUATING THEM WITH COMPUTER PROGRAMS

G. Uçar [1,*], C. Yıldırım [2], H. Meydan [3], A. Koçbay [4]

*(*Sorumlu yazar: gucar@dsi.gov.tr)*
[1,2]Temel Sondaj ve Enjeksiyon Şube Müd./Jeoteknik Hizmetler Dairesi Başkanlığı
[3,4]Jeoteknik Hizmetler Dairesi Başkanlığı

ÖZET

Bu çalışma kapsamında Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlüğü bünyesinde yapılan basınçlı ve basınçsız su deneylerinden elde edilen verilerin hesaplama yöntemleri, hesaplama aşamasında dikkat edilmesi gerekli hususlar ve kullanılan basınçlı ve basınçsız su deneyleri programlarının kullanma prensipleri verilecektir. Ayrıca, basınçlı ve basınçsız su deneylerinden elde edilen sınırlı verilerden yola çıkarak zeminin su hareketleri karşısında göstereceği davranışına göre alınan jeoteknik önlemler anlatılacaktır.

Anahtar Kelimeler: Basınçlı su testi, basınçsız su testi, permeabilite, jeoteknik

ABSTRACT

Within the scope of this study, calculation methods of data obtained from pressure and non-pressure water experiments conducted within the General Directorate of State Hydrolic Works (DSI), the necessary conditions at the calculation stage and the principle of uing the programs of pressure and non-pressure water experiments used will be explained. In addition, the precautions geotechnical measures taken according to the behavior of the soil againts water movements will be explined, based on the limited data obtained from pressure and non-pressure water experiments.

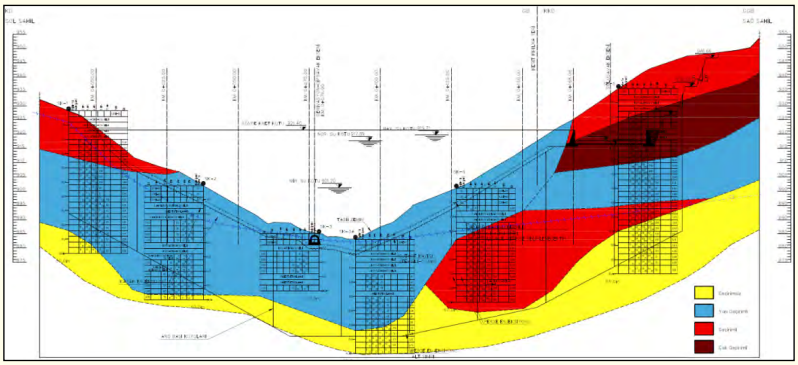
Keywords: Pressure water test, non-pressure water test, permeability, geotechnical

GİRİŞ

Baraj, gölet vb. depolama amaçlı mühendislik yapılarında depolanacak suyun zemin içerisindeki hareketlerinin önceden belirlenmesi ile oluşabilecek sızmalara karşı yapının inşa aşamasından önce önlem alınabilmektedir. Bu kapsamda zeminin su hareketine karşı davranışını öngörebilmek için yerinde basınçlı ve basınçsız su deneyleri yapılmaktadır. Ancak su deneyleri temel sondaj kuyularında yapıldığından, kuyular arası mesafeler formasyonların jeolojik özelliklerine göre belirlense de, sondaj kuyusunu çevreleyen çok sınırlı bir kısmının geçirgenliğinin (permeabilite) ölçülebildiği göz önüne alınmalıdır. Dolayısıyla, sınırlı bilgilerden yola çıkarak zeminin su hareketleri karşısında göstereceği davranışı belirleyebilmek ve de su yapılarının tasarım ve boyutlandırılmasını yapabilmek için elde edilen verilerin doğruya en yakın yorumun yapılması gerekmektedir.

Devlet Su İşleri (DSİ) Genel Müdürlüğü çalışmalarında aks üzerinde açılan sondaj kuyularından elde edilen su tecrübesi deneyine ait verilerden yola çıkarak aks yerinin geçirimlilik haritasını doğruya en yakın şekilde oluşturulmaktadır (Şekil 1). Oluşturulan geçirimlilik haritasına göre suyun zemin içerisindeki hareketini kontrol altına almak, sızma boyunu uzatabilmek ve mühendislik yapılarının stabilitesini koruyabilmek için zeminde uygulanacak çeşitli iyileştirme yöntemlerine karar verilmektedir.

Bu çalışma kapsamında DSİ Genel Müdürlüğü bünyesinde hazırlanmış olan Temel Sondaj ve Enjeksiyon Teknik Şartnamesine uygun basınçlı ve basınçsız su deneylerinin yapılması, bilgisayar programı ile değerlendirilmesi ve elde edilen sonuçlar ile sızmalara karşı nasıl önlem alındığı anlatılacaktır.

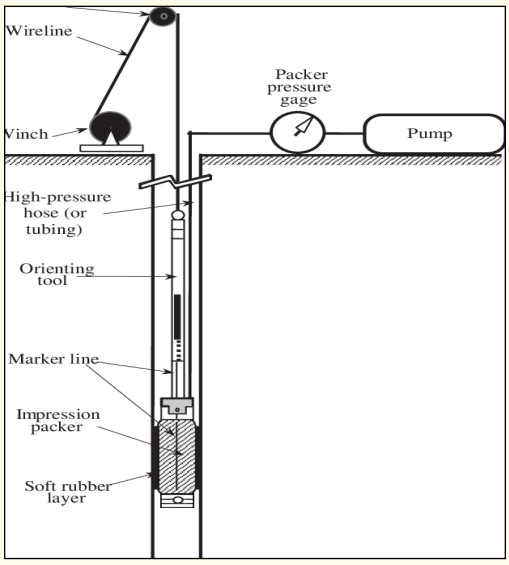


Şekil 1. Aks yeri geçirimlilik haritası

BASINÇLI SU DENEYİ (BST)

Basınçlı su deneyi (BST) çatlaklı, kırıklı, tabakalı kaya ortamlarında geçirimliliğin değerlendirilmesinde en çok ve en sık kullanılan yöntemdir (Albayrak, 1975). Basınçlı su deneyinde derinlik-basınç ilişkisini belirleyebilmek için kayaya belirli basınçlar altında su enjeksiyonu yapılmaktadır. Kayanın sınırlı bir kısmının geçirgenliğini saptayabildiğimiz göz önüne alındığında sağlıklı geçirimlilik analizi yapılabilmesi için geri dönüşümlü deney yapılması zorunluluk arz etmektedir. Elde edilen sonuç Lugeon birimi ile ifade edilmektedir.

Lugeon, 10 atmosfer (yaklaşık 10 kg/cm²) basınç altında 1 dakikada, 1 metrelik uzunluğundaki (1 metrelik kademeye) deney zonundan litre olarak kaçan su miktarıdır (USDI, 1981).



Şekil 2. Lugeon Deneyinin Yapılışı (USDI, 1981).

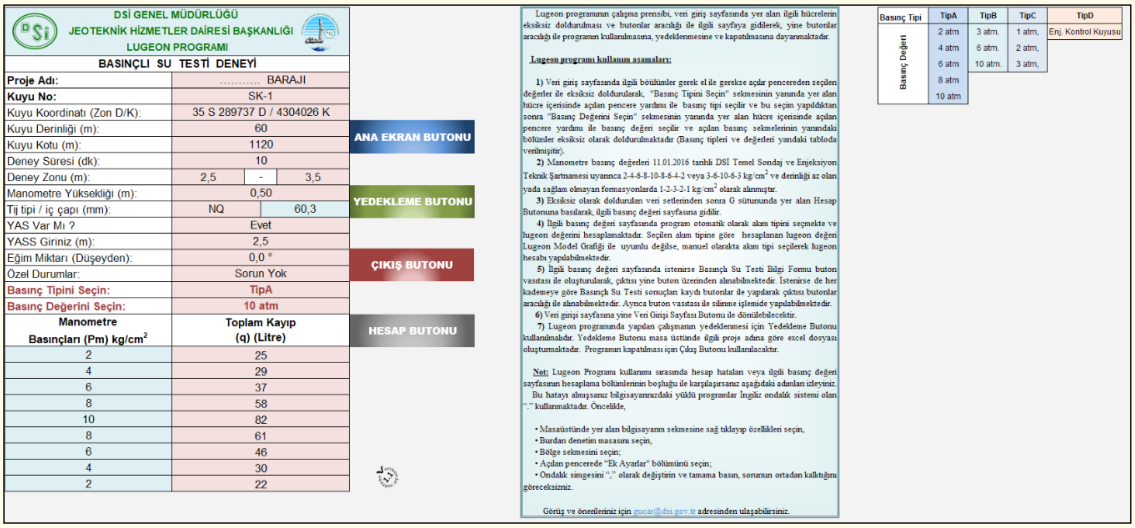
Deneyi ilk olarak uygulayan ve adını veren Maurice Lugeon'un kaya porozitesi katsayısı dediği bu katsayıya günümüzde lugeon birimi denilmesi alışkanlık haline gelmiştir. Deneyde uygulanacak kademe boyunun uzunlukları kayacın fiziksel ve yapısal özelliklerine bağlıdır. Geçirimsiz ve uniform özellikli bir kayaçta 5 metre hatta 10 metrelik kademeler uygulanabileceği gibi, çok geçirimli kayaçlarda kademe boyu 1 metreye kadar düşürülebilmektedir (Şekercioğlu, 1998).

Deney delik çapının 3,5 inçi (yaklaşık 9 cm) geçmemesi istenilen durum olmasına karşın, uygun ekipman olması halinde daha geniş çaplı deliklerde deney yapılabilir (USDI,1981). Bu deneylerde kuyunun pozisyonu dikey olabileceği gibi, yatay veya açılı da olabilir. Deneyde kullanılan tıkaç lastiklerden, kullanım kolaylığı ve ekonomik açıdan hava ve/veya su ile şişirilebilen cinste olanı seçilmektedir.

Basınçlı su deneyine başlamadan önce deney zonu içerisinde silt içermeyen, berrak olan ve sıcaklığı yeraltı suyu sıcaklığından fazla olmayan su ile doygun hale getirilmelidir. Doygun hale getirilen deney zonunda 5 dakikalık aralar ile 2 okuma yapılmalı ve okumalar arasındaki fark %10'dan az olmalıdır (Şekercioğlu, 1993).

Basınçlı Su Deneyinin Program ile Hesaplanması

Deneylerden elde edilen sonuçların değerlendirilmesinde değişik programlar kullanılmaktadır. Buna bağlı olarak çıkan lugeon sonuçlarında farklılıklar olabildiği ve tüm birimlerimizin kullanabileceği ortak bir program DSİ Genel Müdürlüğü tarafından hazırlanmış ve Basınçsız Su Testi hesaplanması da ilave edilerek SU TECRÜBESİ PROGRAMI V1.1 hazırlanmıştır (Şekil 3).



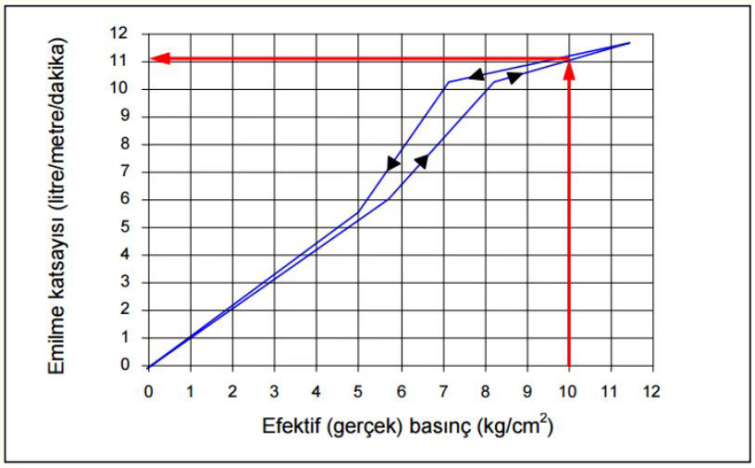
Şekil 3. Hazırlanan Lugeoun Programı V1.1.

Su tecrübesi programı ile deneylerden elde edilen toplam su kaçak miktarları, deneyin yapıldığı kademe derinliği, deney süresi, manometre yüksekliği, yeraltı su seviyesi, tij iç çapı ve kuyunun eğim bilgileri ile hesaplamalar gerçekleştirilebilmektedir.

Lugeon Deneyi ile Geçirimliliğin Hesaplanması

Basınçlı su deneyi ile elde edilen veriler Lugeon grafik yöntemine göre değerlendirilerek kaya ortamının geçirimliliği belirlenmektedir. Bu yöntemde deney kademesindeki emilme katsayıları ve gerçek (efektif)

basınç değerleri hesaplanmaktadır. Şekil 4'te lugeon değerinin grafiksel yöntemle bulunması gösterilmiştir. Grafiksel yöntemde bir kademedeki çeşitli basınç değerlerine karşılık gelen **"emilme katsayısı"** değerleri yardımıyla lugeon eğrisi çizilmektedir. Bu eğri üzerinden 10 kg/cm² gerçek (efektif) basınç değerine karşılık gelen emilme katsayısı, deneyin yapıldığı kademe boyunca lugeon değeri olarak geçirimliliği vermektedir.



Şekil 4. Grafik Yöntemi ile Lugeon Değerinin Belirlenmesi (Yağcıoğlu, 2017).

Çeşitli nedenlerle deney sırasında 10 atmosfer basınç uygulanamaması durumunda lugeon değeri aşağıdaki gibi hesaplanabilmektedir.

$$Lugeon = \frac{Qx10}{PxL} \quad (1)$$

Burada;

Lugeon = lugeon değeri (litre/dakika/metre),
Q = Kuyuya basılan su miktarı (litre/dakika),
P = Uygulanan basınç (kg/cm² ya da yaklaşık olarak atmosfer),
L = Kademe boyu (metre)'dir.
Emilme Katsayısının Hesaplanması

Emilme katsayısı, 1 dakikada 1 metrelik deney kademesinde litre olarak emilen suyun miktarı olarak tanımlanır ve aşağıdaki formüle göre hesaplanmaktadır.

$$Emilme\ Katsayısı = \frac{Q}{Lxt} \quad (2)$$

Burada;

Q = Deney kademesine verilen su miktarı (lt),
L= Deney kademesinin uzunluğu (m),
t = Deney süresi (dk)'dir.

Gerçek (Efektif) Basınç Değerinin Bulunması

Lugeon deneylerinde sonucu hesaplaya bilmek için deney sırasında uygulanacak gerçek (Peff) basıncın bilinmesi gerekmektedir. Gerçek basıncın hesaplaması için manometrede okunan basınca (Pm), yeraltı suyu

tablası üzerindeki statik yük (H veya H'/10) eklenmektedir. Elde edilen değer toplamından boru, tij, vana gibi elemanlarda olan sürtünme (yük) kayıplarının (Pc) çıkartılmasına eşittir.

Ayrıca gerçek basınç, kuyunun konumu, manometrenin deney kademesi ortasına olan mesafesi ile yeraltı su seviyesi durumu göz önüne alınarak belirlenmektedir. Gerçek basınç aşağıdaki formül ile hesaplanmaktadır.

$$P_{eff} = P_m + \frac{H\ veya\ H'}{10} - P_c \qquad (3)$$

Burada;

Peff: Gerçek basınç,

Pm: Manometrede okunan basınç,

H: Yeraltı suyu olmaması durumunda, deney kademesinin orta noktasından manometreye kadar olan düşey uzaklık (m),

H': Yeraltı suyu olması durumunda, yeraltı suyu düzeyinden manometreye kadar olan düşey uzaklık (m),

Pc: Tij ve borulardaki sürtünme kaybıdır.

Lugeon değerlerinin hesaplanabilmesi için Evirgen (1994) tarafından yapılan çalışmada, 1 m uzunluğundaki boruda yük kayıplarının kg/cm² birimi ile hesaplanmasında aşağıdaki eşitlik kullanılmaktadır.

$$P_c = 80{,}9x10^5 x \left[0{,}0055x\left(1 + \left(\frac{914}{d} + 0{,}7954x\frac{d}{q}\right)\frac{1}{3}\right)\right] x\frac{q^2}{d^5} \qquad (4)$$

Burada;

Pc = Borulardaki sürtünme (yük) kayıpları (kg/cm²)

d = Boru iç çapı (mm)

q = Basılan su miktarı (litre/saniye)'dır.

Tijlerdeki sürtünme kayıplarının sayısal değeri, diğer yüklere göre çok küçük olduğu için göz ardı edilebilmektedir.

Basınçlı Su Testi (Lugeon) Programı V1.1 Kullanımı

Lugeon Programı V1.1'de ilk önce deney yapılan basınç tipi Şekil 5 yardımı ile seçilmektedir. Derinliğe bağlı olarak değişen basınç değerleri seçilerek, açılan menüde deneyde elde edilen su kaçakları ve veri giriş ekranındaki bilgiler eksiksiz olarak girilmelidir (Şekil 3).

Basınç Tipi	TipA	TipB	TipC	TipD
Basınç Değeri	2 atm	3 atm.	1 atm,	Enj. Kontrol Kuyusu
	4 atm	6 atm.	2 atm,	
	6 atm	10 atm.	3 atm,	
	8 atm			
	10 atm			

Şekil 5. Basınç Tipini ve Değerleri Gösteren Çizelge.

Gerekli bilgi girişi tamamlandıktan sonra "Hesap Butonu" yardımı ile ilgili basınç değeri sayfasına gidilmektedir. Program, hesaplamaları otomatik olarak yaparak lugeon değerini hesaplamaktadır (Şekil 6).

DSİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
JEOTEKNİK HİZMETLER DAİRESİ BAŞKANLIĞI
LUGEON PROGRAMI

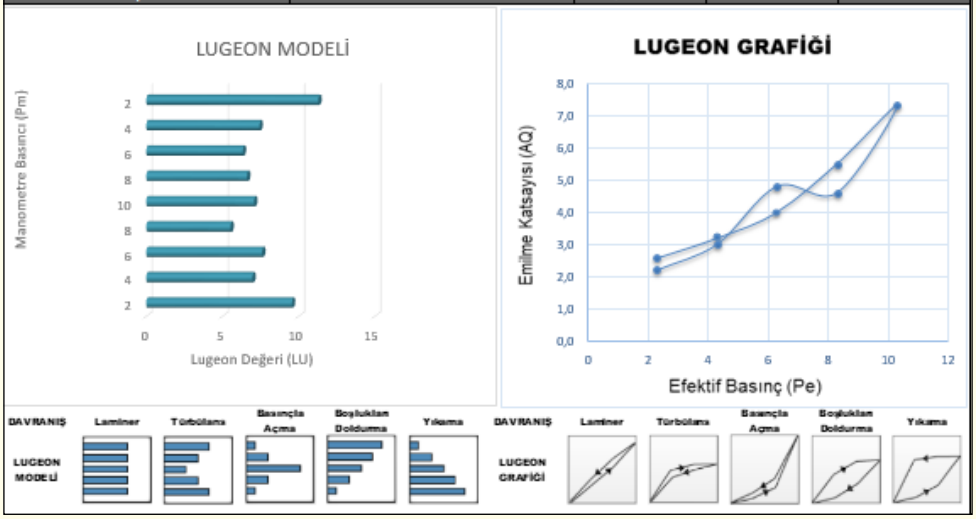
BASINÇLI SU TESTİ DENEYİ

Proje Adı:	..... BARAJI		
Kuyu No:	SK-1		
Deney Süresi (dk):	10		
Deney Zonu (m):	2,5	-	3,5
H-(YASS Olmayan) Deney Derinliği (m):	Derinlik Alt Satırda		
H'-(YASS Olan) Deney Derinliği (m):	3		
Kademe Boyu (m):	1		
Manometre Yüksekliği (m):	0,5		
YAS Derinliği (m):	2,5		
Statik Yük (H/10) kg/cm²	0,30		
Tij tipi / iç çapı (mm)	NQ	60,3	

YAS VAR MI ?	Evet
YASS GİRİNİZ :	2,5
EĞİM MİKTARI (DÜŞEYDEN)	0,0 °
ÖZEL DURUMLAR	Sorun Yok
HESAPLAMA YÖNTEMİ SEÇİMİ	Otomatik

Manometre Basınçları (Pm) kg/cm²	Toplam Kayıp (q) (Litre)	Sürtünme Kaybı (Po)	Effektif Basınç (Peff) kg/cm²	Emilme Katsa. (AQ) (lt/m/dk)	Lugeon (Lu)
2	26	0,000004	2,30	2,60	11,30
4	32	0,000005	4,30	3,20	7,44
6	40	0,000007	6,30	4,00	6,35
8	55	0,000013	8,30	5,50	6,63
10	73	0,000021	10,30	7,30	7,09
8	46	0,000009	8,30	4,60	5,54
6	48	0,000010	6,30	4,80	7,62
4	30	0,000005	4,30	3,00	6,98
2	22	0,000003	2,30	2,20	9,57

LUGEON DEĞERİ :		PERMEABİLİTE KARŞILIĞI		
7,09	Geçirimli	9,21E-05	cm/s	Türbülans



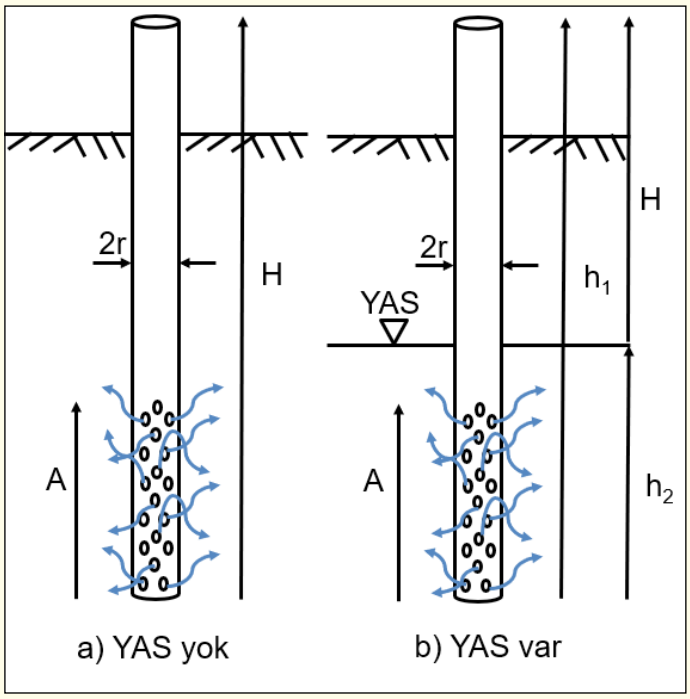
Şekil 6. Lugeon Hesap Sayfası.

Basınç ve debiye bağlı olarak çizilen eğrilerin (lugeon grafiği) tiplerine göre kayacın geçirimliliği ve boşlukların özellikleri konusunda mühendisler tarafından bazı yorumlar yapmak mümkün olabilmektedir. Mühendislerin yorumu olmadan program tarafından otomatik hesaplanan lugeon değeri, lugeon modeli ve lugeon grafiği incelenerek, istenirse hesaplamayı manuel'e alarak, en uygun lugeon modeli seçilebilmektedir.

Ayrıca, hesaplamayı yapan mühendis efektif basınca (Pe) karşı emilme katsayısı (AQ) verilerine göre çizilen lugeon grafiğini kontrol ederek, emilme katsayısı değerlerinin hangi lugeon grafiğine uyduğunu kontrol etmeli ve gerekirse lugeon grafiğine uygun davranış modelini belirlemesi ve programın hesabını düzeltmesi gerekmektedir.

BASIÇSIZ SU DENEYİ

Basınçsız Su Deneyi, deney lastiği tutmayacak kadar gevşek zeminlerde (çimentolaşmamış) geçirimlilik değerini belirlemek amacıyla yapılmaktadır (Albayrak, 1975). Deney sonucu elde edilen verilerin değerlendirilmesi deney yapılan seviyenin yeraltısuyu tablasının altında veya üzerinde olmasına göre ayrı ayrı değerlendirilmektedir (Şekil 7).



Şekil 7. Basınçsız Su Deneyinin Yapılışı.

Bu deneyde, kuyu içindeki deney kademesine verilen suya dışarıdan herhangi bir basınç uygulanmamaktadır. Kuyuya su sabit debi ile yerçekimi etkisiyle verilmektedir. Birimin geçirgenlik durumuna göre kademe boyu 0,5 ile 2 m arasında olmaktadır. Deneyde 5'er dakika ara ile 4'er ölçüm alınması gerekmektedir.

Kuyuyu yıkıntılardan koruyan ve delgi işlemi için kullanılan muhafaza borusu, aynı zamanda da deneyde de kullanıldığı için seçilen kademe boyu kadar alt kısımdan uniform olarak delinmiş olacaktır. Delikler, kullanılan muhafaza borusunun dayanımını (deney esnasında eğilip, bükülmeyecek) etkilemeyecek şekilde mümkün olduğu kadar çok olmalıdır (Albayrak, 1975).

Ancak, muhafaza borusunun kuyuya indirilmesi veya alt kademeye çakılması sırasında oluşan kırıntılar ve parçalar beyler kovası, çamur sirkülasyonu veya jet yöntemi ile temizlenmelidir. Kuyunun, deney öncesi temizlenmesi sırasında, gevşek malzemeden dolayı çökme veya yeniden döküntü yapmaması için duyarlı hareket edilmesi gerekmektedir.

Yeraltı Suyu Tablası Üzerinde Deney Yapılması

Deney yeraltı suyu tablası üzerinde yapılması durumunda aşağıda verilen formül yardımı ile zeminin geçirimlilik değeri hesaplanabilmektedir.

$$K = 1{,}64x10^{-3}\frac{Q}{C_u x r_e x H} \tag{5}$$

Burada;
K = Permeabilite (cm/s),
Q = Su Kaçağı (l),
Cu = İletkenlik katsayısı,
re = Efektif kuyu yarıçapı (m),
H = Deney alt seviyesi (m)'dir.

Denklem (5)'de yer elen re ve Cu değerlerinin hesaplanması aşağıdaki eşitliklerden yapılmaktadır.

$$r_e = r_1\frac{Deliklerin\ toplam\ alanı}{Delikli\ borunun\ dış\ alanı} \tag{6}$$

$$C_u = \frac{2(2AH\text{-}A^2)}{r_e x H\left(\sinh^{-1}\frac{A}{r_e}\text{-}\frac{A}{H}\right)} \tag{7}$$

Burada,
r1 = Muhafaza borusu yarıçapı (m),
A = Delikli boru boyu (m)'dur.

Yeraltı Suyu Tablası Altında Deney Yapılması

Deney yeraltı suyu tablası altında yapılması halinde aşağıda verilen formül yardımı ile zeminin geçirimlilik değeri hesaplanabilmektedir.

$$K = 1{,}64x10^{-3}\frac{Q}{\left(C_s + 4\frac{r_1}{r_e}\right)x r_e x H} \tag{8}$$

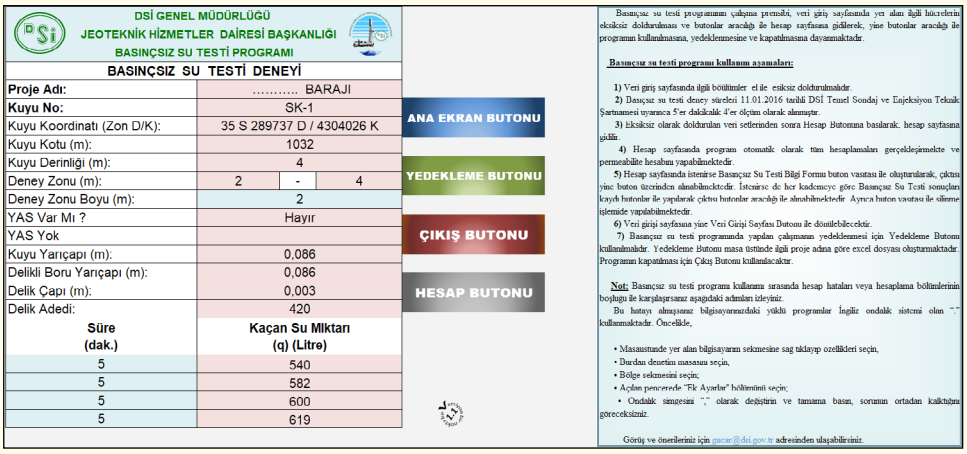
Burada;
K = Permeabilite (cm/s),
Q = Su Kaçağı (l),
Cs= İletkenlik katsayısı,
re = Efektif kuyu yarıçapı (m),
H = Deney alt seviyesi (m)'dir.

Denklem (8)'de yer elen re değerinin hesaplanması denklem 6'dan, Cu değerlerinin hesaplanması aşağıda verilen eşitlikten yapılmaktadır.

$$C_s = \frac{2\pi A}{r_e x ln\frac{A}{r_e}} \tag{9}$$

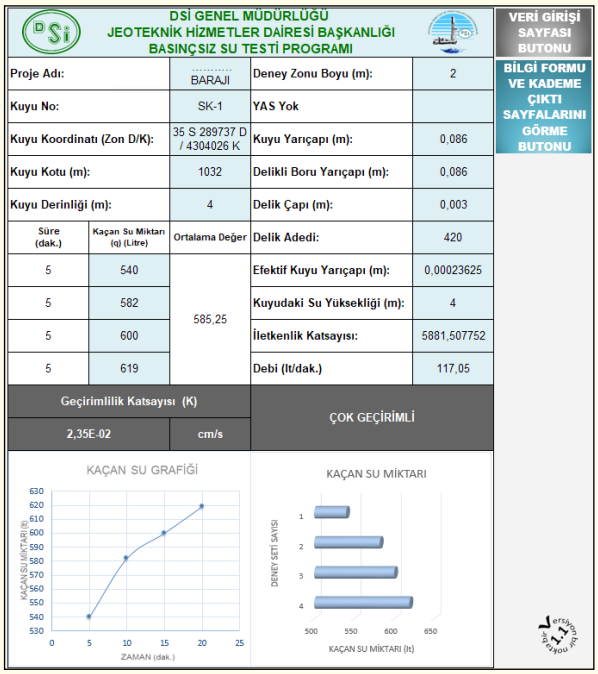
Basınçsız Su Testi (Permeabilite) Programı V1.1 Kullanımı

Basınçsız Su Testi Programı V1.1'de ilk önce veri girişi sayfasındaki bilgiler eksiksiz olarak girilmelidir (Şekil 8).



Şekil 8. Veri Giriş Sayfası.

Gerekli bilgi girişi tamamlandıktan sonra "Hesap Butonu" yardımı ile hesap sayfasına gidilmektedir. Program, hesaplamaları otomatik olarak yaparak permeabilite değerini hesaplamaktadır (Şekil 9).



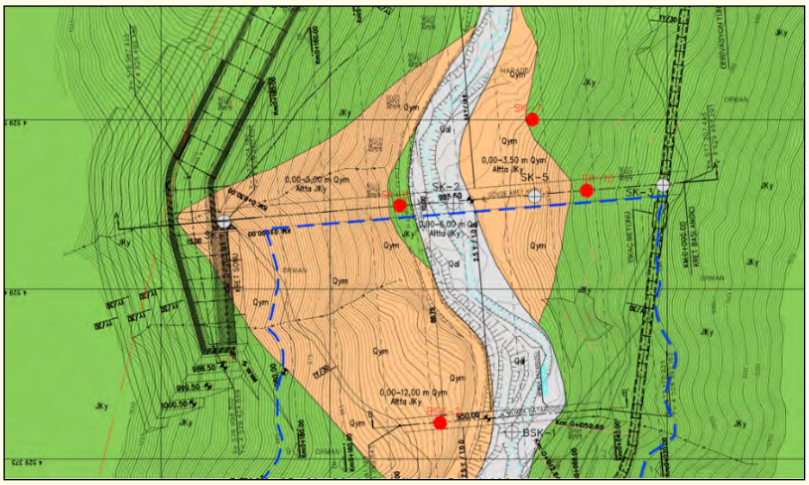
Şekil 9. Hesap Sayfası.

SU TECRÜBESİ DENEY SONUÇLARININ ZEMİN İYİŞLEŞTİRMEDE KULLANIMI

DSİ Genel Müdürlüğü bünyesinde yürütülen projelerde hem proje aşamasında hem de uygulama aşamasında basınçlı ve basınçsız su deneyleri yapılmaktadır. Deneylerden elde edilen sonuçlara göre suyun zemin içerisindeki hareketi belirlenerek gerekli önlemler alınmaktadır. Bu kapsamda gerek uygulama aşamasında gerekse proje aşamasında alınan tedbirlerden örnekler anlatılacaktır.

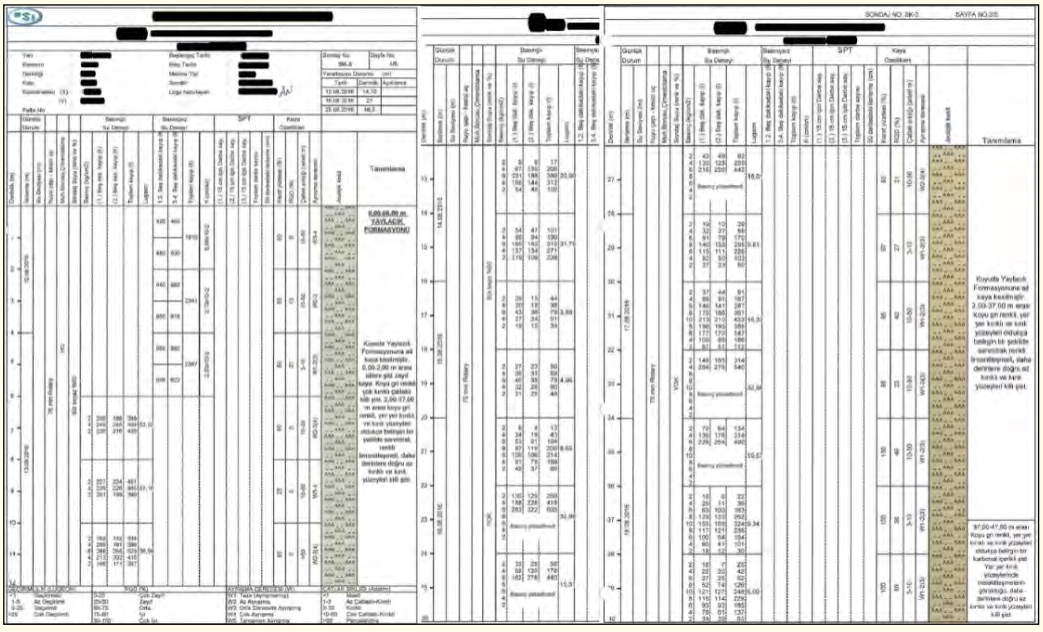
Proje Aşaması

Su yapısı inşasından önce zemindeki su hareketini tespit edebilmek için mühendisin sahada belirlemiş olduğu kuyu yerlerine Temel Sondaj ve Enjeksiyon Teknik Şartnamesine uygun sondajlar açılmaktadır. Açılan sondajlardan karot numunesi alınmakta ve su tecrübesi deneyleri yapılmaktadır (Şekil 10).



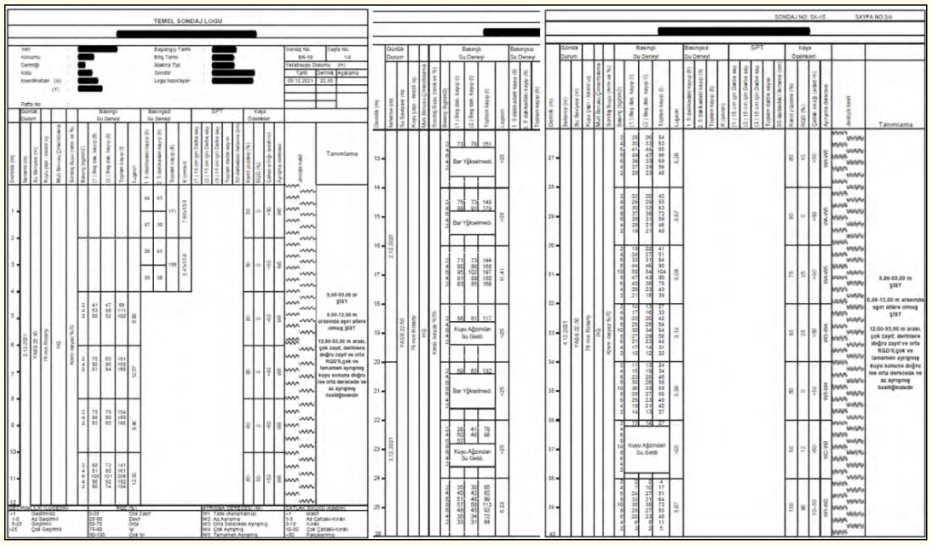
Şekil 10. Aks Yeri Jeolojisi ve Sondaj Yerleri.

Elde edilen deney sonuçları karot numuneleri ile karşılaştırılarak kuyu loguna işlenmektedir (Şekil 11).



Şekil 11. SK-3 nolu kuyunun logu.

Planlama aşasında olan projemizde, açılan SK-3 ve SK-5 no'lu sondaj kuyularında basınçlar yükselmediği, su kaçaklarının fazla olduğu tespit edilmiştir. Bu sebepten, proje aşamasında ilave sondajlar açılarak SK-6, SK-7 ve SK-10 no'lu kuyularda su tecrübesi deneyleri yapılmıştır. Şekil 10'de kuyu yerleri açıkça gösterilmiştir.

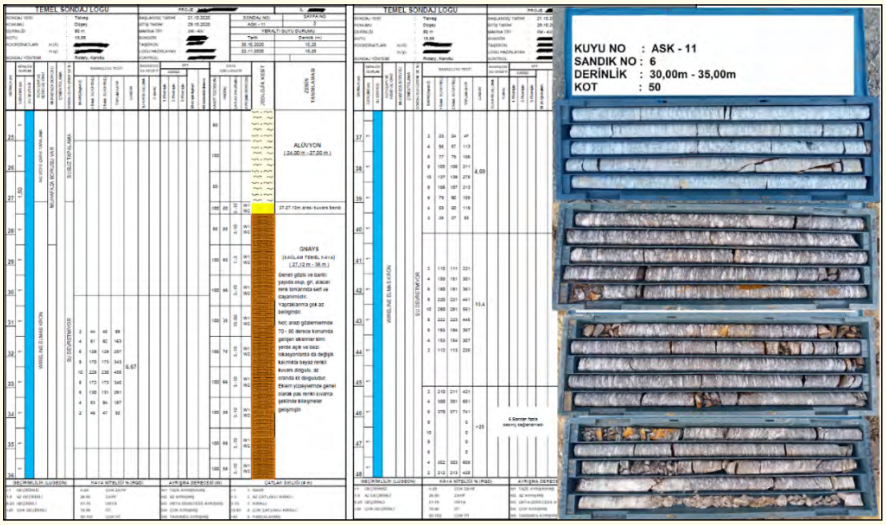


Şekil 12. SK-10 no'lu kuyunun logu.

Şekil 11 ve 12'de verilen kuyu logları incelendiğinde, aks yerinin sağ sahil bölümünde geçirimlilik probleminin ciddi ölçüde var olduğu anlaşılmaktadır. Söz konusu bölgede suyun sızma boyunu uzatabilmek için ilave tedbirler alınması gerekmektedir. Bu tedbirler zeminin yapısına bağlı olarak değişkenlik gösterebileceği için zemindeki su hareketini doğru yorumlamak önem arz etmektedir. Bu tedbirler sırasıyla enjeksiyon perdesindeki kuyuların etki çapının küçülterek daha sık kuyu imalatı, enjeksiyon basınçlarının artırılması, şerbet karışım oranlarının değiştirilmesi veya enjeksiyon perdesinin arkasına (membaa doğru) ikinci bir perde dizaynı olarak çıkabileceği gibi zeminin enjeksiyon ile ıslahı yapılamayacağına kanaat getirilir ise zemine uygun başka zemin ıslah yöntemleri de seçilebilmektedir.

Uygulama Aşaması

DSİ bünyesinde, uygulama aşamasında yürütülen projelerde, genellikle basınçlı su deneylerindeki kaçan su miktarı ile enjeksiyon alışlarında uyuşmazlık tespit edildiğinde Temel Sondaj ve Enjeksiyon Şartnamesine uygun müdahaleler ile zeminin iyileştirmesi sağlanmaktadır.



Şekil 13. ASK-11 no'lu kuyunun logu ve karot fotoğrafları.

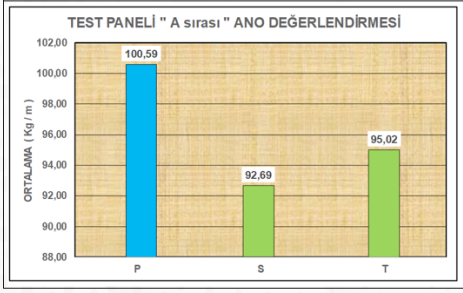
Şekil 13'ten de görülebileceği gibi kuyulardaki su tecrübesi deneylerinde su kaçaklarının fazla olduğu ve karot fotoğraflarından da zeminin yer yer kırıklı çatlaklı yer yerde aşırı kırıklı çatlaklı olduğu, büyük bölümünün de masif olduğu görülmektedir. Enjeksiyon alışları aşırı kırıklı çatlaklı kesimlerde olsa da basınçlı su deneyleri yapıldığında kaçakların eskiye oranla azalsa da, istenilen seviyeye (lugeon < 3) inmediği tespit edilmiştir. Zeminin jeolojik özellikleri göz önüne alınarak zemindeki kırık ve çatlakların birbirleri ile irtibat yaptığı, suyu kolaylıkla iletebildiği anlaşılmaktadır. Söz konusu örnek çalışma için enjeksiyon basınçların artırılmasına karar verilmiştir.

Bu kapsamda, iki adet yarım ano büyüklüğünde test panelleri oluşturulmuş ve Temel Sondaj ve Enjeksiyon Teknik Şartnamesine göre basınçlı su deneyleri ile enjeksiyon imalatları yapılmıştır. Elde edilen sonuçlar Şekil 14 a ve b'de veriliştir.

PERDE TEST PANELİ " A sırası " ANO DEĞERLENDİRME TABLOSU

	KUYU NO	KM	KADEME	0 / 2,5	2,5 / 5	5 / 10	10 / 15	15 / 20	20 / 25	25 / 30	30 / 35	35 / 40	40 / 45	45 / 50	50 / 55	55 / 60	60 / 65	65 / 70	70 / 75	75 / 80,6	80 / 85	85 / 90	90 / 95	ORTALAMA	şerbet lt	çimento kg	bentonit kg	katkı kg
	Pm (monometre Basıncı)			0,5	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	12	13	14,0								
P	PDT - 1	0+242,00	80,60	6	8	6	10	136	239	17	457	64	11	41	195	56	6	113	8	8,1				85,27	9.075	6.793	41	39
	PDT - 1	Lugeon				6,5	3,7	7,5	9,4	4,6	6,3	2,9	1,2	3,8	5,7	2,2	2,4	5,4	3,2	1,5								
T	PDT - 2	0+239,00	80,60	8	11	7	8	95	5	157	706	18	155	404	17	6	11	8	7	8,1				100,59	10.705	8.013	48	46
P	PDT - 3	0+236,00	80,60	6	8	7	8	81	154	309	14	245	50	71	145	72	252	152	33	13				100,12	10.655	7.975	48	46
	PDT - 3	Lugeon				5,0	5,3	8,8	7,2	8,6	2,0	7,5	4,1	2,2	4,2	2,5	7,9	5,8	1,9	2,0								
	PDKK	Lugeon				3,5	2,7	4,5	3,4	4,6	0,4	3,5	1,7	0,9														
T	PDT - 4	0+233,00	80,60	8	9	8	12	57	145	262	14	606	17	73	108	55	7	25	8	34				89,45	9.520	7.126	43	41
S	PDT - 5	0+230,00	80,60	8	11	14	160	97	285	16	20	320	178	383	10	20	14	67	11	16				100,59	10.705	8.013	48	46
	KADEME ORTALAMA KATI MAD. ALIŞI (Kg/m)			7	9	8	40	93	166	152	242	250	82	194	95	42	58	73	13	16				TOPLAM	50.660	37.919	228	220

Açıklamalar :



KUYU ALIŞ ORTALAMALARI

1. KUYU LAR	P	92,69	Kg/m
2. KUYU LAR	S	100,59	Kg/m
3. KUYU LAR	T	95,02	Kg/m

GENEL ORTALAMA: 96,10 Kg/m

LEJANT

	0-50	DÜŞÜK ALIŞ
	51-100	ORTA ALIŞ
	101-200	ORTA - YÜKSEK ALIŞ
	201-400	YÜKSEK ALIŞ
	>400	ÇOK YÜKSEK ALIŞ

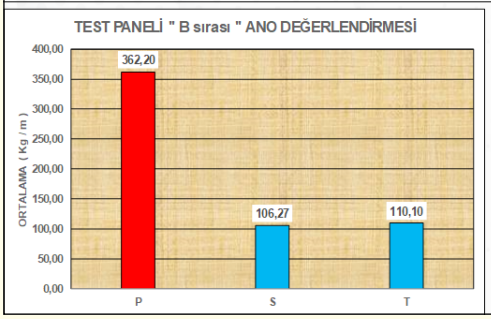
GEÇİRİMLİLİK (LUGEON)	
<1	GEÇİRİMSİZ
1-5	AZ GEÇİRİMLİ
5-25	GEÇİRİMLİ
>25	ÇOK GEÇİRİMLİ

Şekil 14a. Test paneli A sırası sonuçları.

PERDE TEST PANELİ " B sırası " ANO DEĞERLENDİRME TABLOSU

	KUYU NO	KM	KADEME	0	2,5	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	ORTALAMA	şerbet lt	çimento kg	bentonit kg	katkı kg
				2,5	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80,6	85	90	95					
	Pm (monometre Basıncı)			3	3	4	6	7	9	10	11	13	14	16	17	19	20	21	23	24								
P	PÖT - 1	0+278,00	80,60	8	11	252	126	276	761	299	529	1.213	129	486	403	177	75	16	47	13				298,61	31.780	23.787	143	138
	PÖT - 1	Lugeon				15,0	10,3	7,1	8,7	6,2	7,1	9,9	7,3	3,8	2,3	6,2	3,2	2,7	4,4	2,3								
T	PÖT - 2	0+275,00	80,60	8	11	7	14	118	142	182	6	8	11	344	120	22	14	55	11	14				66,76	7.105	5.318	32	31
S	PÖT - 3	0+272,00	80,60	6	8	8	70	211	239	9	11	586	211	220	35	13	22	40	17	13				106,27	11.310	8.466	51	49
T	PÖT - 4	0+269,00	80,60	6	9	8	9	88	20	43	341	854	14	768	23	48	10	188	8	39				153,44	16.330	12.223	73	71
P	PÖT - 5	0+266,00	80,60	8	9	19	470	149	39	1.066	1.979	74	409	977	63	79	1.057	114	333	25				425,79	45.315	33.918	204	197
	PÖT - 5	Lugeon				8,1	8,6	5,6	3,3	7,8	11,4	8,7	10,6	12,2	3,2	6,0	9,1	2,3	3,8	1,7								
	PÖKK	Lugeon				1,4	1,4	0,8	0,5	1,32	0,93	1,71	2,1	2,6														
	KADEME ORTALAMA KATI MAD. ALIŞI (Kg/m)			7	9	59	138	168	240	320	573	547	155	559	129	68	236	82	83	21				TOPLAM	111.840	83.713	502	486

açıklamalar :



KUYU ALIŞ ORTALAMALARI

1. KUYU LAR	P	362,20	Kg/m	GENEL ORTALAMA
2. KUYU LAR	S	106,27	Kg/m	192,86 Kg/m
3. KUYU LAR	T	110,10	Kg/m	

LEJANT

	0-50	DÜŞÜK ALIŞ
	51-100	ORTA ALIŞ
	101-200	ORTA - YÜKSEK ALIŞ
	201-400	YÜKSEK ALIŞ
	>400	ÇOK YÜKSEK ALIŞ

GEÇİRİMLİLİK (LUGEON)	
<1	GEÇİRİMSİZ
1-5	AZ GEÇİRİMLİ
5-25	GEÇİRİMLİ
>25	ÇOK GEÇİRİMLİ

Şekil 14b. Test paneli B sırası sonuçları.

Test paneli A'da Temel Sondaj ve Enjeksiyon Teknik Şartnamesi uyarınca önerilen basınçlar, test paneli B'de zeminin yırtılmadan dayanabileceği basınçlar kullanılmıştır. Elde edilen sonuçlarda test paneli B'de daha fazla enjeksiyon alışları olduğu ve enjeksiyon imalatı sonrası yapılan basınçlı su deneylerinde elde edilen sonuçların lugeon değerinin 3'ten küçük olduğu ve de test paneli A'ya göre gerek enjeksiyon alışlarında gerekse lugeon değerlerinde daha iyi sonuçlar verdiği tespit edilmiştir. Buna bağlı olarak jeolojik birimin özelliklerine göre doğru enjeksiyon karışımı ve basıncının seçilmesi ile istenilen geçirimsizlik değerinin elde edilmesi mümkün olmuştur.

SONUÇLAR

Basınçlı ve basınçsız su deneyleri zeminin geçirimlilik (K) katsayısını vermemektedir. Ancak zeminin geçirimliliği hakkında mukayese edilebilir kantitatif değerler elde etmek mümkün olmaktadır.

Elde edilen geçirimlilik katsayısı, deneyin yapıldığı kuyunun ve kuyunun çok yakınındaki birimin geçirimliliği için geçerli olan değeri vermektedir. Zeminin tümünde bu değerin uygulanmasında bir yaklaşım yapmak, birimin anizotropisinden dolayı ancak jeolojik şartların çok dikkatli bir şekilde incelenmesi ve yorumlanması ile mümkün olmaktadır.

Dolayısıyla, bilgisayar programlarına girilen verilerin, basınçlı ve basınçsız su deneyleri yapım yöntemlerine uygun olarak elde edilmesinin yanı sıra, programın hesapladığı deney sonuçlarının doğruya en yakın şekilde yorumlanması ve zemine uygun geçirimlilik değerinin belirlenmesi gerekmektedir.

Bu kapsamda, bilgisayar programları kullanılarak hesaplanan geçirimlilik katsayısı, ampirik bir değer olmaktan çıkarabilmek için zeminin jeolojisine ve geçilen birimin jeolojik özellikleri de göz önüne alınarak, bilgisayar programına girilen verilerin doğru yönlendirilmesi önem arz etmektedir.

KAYNAKLAR

Albayrak, Z., (1975). Temel Sondajlarda Yapılan Permeabilite Testleri Hakkında Genel Bilgiler, DSİ Yayını, Ankara.

U.S.D.I., (1981). United States Department. of the Interior, Ground Water Manual, A Water Resources Technical Publication, 317- 417 p. U.S. Government Printing Office, RevisedReprint, Denver, USA.

Evirgen, C., (1994). Permeabilite Deneylerinin Bilgisayar ile Hesabı, DSİ IV. Bölge Müdürlüğü Yayını, Konya.

Şekercioğlu E., (1998). Yapıların Projelendirmesinde Mühendislik Jeolojisi, JMO Yayınları No:28, Ankara.

Şekercioğlu, E., (1993). Lugeon Basınçlı Su Deneyi ile Kayaçların Geçirimliliğinin Hesaplanması Sonuçların Değerlendirilmesi ve Yorumlanması, DSİ Yayını, Ankara.

Yağcıoğlu, Ö., (2017). Farklı Jeolojik ortamlarda Yapılan Basınçlı Su Testi Verilerinin Değerlendirilmesi, Pamukkale Üniversitesi, Denizli.

SONDAJ KUYULARINDA PRESİYOMETRE, DİLATOMETRE, KAYA PRESİYOMETRESİ VE İNKLİNOMETRE DENEYLERİNİN UYGULAMALARI VE JEOTEKNİK ÖNEMİ

APPLICATIONS AND GEOTECHNICAL IMPORTANCE OF PRESSUREMETER, DILATOMETER, BOREHOLE DILATOMETER, AND INCLINOMETER TESTS IN BOREHOLES

K. Gölbaşı[1*], C. Yıldız[1], A. Koçbay[1]

[1] Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, Jeoteknik Hizmetler Dairesi Başkanlığı
*(*Sorumlu yazar: kubra.k@dsi.gov.tr)*

ÖZET

Yerinde deneyler, zemin ve kaya mekaniği çalışmalarında sahadan elde edilen gerçekçi verilerle mühendislik tasarımlarının güvenilirliğini artırmak amacıyla gerçekleştirilir. Özellikle derin yapı temelleri, tüneller, maden ocakları ve su yapıları gibi mühendislik projelerinde kuyularda gerçekleştirilen yerinde deneyler, zemin ve kaya ortamlarının davranışını anlamak için kritik bir öneme sahiptir. Bu çalışmada, sondaj kuyularında yapılan yerinde deneylerin temel ilkeleri, uygulama yöntemleri ve mühendislikteki potansiyel etkileri incelenmiştir. Bu kapsamda, presiyometre, kaya presiyometresi, dilatometre ve inklinometre gibi yaygın yerinde deney teknikleri ele alınmıştır. Ayrıca, bu deneylerin doğru bir şekilde uygulanabilmesi için saha koşullarının analizi, test prosedürlerinin titizlikle planlanması ve ölçüm cihazlarının kalibrasyonu gibi önemli faktörler üzerinde durulmuştur. Elde edilen veriler, zemin ve kaya ortamlarının mekanik özelliklerinin belirlenmesinde kullanılarak projelerin güvenliğini ve maliyet etkinliğini arttırmaktadır. Yerinde deneylerden elde edilen sonuçların, laboratuvar testleri ile karşılaştırılması da zemin davranışının daha iyi anlaşılmasını sağlamaktadır. Özellikle heterojen ve karmaşık zeminlerde, yerinde deneylerin sağladığı avantajlar, saha koşullarına özgü hassas veriler sunması nedeniyle büyük önem taşımaktadır. Sonuç olarak, kuyularda yapılan yerinde deneylerin, zemin özelliklerinin belirlenmesinde ve mühendislik tasarımlarının optimize edilmesinde vazgeçilmez bir araç olduğu aşikardır. Bu bildiri, yerinde deneylerin mühendislik uygulamalarına katkılarını tartışmakta olup, gelecekteki çalışmalar için önerilerde bulunmaktadır.

Anahtar Kelimeler: Yerinde deney, kuyu testleri, mühendislik tasarımı, kaya ve zemin mekaniği

ABSTRACT

In-situ tests are conducted in order to enhance the reliability of engineering designs with realistic data obtained from the field in soil and rock mechanics studies. In-situ tests in boreholes play a critical role in understanding the behavior of soil and rock environments, particularly in engineering projects such as deep foundation structures, tunnels, mines, and hydraulic structures. This study examines the fundamental principles, methods, and engineering applications of in-situ tests conducted in boreholes. The paper discusses common in-situ testing techniques, such as the pressuremeter, borehole dilatometer, dilatometer, and inclinometer tests. Additionally, the importance of analyzing site conditions, carefully planning test procedures, and calibrating measurement devices for the accurate implementation of these tests is emphasized. The data obtained from these tests are used to determine the mechanical properties of soil and

rock environments, thereby enhancing both the safety and cost-effectiveness of projects. The comparison of in-situ test results with laboratory tests further aids in a deeper understanding of soil behavior. Particularly in heterogeneous and complex soils, the advantages of in-situ tests are of significant importance due to the precise data they provide, which is specific to the site conditions. In conclusion, in-situ tests conducted in boreholes are highlighted as indispensable tools for determining soil properties and optimizing engineering designs. This paper discusses the contributions of these tests to engineering applications and provides recommendations for future research.

Keywords: Field test, borehole testing, engineering design, rock and soil mechanics

GİRİŞ

Kaya ve zemin mekaniği çalışmalarında, yerinde deneyler mühendislik projelerinin başarıyla uygulanabilmesi için kritik veriler sağlar. Bu tür deneyler, saha koşullarını doğrudan ölçümleyerek daha güvenilir ve gerçekçi sonuçlar verir, doğru mühendislik tasarımlarının yapılmasına olanak tanır. Günümüzde, yapı temellerinin doğru, güvenilir ve ekonomik bir şekilde tasarlanıp inşa edilebilmesi açısından mühendislik jeolojisi çalışmalarında kaya ve zemin mekaniğinin önemi, ülkemizin deprem kuşağında yer alması nedeniyle giderek daha fazla kabul görmektedir. Bu doğrultuda, her tür yapının inşa edileceği zeminlerin davranışlarının doğru bir şekilde bilinmesi gerekir bu da ancak yerinde yapılan arazi deneyleriyle mümkün olabilir. Arazi deneyleri, doğal zemin davranışlarını daha doğru ve güvenilir bir şekilde yansıtmakta, çevresel ve dinamik faktörlerin etkisini göz önünde bulundurmaktadır.

Sondaj kuyularında yapılacak arazi deneyleri, kaya ve zeminlere ait verilerin doğruluğunu artırmak açısından büyük bir öneme sahiptir. Sondaj kuyuları, zemin ve kaya birimlerin derinliklerine kadar gözlemlenmesine olanak tanır ve yeraltı koşullarını doğrudan analiz etme imkânı sağlar. Bu kuyularda yapılan deneyler, zemin özelliklerini ve kaya tabakalarını daha ayrıntılı şekilde doğrudan incelemeye olanak verir. Özellikle yerinde modüller, zemin sertliği, deformasyon, kaya kütlesi hareketleri ve yeraltı gerilmeleri gibi faktörler, yerinde yapılan deneyler ve sondaj kuyularından alınan örneklerle daha gerçekçi ve güvenilir bir şekilde belirlenebilir. Bu sayede, inşaatın temel tasarımı ve uygulama süreci, yeraltı koşullarına tamamen uygun olarak şekillendirilebilir.

YAYGIN YERİNDE DENEY TEKNİKLERİ

Yerinde deneyler, çeşitli teknikler ve cihazlar kullanılarak gerçekleştirilir. Bu testler, zemin ve kaya mekaniği özelliklerini belirlemek için doğrudan saha verileri sağlar. Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü tarafından kuyularda yapılan yaygın yerinde deneyler arasında presiyometre, kaya presiyometresi, dilatometre ve inklinometre deneyleri yer alır:

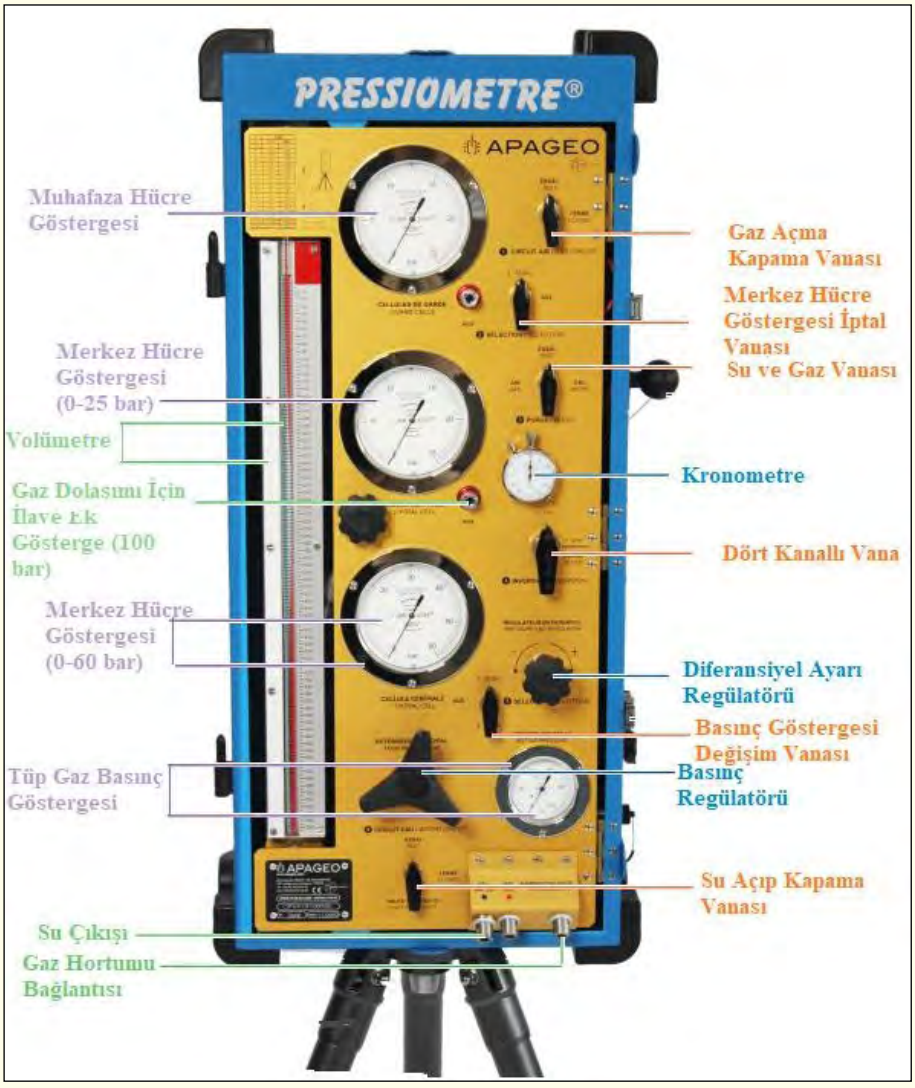
Menard Presiyometre Deneyi

Yerinde yapılan deneylerden biri olan kuyu içi yanal yükleme cihazı presiyometrenin Türkiye›deki kullanımı, ilk olarak 1969 yılında Devlet Su İşleri (DSİ) tarafından başlatılmış, ardından Karayolları Genel Müdürlüğü ve 1982 yılında Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİEİ) tarafından devam ettirilmiştir. 1990-1991 yıllarından itibaren ise özel sektörde de kullanılmaya başlanmıştır (Yıldız, Gürsoy, & Kayabaşı, 2022).

Presiyometre deneyi, jeoteknik amaçlı yapılan etüt ve projelerde zeminlerin dayanım ve deformasyon modülü parametrelerinin belirlenmesinde özellikle temel tasarımında taşıma gücü ve oturma hesapla-

rında kullanılan sondaj kuyularında kademeler halinde yapılan yerinde yükleme deneyidir. Presiyometre deneyinin temel prensibi, zeminin basınç ve deformasyon ilişkilerini ölçmek amacıyla, zemin içinde açılan silindirik bir boşluğun genişletilmesidir. Uygulamada, bu testi gerçekleştirmek için öncelikle test seviyesine kadar bir sondaj kuyusu açılır ve silindirik bir boşluk yaratılır. Ardından, radyal genişlemeye uygun olarak tasarlanmış presiyometre sondası istenilen derinliğe indirilir ve boşluğu genişletmek için şişirilir. Her bir basınç kademesinde meydana gelen hacim artışları kaydedilir (Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, 2025). Yapılan her kademe için elde edilen gerilme/deformasyon değerleri zeminin mekanik özelliklerinin değerlendirilmesinde olanak sağlar.

Presiyometre deneyleri sıkı/sert zeminlerden (kuyu içinde dökülmeden kalabilen zeminler), zayıf kaya birimlerine kadar değişen litolojik birimlerde uygulanabilir (Kayabaşı, Cengiz, & Yıldız, 2016). Cihaz, kontrol ünitesi, sonda, iletim hortumları ve basınç tüpünden oluşur. Cihazın ana kısmı olan kontrol ünitesi Şekil-1'de ayrıntılı olarak gösterilmiştir. Kontrol ünitesi üzerinde sondaj kuyusuna indirilen sondaya verilen basınç değerlerini gösteren manometreler ve su-gaz basınç farklarını düzenleyen dedantör bulunur. Deney sırasında presiyometre sondasına verilen basınçlı kuru havanın etkisiyle radyal yönde zeminde oluşan hacim değişiklikleri de su haznesi kabındaki volümetreden okunur.



Şekil 1. Menard Presiyometre Cihazı (G Modeli) Kontrol Ünitesi

Presiyometrenin çok yumuşak ve yumuşak zeminlerden, basınç dayanımı 20000 kPa (20 Mpa) kadar olan zayıf kayalara kadar geniş bir uygulama alanı mevcuttur. Sağlam kayalarda, presiyometre deneylerinin yapılması uygun değildir. Temel zemin etütleri için kullanılan presiyometre deneyi:

1. Zeminin mukavemet parametreleri (Pa (Akma basıncı), PL (Limit basınç), EM (Deformasyon Modülü), c (Kohezyon), ϕ (İçsel sürtünme açısı), G (kayma modülü) tespitinde,
2. Zeminin taşıma gücü ve zemin emniyet gerilmesinin hesaplanmasında,
3. Zemine tatbik edilecek yükün bir fonksiyonu olarak bu yük altında temel zemininde meydana gelebilecek oturmaların hesaplanmasında,
4. Yamaç molozu, alüvyon, dolgu ve her türlü dekapaj işlerinde hafriyat sınırının tespitinde,
5. Şev stabilite etüdlerinde, (kayma zonlarının tespiti ve presiyometrik verilerden faydalanılarak şev analizlerinde),
6. Galeri ve tünellerde; bir kesit üzerinde sondaj delikleri açılarak her metrede bir deney yapılmak suretiyle galeri veya tünel etrafında meydana gelen gevşeme sınırlarının tespit edilerek enjeksiyondan önce ve enjeksiyon sonra deney yapılmak sureti ile enjeksiyon etkinlik katsayısının hesaplanmasında,
7. Dolguların sıkıştırılmasından sonra deney yapılarak ne kadar yük taşıyabileceği tespitinde kullanılmaktadır (Satıcı, 2004).

Probex Kaya Presiyometresi Deneyi

Kaya Presiyometresi, yumuşak ve kısmen sert kayaların elastisite ve deformasyon modüllerini belirlemek amacıyla kullanılan, radyal olarak genişleyebilen bir kuyu içi yükleme cihazıdır. Bu ekipman, dilatometre özelliklerine sahip olup, özellikle kaya ortamında kullanım için tasarlanmıştır.

Probex kaya presiyometresi, 76 mm çapındaki sondaj deliklerinde kullanım için tasarlanmış olup, maksimum 30 MPa çalışma basıncına sahiptir. Bu cihaz, genişletilebilir bir prob, çift etkili bir hidrolik modül ve bir ölçüm modülünden meydana gelmektedir (Şekil-2).

Şekil 2. Probex Kaya Presiyometre Cihazı Ekipmanları

Deneylere başlanmadan önce probun sıfırlama kalibrasyonları yapılır ve deneyler, ASTM D8359-21 standartlarına uygun olarak gerçekleştirilir. Kaya presiyometresi probu, hedef test seviyesine indirilerek önceden belirlenen bir program çerçevesinde, üç yükleme ve boşaltma döngüleri uygulanır. Her yükleme ve boşaltma adımında, basınç uygulandıktan sonra 1 dakika süreyle beklenir ve hacim okumaları alınır. Maksimum basınç seviyelerinde, zamana bağlı deformasyonların izlenebilmesi için 10 dakika süreyle beklenir ve hacim okumaları kaydedilir. Her yükleme ve boşaltma evresi en az 5 adımda yapılmalıdır. Maksimum yük seviyelerinde deformasyon devam ediyorsa, deformasyonlar tamamlanana kadar beklenmelidir (Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, 2025). Modül değerleri, seçilen basınç-deformasyon noktaları arasındaki basınç ve deformasyon farkları referans alınarak hesaplanır (Ladanyi, 1987). Deney programındaki her bir döngü için elastisite ve deformasyon modül değerleri ile toplam deformasyon modülü değerleri ayrı ayrı hesaplanır.

Goodman Jack Dilatometre Deneyi

Goodman Jack Dilatometresi, kaya kütlesi modüllerinin (deformasyon modülü, elastisite modülü vb.) yerinde tespit edilmesinde kullanılan ve okuma ünitesi, çelik sonda, hidrolik yağ pompası, elektrik ve yağ iletim kabloları gibi dört ana bileşenden oluşan bir cihazdır (Şekil-3). Okuma ünitesi, probdan gelen uzak ve yakın okumaların 0.01 mm hassasiyetle kaydedilmesini sağlarken iletim kabloları, hidrolik pompa aracılığıyla yağın iletilmesini ve geri alınmasını, ayrıca deplasman ölçerde oluşan okumaların okuma ünitesine iletilmesini mümkün kılar.

Şekil 3. Goodman Jack Dilatometre Cihazı Ekipmanları

Goodman Jack Dilatometre deneyi 76 mm genişliğinde açılan sondaj kuyusunda çelik sonda vasıtasıyla istenilen seviyede sondaj duvarına yük uygulanmak suretiyle oluşan deformasyonların ölçülmesi esasına dayanır (Yıldız, Gürsoy, & Kayabaşı, 2022). Basınç uygulandığında iç içe geçmiş rijit plakalar sonda üzerinde bulunan 12 piston yardımıyla açılır ve oluşan açılma miktarı ve yük alınırken oluşan kapanma miktarı sondanın alt ve üst kısmında bulunan deplasman ölçer vasıtasıyla okuma ünitesine iletilir. Hareketli plakaların her iki ucunda, jakların içine yerleştirilmiş iki adet LVDT (Linear Variable Displacement Transducer) yer değiştirme dönüştürücüsü bulunmaktadır. Deney yapılırken okuma ünitesinde oluşan uzak ve yakın okumalar kaydedilir. Deney programına uygun olarak, yükleme ve boşaltma döngüleri uygulanır (Hou, Zhang, Sun, & Gamage, 2017). Yükleme ve boşaltma evresi bittikten sonra her bir seviye için kaydedilen yakın ve uzak okumaların farklarının ortalaması alınarak kümülatif deformasyon değerleri bulunarak histerezis eğrisi çizilir. Çizilen bu eğride her bir yükleme evresi için çıkılan maksimum değer ile deney başlangı-

cındaki deformasyon farklarından deformasyon modulü, her bir boşaltma evresi için maksimum deformasyon değerinden deney sonundaki deformasyon miktarının farklarından elastik modül değeri hesaplanır. Ayrıca deney sonunda oluşan maksimum deformasyon değeri ile deney başlangıcındaki deformasyon değer farkından toplam deformasyon modülü hesaplanabilir (Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü, 2025).

İnklinometre Deneyi

İnklinometre deneyi, yüzeyden belirli derinliklerde meydana gelebilecek düşey ve/veya yatay yer hareketlerinin ölçülmesi veya belirli bir süre boyunca izlenmesi prensibine dayanır.

Deney sistemi inklinometre boruları, probu, okuma ünitesi, kontrol/veri aktarıcı kablo ve makara olmak üzere beş ana bölümden oluşmaktadır (Şekil-4). Açılan sondaj kuyularına yerleştirilen, 3'er metre uzunluğunda, sıcağa dayanıklı, yüksek sıkışma ve dayanım özelliklerine sahip ABS (Akrilonitril Bütadiyen Stiren) plastik boruların ilk konumlarından sapmalar, inklinometre cihazı kullanılarak tespit edilir. Deneyler, TS EN ISO 18674-3 standardına uygun olarak gerçekleştirilir.

Şekil 4. İnklinometre Cihazı ve Boruları

Zemindeki düşey veya yanal deformasyonun ölçülebilmesi için hareketin beklendiği bölgelerde sondaj kuyuları açılır. Bu kuyularda, deformasyonların engellenmesi ve inklinometre borularının eksenel hareket etmelerini önlemek amacıyla kuyu ile boru arasındaki boşluk bentonit çamuru ile doldurulur. İnklinometre borularının yerleştirilmesi sırasında, boruların iç yüzeylerinde 90 derecelik açıyla dizilmiş oluk çiftlerinden biri A+, A- ve diğeri ise B+, B- olarak kabul edilir. İnklinometre probunun daha kolay hareket etmesini ve deformasyonların yüksek hassasiyetle ölçülmesini sağlamak amacıyla A+, A- oluk çifti, beklenen hareket yönüyle aynı doğrultuya getirilir. Sonrasında, prob dikkatlice kuyu tabanına indirilerek okuma ünitesi ile bağlantısı sağlanır ve probun kuyu tabanına teması, ölçümlerin doğruluğu için kritik bir aşamadır. Ardından, prob, okuma mesafesi doğrultusunda kademe kademe yukarı doğru çekilir ve her 0,5 m'lik aralıkta ölçümler alınır. Ölçüm aralığı, sondaj verileri ve kayma hareketinin hızına göre belirlenmelidir. Hızlı hareket beklenen bölgelerde daha kısa, yavaş hareket beklenen bölgelerde ise daha uzun ölçüm aralıkları seçilebilir (Ertürk, 1996). Ayrıca, inklinometre borularındaki düzensizlikler veya aletin sürüklenmesi sonucu oluşabilecek hatalı ölçümler, prob yüzeye çıkarıldıktan sonra 180 derece çevrilerek tekrar kuyu tabanına indirilir ve önceki ölçümlerle karşılaştırılarak doğruluğu kontrol edilir. İlk ölçüm, sondaj kuyusunun eğik açılması veya hızlı kayma hareketlerinin olasılığı göz önünde bulundurularak, kuyu açıldıktan ve inklinometre boruları yerleştirildikten hemen sonra yapılmalıdır. Bu ilk ölçüm, referans ölçüm olarak daha sonraki ölçümler için kullanılır. Arazide kaydedilen ölçümler, uygun yazılımlar aracılığıyla bilgisayara aktarılır ve bilgisayar, ilk ve ikinci ölçüm arasındaki sapmalarla birlikte hareketleri grafiksel olarak gösterir (Baştuğ & Gürbüz, 2019).

YERİNDE DENEYLERİN ÖNEMİ

Yerinde yapılan deneylerin doğru şekilde uygulanabilmesi için, saha koşullarının detaylı bir biçimde incelenmesi ve test prosedürlerinin uygun şekilde planlanması gerekmektedir. Saha koşullarının doğru bir şekilde değerlendirilmesi, testlerin doğruluğu ve güvenilirliğini etkileyen en önemli faktörlerden biridir. Bunun yanı sıra, ölçüm cihazlarının kalibrasyonu da testlerin başarısını doğrudan etkileyen kritik bir unsurdur. Bu sebeple, her bir test için kullanılan ekipmanların doğru kalibrasyonu, elde edilecek sonuçların geçerliliği açısından büyük bir öneme sahiptir.

Yerinde deneyler, zemin ve kaya ortamlarının mekanik özelliklerinin belirlenmesinde önemli bir kaynak teşkil eder. Bu veriler, mühendislik projelerinin güvenliğini sağlamak ve maliyet etkinliğini artırmak için vazgeçilmezdir. Özellikle heterojen ve karmaşık zemin koşullarında, yerinde deneylerin sunduğu avantajlar oldukça değerlidir. Bu deneyler, saha koşullarına özgü hassas veriler sunarak proje tasarımının optimize edilmesine olanak tanır. Ayrıca, yerinde elde edilen test sonuçlarının laboratuvar testleri ile karşılaştırılması, zemin davranışının daha iyi anlaşılmasını sağlar ve mühendislik tasarımlarının doğruluğunu artırır.

SONUÇ

Yerinde yapılan deneyler, mühendislik tasarımlarının güvenilirliğini artıran ve projelerin başarıyla tamamlanmasını sağlayan önemli bir araçtır. Kuyularda yapılan yerinde testler, zemin ve kaya ortamlarının doğru bir şekilde anlaşılmasına yardımcı olur ve mühendislik projelerinin optimize edilmesini sağlar. Bu testler, saha koşullarına özgü hassas veriler sunarak, projelerin güvenliğini, maliyet etkinliğini ve sürdürülebilirliğini artırır. Yerinde deneylerin doğru bir şekilde uygulanması, mühendislik projelerinin başarısını doğrudan etkileyen kritik faktörlerden biridir.

Yerinde yapılan deneylerin mühendislik uygulamalarına sağladığı katkılar önemli olmakla birlikte, bu alandaki teknolojik gelişmelerin ve yeniliklerin sürekli olarak takip edilmesi gerekmektedir. Özellikle yeni cihazların geliştirilmesi ve test yöntemlerinin optimizasyonu, daha hassas ve güvenilir sonuçların elde edilmesine imkân tanıyacaktır. Ayrıca, yerinde deneylerin daha yaygın bir şekilde kullanılabilmesi için saha koşullarının daha ayrıntılı bir biçimde analiz edilmesi ve test protokollerinin standardize edilmesi önerilmektedir.

KAYNAKLAR

Baştuğ, İ., & Gürbüz, A. (2019). Fatsa-Aybastı Karayolu Şev Hareketlerinin İnklinometre Ölçümleriyle İncelenmesi. Türk Hidrolik Dergisi, 3(2), 36-41.

Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü. (2025). Jeoteknik Hizmetler Dairesi Başkanlığı Şartnameleri. Ankara.

Ertürk, E. (1996). Şevlerde Hareketlerin İzlenmesi İçin İnklinometre Aletinin Kullanımı ve Bir Örnek Uygulama. Jeoloji Mühendisliği, 57-62.

Hou, R., Zhang, K., Sun, K., & Gamage, R. P. (2017). Discussions on Correction of Goodman Jack Test. Geotechnical Testing Journal, 40(21), 199-209. https://doi.org/10.1520/GTJ20160121

Kayabaşı, A., Cengiz, İ., & Yıldız, C. (2016). Sığ Temellerde Presiyometre Deneyi. Ankara: TMMOB Jeoloji Mühendisleri Odası.

Ladanyi, B. (1987). Suggested Method for Deformability Determination Using a Flexible Dilatometer. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts, 24(2), 123-134.

Satıcı, Ö. (2004). Presiyometre Deneyi. Ankara.

Yıldız, C., Gürsoy, N., & Kayabaşı, A. (2022). Kaya Mekaniği Yerinde Deneyler. Ankara: Nobel Akademik Yayıncılık Eğitim Danışmanlık Tic. Ltd. Şti.

ZONGULDAK ARMUTÇUK 2023-1 NOLU KÖMÜR ARAMA SONDAJINDA KUYU SAPTIRMA UYGULAMASI

WELL DEVIATION APPLICATION IN ZONGULDAK ARMUTÇUK COAL EXPLORATION DRILLING NO. 2023-1

A.Pamuk [1,*], N. Şahin Elibol[2], E.Hancı[2], G. Sarıkaya[3]

[1]MTA Ege Bölge Müdürlüğü, İzmir
[2]MTA Batı Karadeniz Bölge Müdürlüğü, Zonguldak
[3] MTA Sondaj Dairesi Başkanlığı, Ankara
(Sorumlu yazar: ayhan.pamuk@mta.gov.tr)

ÖZET

Karotlu (elmaslı) sondajlarda karot (numune) alma yüzdesinin düşük veya yüksek olmasının; tektonik yapı, formasyon özellikleri, matkap üzerine verilen baskı ve devir, sondör tecrübesi, çamur pompa debisi, sondaj çamur özellikleri, karotiyer ve elmas matkabın doğru seçimi gibi faktörlerle doğrudan bağlantılıdır. Türkiye Taşkömürü Kurumu adına Zonguldak ili Armutçuk ilçesi Kandilli mevkinde yapılan 2023-1 nolu sondajda formasyon yapısının pekişmemiş ardalanmalı (konglomera, çakıltaşı, kumtaşı, silttaşı, kiltaşı, marn ve kömür) olması ve ve ayrıca kuyudaki kısmi çamur nedeniyle karotlarda kayıpları meydana gelmiştir. Sondaj kuyusu 737.00 m'de tamamlanmıştır. Sondaj tamamlandıktan sonra alınan jeofizik log ölçümünde düşük karot yüzdesinin bulunduğu ve 644.30-652.00 metreler arasında kömürlü seviyelerin olduğu tespit edilmiştir. Sondaj kuyusunun yeniden yapılması çok maliyetli olacağı için kuyunun belirlenen metrajdan saptırılarak sadece karot kaybı yaşanan seviyeden karot alınmasının uygun olacağına karar verilmiştir. Bu saptırmada 6 m'lik HW muhafaza Türkiye Taşkömürü Kurumu Armutçuk İşletme Müessesesi atölyesinde istenilen şekilde kestirilerek yapılmıştır. Yapılan bu saptırma kaması hem düşük maliyet hem kolay uygulanabilirliği açısından tercih edilmektedir. Sondaj kuyusu hazırlanan saptırma kaması ile 630.00 metreden saptırılarak istenilen metrajlar arasından 8.30 metre kömür karotu alınmıştır. Saptırma 652.70 metrede amacına uygun olarak durdurulmuştur. Bu bildiride; kullanılan saptırma kamasının yapımı ve kullanımıyla birlikte saptırma işlemi anlatılmıştır.

Anahtar kelimeler: Karotlu sondaj, karot yüzdesi, kuyu saptırma, saptırma kaması

ABSTRACT

Low or high percentage of core (sample) taking in core (diamond) drillings; It is directly linked to factors such as tectonic structure, formation characteristics, pressure and speed on the drill, driller experience, mud pump flow, drilling mud properties, correct selection of core barrel and diamond drill. In the drilling number 2023-1 carried out in Armutçuk Kandilli on behalf of the Turkish Hard Coal Enterprise, core losses occurred due to the unconsolidated and intercalated formation structure (conglomerate, gravel, sandstone, siltstone, claystone, marl and coal) and drilling with partial mud loss. The drill well was completed at 737 m. In the geophysical log measurement taken after the drilling was completed, it was determined that there was a low core percentage and there were coal levels between 644.30-652.00 meters. Since

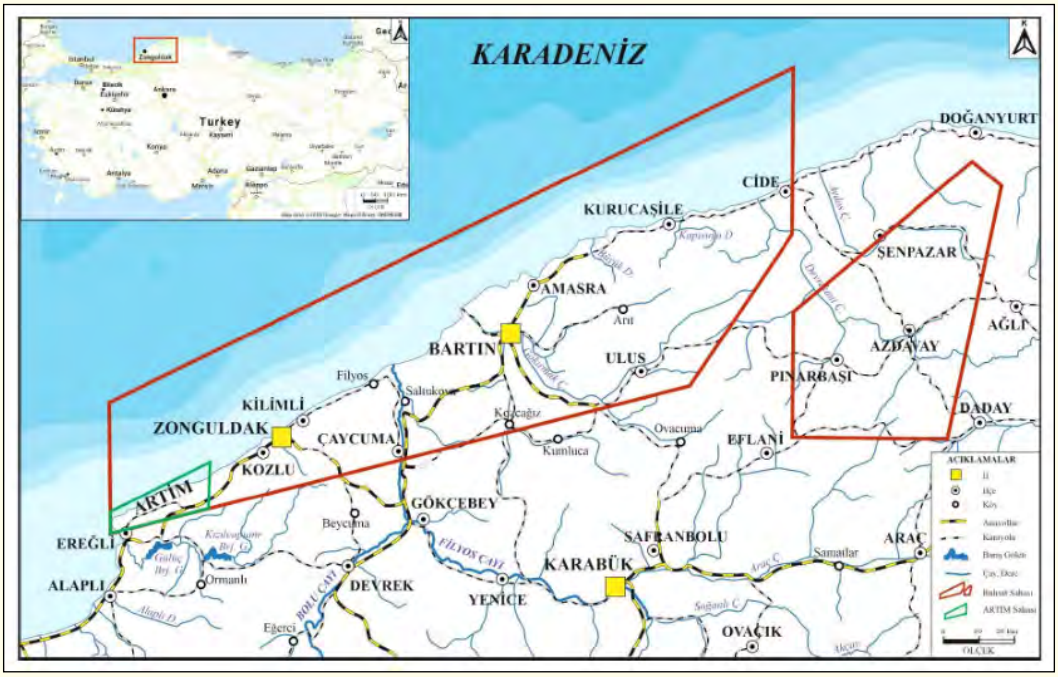
repeating the well would be costly, it was decided to deviate the well and take core again from the levels where core loss occurred. The whipstock was made from 6 m long HW casing pipe in the Turkish Hard Coal Corporation Armutçuk Enterprise workshop. This whipstock is preferred due to its low cost and easy applicability. The drilling well was deviated from 630.00 meters with a whipstock and 8.30 meters of coal core was taken. The well was completed at 652.70 meters in accordance with the purpose of deviation. In this paper, the well diversion operation is explained along with the construction and use of the whipstock.

Keywords: Core drilling, core recovery, well deviation, whipstock

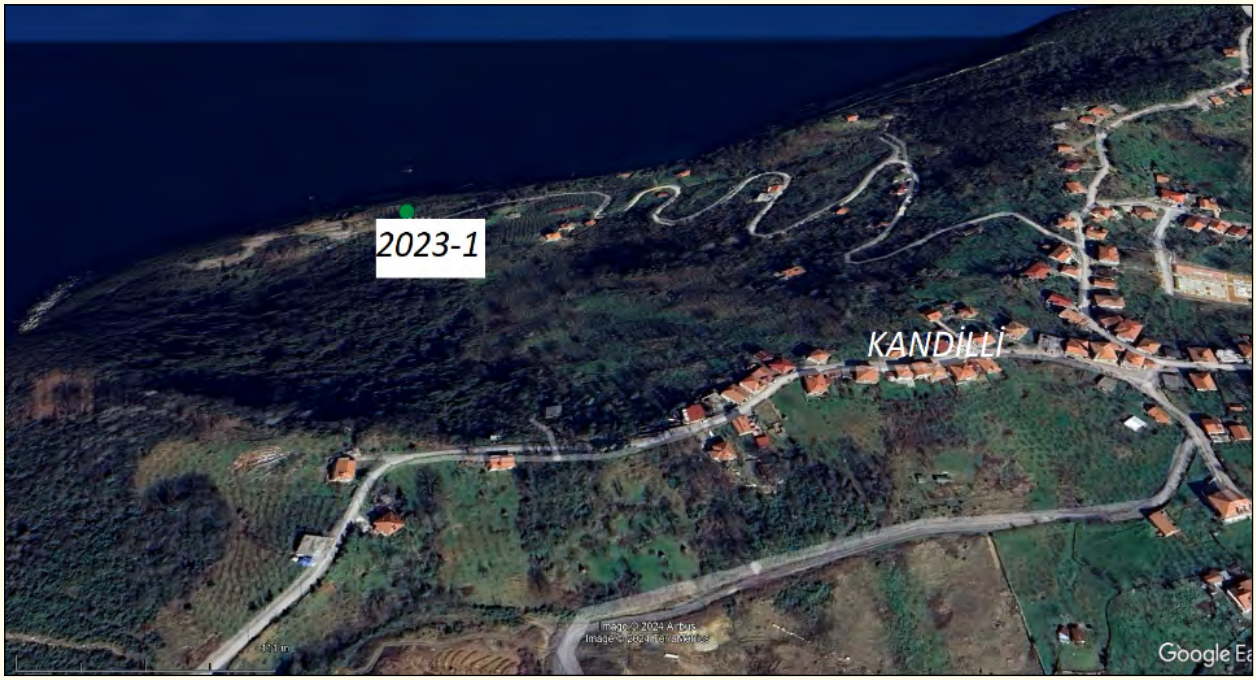
GİRİŞ

Günümüzde ve gelecekte insanlığın enerji- hammadde gereksinimi artarak devam etmektedir. Enerji ve hammadde gereksinimini karşılayacak kaynakların aranması, araştırılması ve rezervlerinin belirlenmesinde sondaj yöntemleri uygulanmaktadır. Maden arama sondajı söz konusu olduğunda elmaslı sondaj yaygın olarak kullanılmaktadır. Bir maden sahasının bulunması, ortaya çıkarılması ve işletilebilirliğinin tespit edilebilmesi için karotlu sondaja ihtiyaç duyulmaktadır. Karotlu sondaj tekniği aynı zamanda; işletilmekte olan maden ocaklarında da maden üretim projelerinin geliştirilmesi ve yönlendirilmesi, yeni rezervlerin tespiti, faylanma, gibi arızaların önceden tespit edilerek yeraltı çalışma emniyetinin sağlanması gibi önemli kullanım alanlarına da sahip olmaktadır.

Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) Armutçuk İşletme Müessesesi çalışma sahasında I. ve II. Bloktaki kömürlerin doğrultu, eğim yönündeki uzanımlarının ve deniz altı geometrisinin çıkarılması amacıyla TTK ile Maden Tetkik ve Arama (MTA) Genel Müdürlüğü arasında 5 adet her biri 750 metre toplam 3750 metre (± %20) uluslararası literatüre uygun tam karotlu sondaj yapılması için 2023 yılında sözleşme imzalanmıştır. Bu çalışmada, gerçekleştirilen sondajlardan biri olan 2023-1 sondaj kuyusunda gerçekleştirilen saptırma işlemi irdelenmiştir. Çalışma yerini gösterir yer bulduru haritası Şekil 1'de, 2023-1 nolu sondaj lokasyonunu gösterir google earth görüntüsü Şekil 2'de verilmiştir.

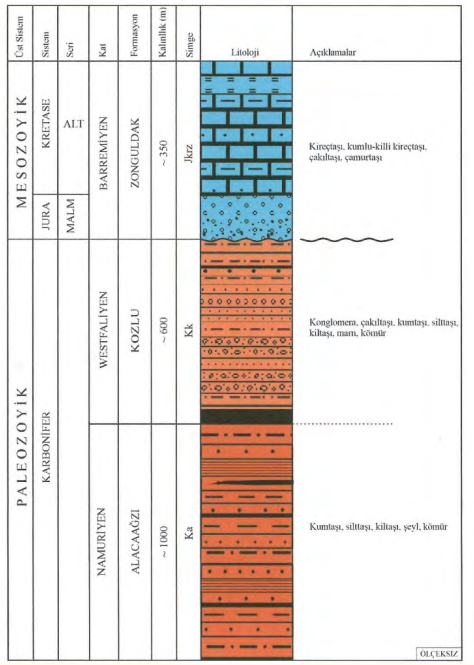


Şekil 1.Çalışma alanını gösterir yer bulduru haritası (MTA,2024)



Şekil 2. 2023-1 nolu sodaj lokasyonunun google earth görüntüsü

Çalışma alanını da içerisine alan Ereğli ve civarındaki temel kayaçlar Paleozoyik (Silüriyen) yaşlı kuvarsit ve mikrokonglomeralardan oluşan Hamzafakılı formasyonu ile temsil edilir (Tokay, 1949). Hamzafakılı formasyonu ile geçişli gözlenen, metakumtaşı, metasilttaşı, metakiltaşından oluşan Devoniyen yaşlı Göktepe formasyonu üste doğru dereceli olarak dolomit ve dolomitik kireçtaşından oluşan Devoniyen-Vizeyen yaşlı Yılanlı formasyonuna geçmektedir (Yergök ve diğ., 1987). Sondajlı çalışma alanı ve yakın civarında gözlenen en yaşlı birim Namuriyen yaşlı Alacaağzı formasyonudur. Çalışma alanı ve civarına ait genel stratigrafik istif Şekil 3'te gösterilmiştir.



Şekil 3. Çalışma alanına ait stratigrafik kesit (MTA,2024)

Elmaslı Sondajda Kontrollü Kuyu Saptırmaları

Karotlu sondajlarda derinlik artıkça sondaj ilerleme şartları zorlaşmakta buna bağlı olarak da maliyetler artmaktadır. Karotlu sondajlarda kuyunun istenilen metrajda bitirilmesi ve en yüksek karot verimini sağlanması temel hedeftir. Karotlu sondajda ilerleme hızı ve karot verimi mevcut donanıma, ilerleme yapılan formasyondaki kayaçların özelliklerine, hazırlanan sondaj çamuruna ve sondöre, görevli teknik elemana bağlıdır. Elmaslı sondaj kuyuları aşağıdaki sebeplerden dolayı saptırılabilmektedir.

- ✓ Cevhere ulaşmak için kontrollü olarak birkaç yerden kuyunun cevher üstünden saptırılması
- ✓ Takım sıkışmalarında veya kopmalarında tahlisiye ile alınamayan sondaj dizisi olduğunda kuyunun tekrar edilmesi yerine kontrollü saptırılması
- ✓ Karot yüzdesinin düşük olması, cevherden karot alınamaması durumunda kuyunun cevher üzerinden saptırılması
- ✓ Deniz, göl gibi su olan yerlerin altında bulunan cevhere ulaşabilmek için eğimli sondajın yapılamadığı yerlerde kuyunun kontrollü olarak deniz ve göl altında bulunan cevhere doğru saptırılması

Kuyuları saptırmak için kullanılan ekipmanlara saptırma kamaları adı verilmektedir. Bazı kamalar sadece bir kereye mahsus olmak üzere kullanıldıkları halde, diğerleri defalarca kullanılabilmektedirler (Özbayoğlu, Y., 1979). Saptırma kamaları ile 1-2 derece sapma sağlanabilmektedir. Bildiriye konu olan kamalar Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü'nün teknik elemanları tarafından tasarlanıp kullanılmaya başlanan ve uygun çaptaki herhangi bir muhafaza borusundan kolayca yapılabilen saptırma kamalarıdır. Bu saptırma kamaları standart saptırma kamalarının bulunmadığı ve hızlı bir şekilde kuyuların saptırılması gerektiği zaman kolaylıkla uygulanabilmektedir.

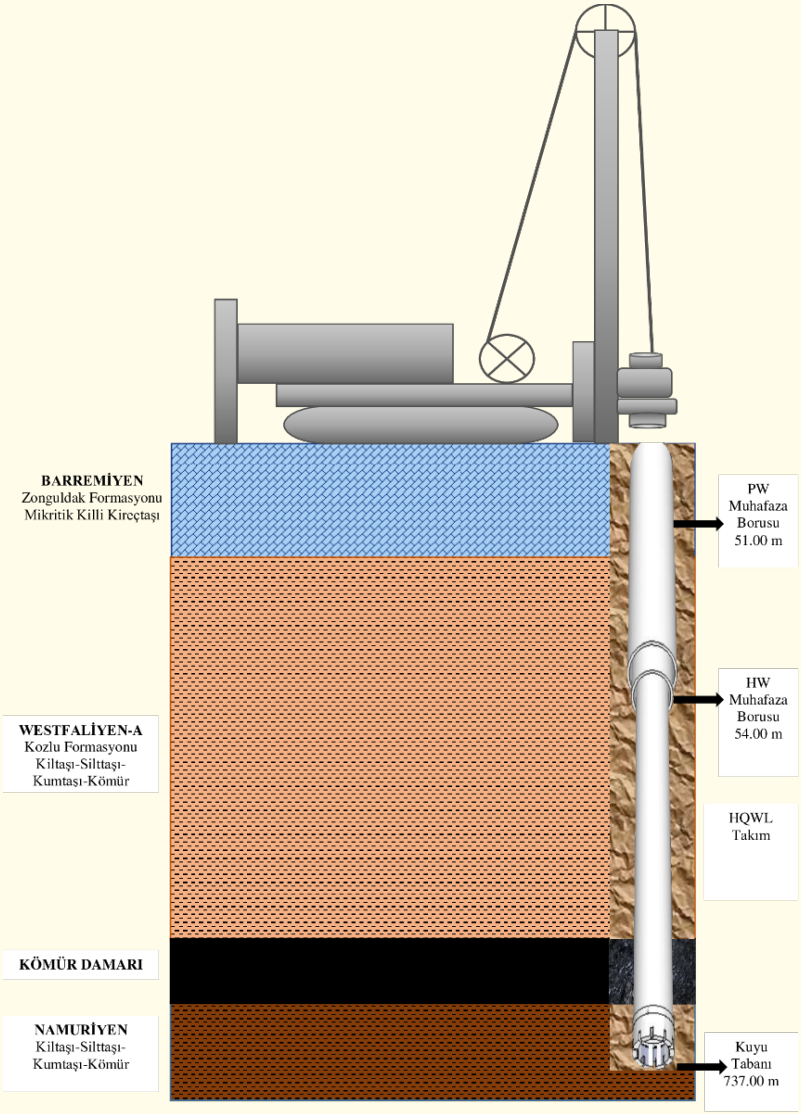
2023-1 NOLU SONDAJ KUYUSUNDA SAPTIRMA KAMASI UYGULAMASI

2023-1 nolu kuyuda MS-1513 S sondaj makinesi kullanılmıştır (Şekil 4). Şekil 4'de sondaj makinesi ve sondaj lokasyonu gösterilmiştir.

Şekil 4. MS-1513 S Sondaj makinesi ve 2023-1 sondaj lokasyonu

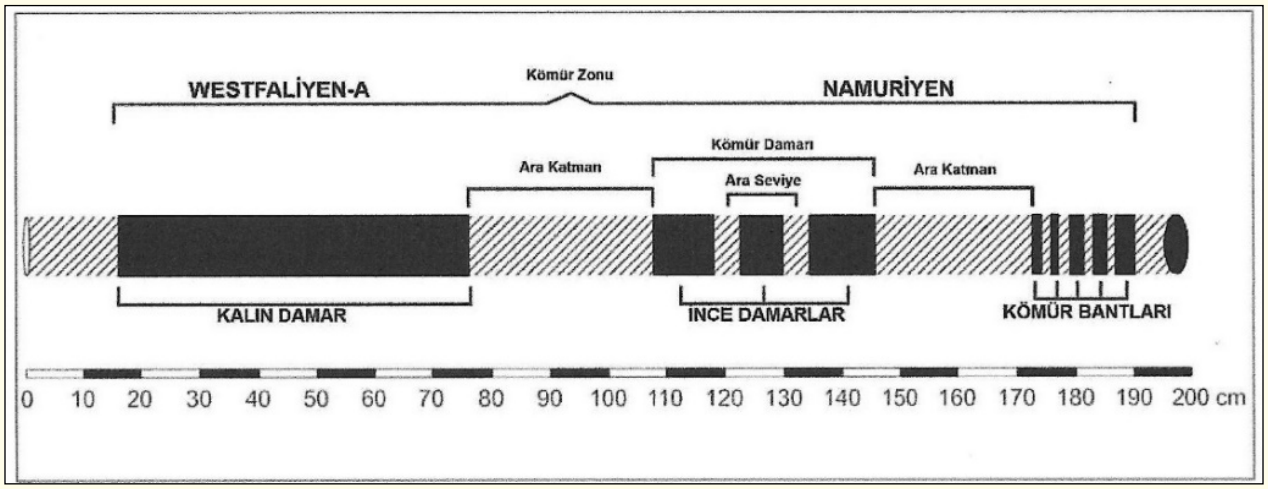
2023-1 nolu kuyuda HQWL takım ve HQ elmasla ilerleme yapılmıştır. İlerleme de kireçtaşı geçilirken tam kaçak olduğundan, kuyu önce 7 3/8" PDC matkapla taranmış daha sonra takım çekilip 8 1/2" matkap ile taramaya devam edilmiştir. Tarama işlemi bitince önce PW muhafaza borusu 51.00 m'ye kadar sürülmüş, HQWL takımla ilerleme yapılacağı için HW muhafaza borusuda PW muhafaza borusu içinden 54.00 m'ye kadar sürülmüştür. Muhafaza borusu sürülme işlemi bittikten sonra HQWL takım inilerek kısmi kaçaklı ilerlemeye devam edilmiştir. Formasyonun kırıntılı ve çatlaklı olması nedeniyle ilerlemede takım sıkışmaları meydana gelmiştir. Kuyu 737.00 m de sonlandırılmıştır. Kuyu kesiti Şekil 5' de gösterilmiştir.

Normal ilerleme esnasında karot kayıpları meydana gelmiştir. Kuyu bitimi sonrasında jeofizik log ölçümleri alınmış, kömür damarlarının korelasyonu için natural gamma ray (cps) ve neutron (cps) ölçüm verilerinden yararlanılmıştır (MTA, 2024). Alınan jeofizik log ölçümlerinin değerlendirilmesi sonrası kuyuda 643.20-651.50 metreler arasında kömürlü seviyelerin olduğu tespit edilmiştir. Büyük damar olarak adlandırılan kömür damarı (işletme de üretimi devam etmekte olan kömür damarı) Westfaliyen A ile Namuriyen geçişi arasında yer almaktadır. Namuriyen içerisinde de kömür damarları bulunmaktadır. Bu damarlar 0.50 metre ile 2.00 metre arasında değişen kalınlıklarda olup süreklilik arz etmemektedirler.



Şekil 5. 737.00 m'de sonlandırılan 2023-1 sondaj kuyu kesiti

Büyük damarı Namuriyen kömür damarlarından ayıran en önemli özellik damar kalınlığıdır. Büyük damarın ortalama kalınlığı 8.00 metre civarında olup 3.00 metrenin altına düşmemektedir. Bu nedenle sondaj ilerleme esnasında kesilen damarın Namuriyen yaşlımı yoksa Büyük damar mı olduğu ilerleme esnasında tespit edilememiştir. Kömür zonu, kömür damarı, ara seviye, kömürlü seviye ve ara katman kavramları Şekil 6'da gösterilmiştir.



Şekil 6. Kömür zonu, kömür damarı, ara seviye ve ara katmanlara ait şematik görünüm (MTA, 2024).

Yeniden karot alınması için Etüt Kamp Şefliğinin de talebiyle, kuyu tekrarı maliyetli olacağı için kuyu saptırmaya karar verilmiştir. Orjinal olan kamaların son dönemlerde gerek ekonomik boyutu gerekse tedarik aşamasında yaşanan zorluklar neticesinde MTA sondaj sahasında geliştirilen, muhafaza borularından hazırlanan kamalar tercih sebebi olmuştur. 2023-1 nolu kuyu da kuyu saptırma işlemi için de 6 m muhafaza borusundan TTK Armutçuk İşletme Müessesesi atölyesinde saptırma kaması yapılmıştır. Saptırma kaması yapılan HW muhafaza borusunun ölçüleri Çizelde 1'de verilmiştir.

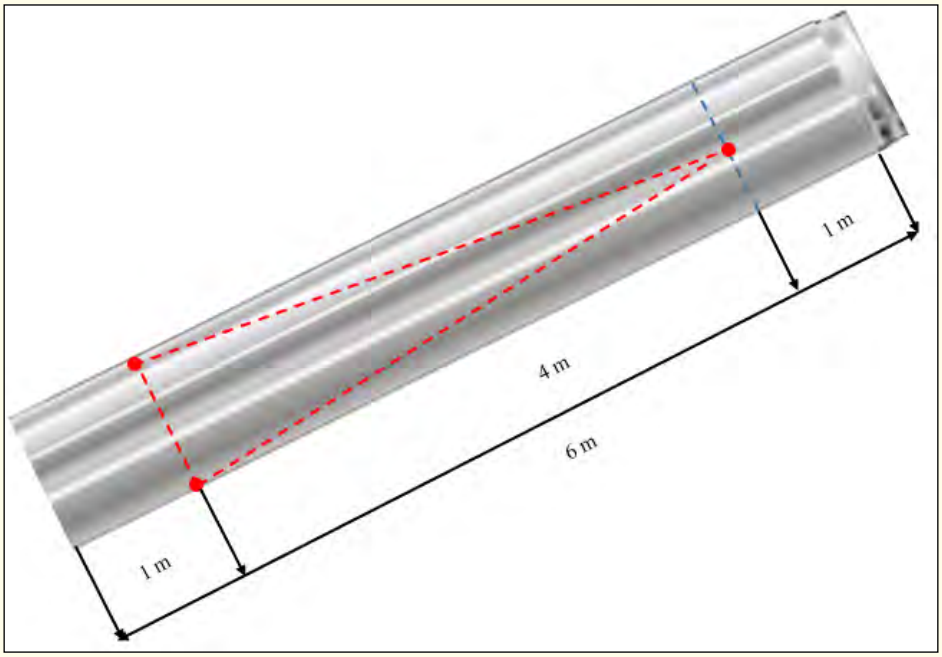
Çizelge 1. HW muhafaza borusu ölçüleri

Boyut	Dış Çap mm	İç Çap mm	Et Kalınlığı mm	Ağırlık kg/m3	Boru Hacmi lt/m
HW	114.30	101.60	6.35	52.20	8.10

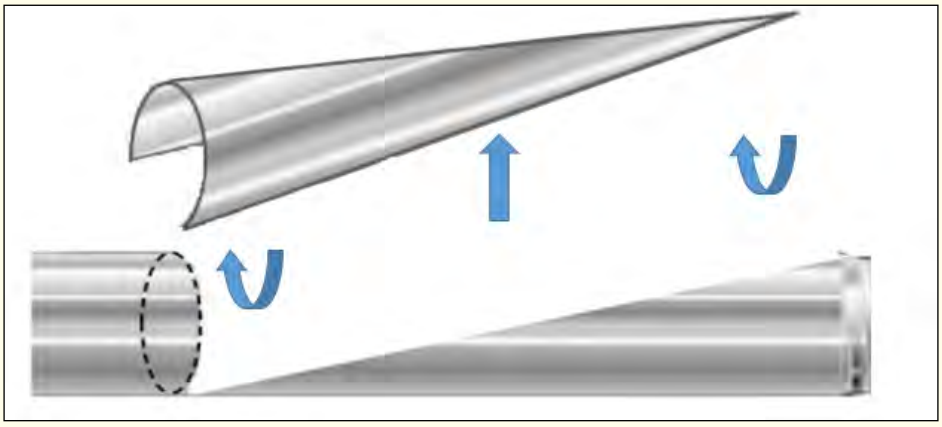
HW Muhafaza Borusundan Saptırma Kaması Yapılması

Dış çapı 114.3 mm olan 6 m uzunluğundaki HW muhafaza borusu öncelikle dişi ve erkek kısmından 1 m işaretlenir. Bu şekilde arada kalan 400 cm sapma mesafesi olmaktadır. Muhafaza borusunda erkek ve dişi kısımdan 1'er m'lik bırakılmasının sebebi kullanılacak olan karotiyere bağlı elmasın, kamanın alt birleşim noktasına geldiğinde karotiyerin tamamının üst başlangıç noktasından çıkmış olmasının hedeflenmesidir. İşaretlenen dişi kısım borunun yarıçapına denk gelecek şekilde 2 noktadan, erkek kısım ise yarıçapın tam merkezinden işaretlenir. Bir ip yardımı ile yapılan bu işaretlemeden üçgen alan çıkmaktadır (Şekil 7).

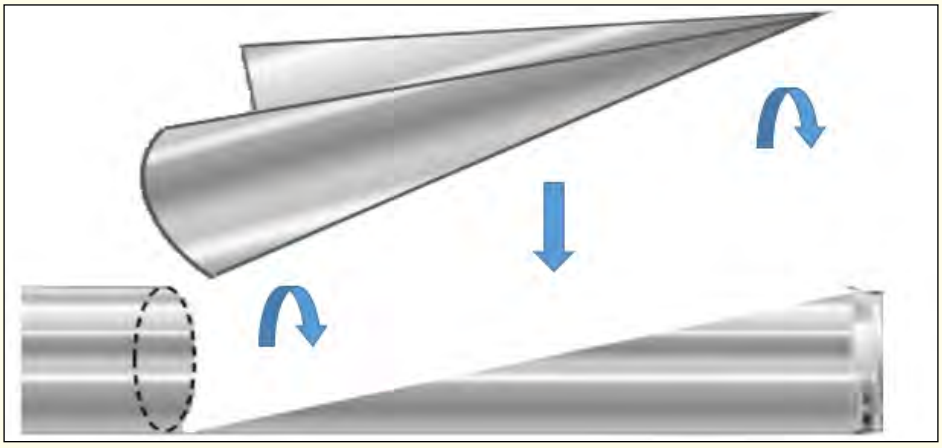
Çizilen bu şekil fazla ısıya maruz bırakılmadan bir spiral taş vasıtasıyla kesilerek parça çıkarılır (Şekil 8). Çıkan bu parça kesilen yere ters çevrilerek kenar kısımları ve birleşim yerleri çok iyi kaynak edilir (Şekil 9). Fazla kalan parçaları kesilip atılır. Şekil 10'da HW muhafaza borusundan yapılan saptırma kamasının son hali gösterilmiştir.



Şekil 7. HW muhafaza borusunda kesilip çıkarılacak bölüm (ölçeksiz)



Şekil 8. HW muhafaza borusundan kesilip çıkarılan parça (ölçeksiz)



Şekil 9. HW muhafaza borusundan çıkarılan parçanın muhafaza borusuna kaynak edilmesi (ölçeksiz)

Şekil 10. HW muhafaza borusundan yapılan saptırma kaması

2023-1 Nolu Sondajın Saptırma Kamasıyla Kontrollü Saptırılması

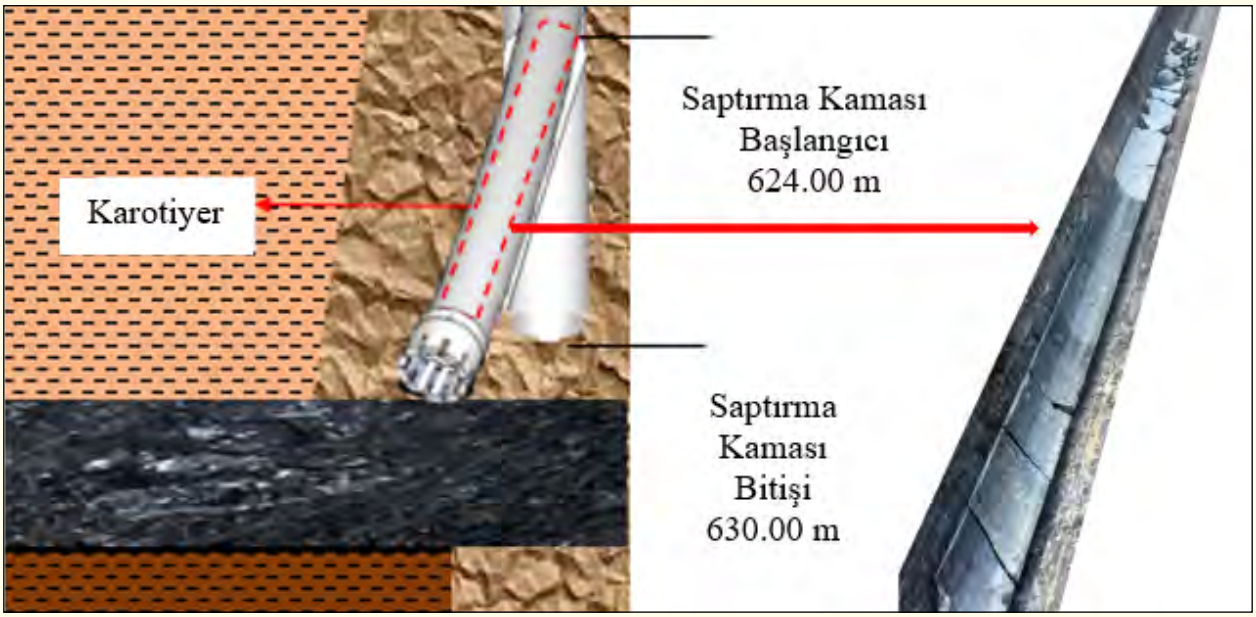
2023-1 nolu kuyuda alınamayan 8.30 m'lik kömüre ulaşmak için başlatılan kontrollü saptırmada öncelikle hazırlanan kamanın kuyuya dönmeden indirilebilmesi gerekiyor. Bundan dolayı kuyu çapı, kamanın rahat inebilmesi için genişletilmiştir. 4 7/8" çaplı PDC matkap ile 630.80 m'ye kadar taranmıştır. Daha sonra takım çekilmiş ve 4 7/8" PDC matkabın çaptan düşmüş olduğu görülmüştür (Şekil 11). 2 7/8" takımın ucuna kapalı PQ vidye kron bağlanmıştır. Kuyu 630.00 m'ye kadar genişletilmiştir. Takım çekilip yerine HW muhafaza borusu ucuna hazırlanan saptırma kaması bağlanıp H çaplı sol diş muhafaza boruları 630.00 m'ye indirilmiştir.

Şekil 11. Taramada kullanılan ve çaptan düşmüş olan 4 7/8" PDC matkap

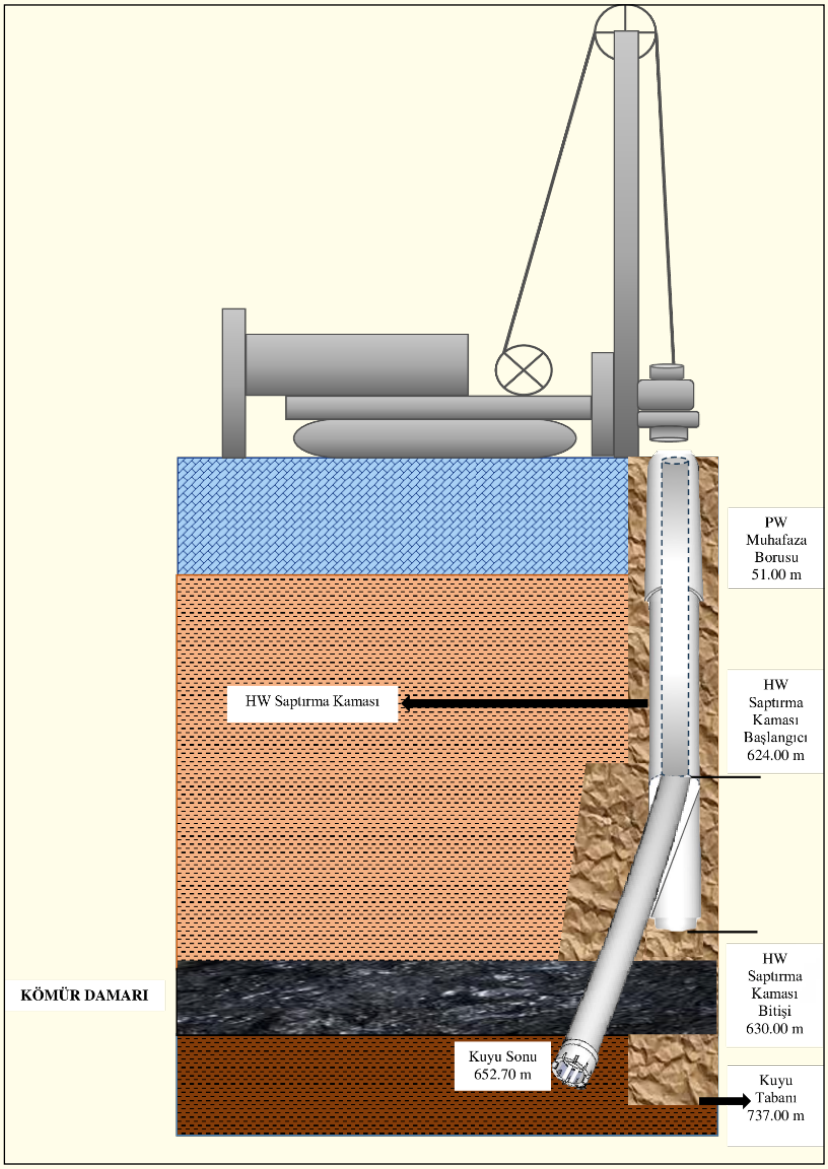
Daha sonrasında kontrollü saptırma işleminin sağlıklı yapılabilmesi için HQWL takım ucuna kapalı bir vidye (Şekil 12) (kör vidye kron) bağlanarak kamadan bir yol açılıp (karotiyerin rahat geçmesi için-karotiyerlerin esnemeleri daha az) takım çekilmiştir. Çekilen takım ucundan çıkarılan kapalı vidye yerine HQWL karotiyer hazırlanıp takım inilerek 629.50 m'den karot alınmaya başlanmış ve kömür damarının olduğu metrelere gelinmiştir.

Şekil 12. Kapalı vidye kron

Kuyunun saptığı alınan ilk karotların yarım ay şeklinde olmasından anlaşılmıştır (Şekil 13). 644 m'den itibaren yapılan manevraların metrajları düşürülerek karot veriminin artması sağlanmış ve 652.70 m'ye kadar kısa manevralarla karotlar alınıp kuyu amacına uygun olarak tamamlanmıştır (Şekil 14).



Şekil 13. Kuyu saparken alınan yarım ay karotlar



Şekil 14. 2023-1 nolu kuyuda kontrollü kuyu saptırma kesiti

SONUÇ

Sondaj kuyusunda kontrollü saptırma tekniği, mevcut bir kuyunun yönünü değiştirmek için kullanılan bir sondaj tekniğidir. Bu teknik genellikle mevcut bir kuyuyu saptırmak için kullanılır, yani yeni bir kuyu açmak yerine mevcut kuyu içerisinden, belli bir metrajdan kuyunun ilerlemesi sağlanır. Sondajda kontrollü kuyu saptırma; tek bir kuyudan birden fazla rezervuara erişmek veya karot alınmayan metrajlardan karot almak için, kuyuda tahlisiye ile kurtarılamayan malzeme kaldığında kuyuyu terk etmek yerine ya da ilerlemenin yapılamadığı formasyonlarda gibi çeşitli nedenlerle yapılabilir.

MTA arazi çalışmalarında hızlı bir şekilde kuyuların saptırılması gerektiğinde muhafaza borularından saptırma kaması yapılmaktadır. Muhafaza borusundan saptırma kaması yapılmasının önemli avantajı var olan sağlam malzemeden kısa sürede yapılması ve istenen metrajdan kuyunun saptırılmasıdır. 2023-1 nolu sondaj kuyusunda da bu teknik başarılı ile uygulanmış alınmayan kömür karotları %80 karot yüzdesi ile alınmıştır.

TEŞEKKÜR

Yazarlar, sondaj kuyu saptırmanın gerçekleştirilmesi sırasında desteklerini esirgemeyen TTK Armutçuk TİM çalışanlarına, saptırma kamasının uygulanmasında özverili çalışan Sondaj Kamp Şefliği personeline, Proje başkanı Mert Salman'a, Jeoloji Etüt Kamp Şefliği çalışanlarına katkılarından dolayı teşekkür etmektedirler.

KAYNAKLAR

MTA (2024), TTK Genel Müdürlüğü Zonguldak Armutçuk sahası araştırma sondajları ve etüt raporu, 47 s.

Özbayoğlu, Y. (1979), Elmaslı sondajlarda kuyu sapmaları, Bilimsel Madencilik Dergisi, Cilt 18, Sayı 2, s.33-40.

Yergök, F.A., Akman, Ü., Tekin, F., Karabalık, N.N., Akat, U., Armağan, F., Erdoğan, K., Kaymakçı, H., (1987), Batı Karadeniz Bölgesinin Jeolojisi, MTA Rapor No: 2818, Ankara.

ELMASLI SONDAJLARDA TAHLİSİYE VE UYGULAMALARI

FISHING AND APPLICATIONS IN CORE DRILLING

Mevlüt Kemal Çakmak[1,*]

[1]*Maden Mühendisleri Odası, İzmir Şubesi*
*(*Sorumlu yazar: cakmak-11@hotmail.com)*

ÖZET

Sondaj operasyonlarında; değişen formasyon özellikleri, jeolojik ve tektonik yapı, çalışanların hatası, kullanılan malzemenin yorgunluğu, malzemede bulunan hata nedeniyle teknik problemlerle karşılaşılması söz konusudur. Tahlisiye yapmak zorunda kalındığında, tahlisiyeyi gerektiren olayın nasıl meydana geldiğinin detaylı bir şekilde tespiti çok önemlidir. Bilginin gizlenmemesi gerekir. Bu çalışmada tahlisiye işlemlerin nasıl yapılacağına ve kuyu problemlerine göre hangi tip tahlisiye aletlerinin kullanılması gerektiği konusunda bilgi verilmiştir.

Anahtar kelimeler: Karotlu sondaj, tahlisiye operasyonu, tahlisiye aletleri.

ABSTRACT

In drilling operations; it is possible to encounter drilling problems due to changing formation characteristics, geological and tectonic structure, worker errors, and quality of materials. Fishing is an undesirable situation. When fishing is required, the event requiring fishing should be known correctly and no information should be hidden. In this study, information is given on how fishing operations will be carried out and which types of fishing tools should be used according to well problems.

Keywords: Core drilling, fishing operation, fishing tools.

GİRİŞ

Kuyuda kalan malzemeleri, kuyu dışına almak için değişik aparatlar kullanılarak kuyunun temizlenmesi (kalan parçaların kuyu dışına çıkarılması) işlemine tahlisiye işlemi denir.

Sondajların ilk metrelerinden sondajın bitirileceği son metreye kadar teknik sorunla karşılaşılabilmesi mümkündür. Bu nedenle; ilk metrelerden itibaren sondaj çalışması süresince her konuda çok titiz davranılmalıdır. İş sağlığı ve Güvenliği tedbirleri başta olmak üzere , personelin durumu, kullanılacak malzemelerin fiziki durumu, kullanılacak çamurun özelliklerinin geçilecek formasyona uygun olması ilerleme süresince sondaj çamurunun özelliklerinin kontrolü, muhafaza borusunun indirileceği derinliğinin doğru

seçilmesi takım çapında yapılması gereken değişikliklerin metrajının planlanması, kullanılan elmaskron ve portkronun doğru seçilmesi ve fiziki takiplerin yapılması çalışmaların hedefine ulaştırılmasında çok büyük önem arz etmektedir. Bunlarla birlikte sondaj çalışmalarında takım dizisi ve muhafaza boruları; çekme, basma, burkulma ve kesme kuvvetine maruz kalırlar. İlerleme esnasında oluşan bu kuvvetler nedeniyle takım veya muhafaza borularının da çözülmeler veya kopmalar meydana gelebilmektedir.

Başarılı bir tahlisiye operasyonu için; problemin iyi değerlendirilmesine, kuyuda bulunan malzemelerin durumlarının ve yerinin doğru saptanmasına, tahlisiyede kullanılacak aletlerin doğru seçilmesine ve doğru ölçülendirme yapılmasına bağlıdır. Bunun için sondaj izleme parametreleri (çamur özellikleri, devir, baskı ve basınç gibi) ve sondör vardiya defteri kayıtları düzenli ve doğru tutulmalıdır (Toka, 2017).

Unutulmamalıdır ki *en iyi tahlisiye işlemi; başka bir tahlisiye ye neden olmadan amacına ulaşan tahlisiye işlemidir.*

TAHLİSİYE İŞLEMİNİ GEREKTİREN NEDENLER

Kuyu problemleri sondaj operasyonun durmasına neden olurlar ve problemlerin oluşmasının en büyük nedeni her lokasyon yerinin farklı jeolojik özellikte ve farklı tektonik sahip olmasıdır.

Karotlu sondajlarda karşılaşılma olasılığı yüksek olan problemler;

- **Takım dizisinin sıkışması**: Sondaj kuyusunda takım dizisinin sıkışmasına etki eden faktörleri, killi, şeyli tabakaların şişmesi, kuyuda çökme meydana gelmesi, çamurun yapısının bozulması, pasta (kek) kalınlığının artması, matkabın yanması, matkap çapının düşmesi, pompanın yetersizliği, takım dizisinin kuyuda uzun süreli hareketsiz bekletilmesi, takım dizisindeki yırtılma, delinme veya bağlantı yerlerinden çamur kaçakları olması ve çalışanların hatası nedeniyle takım sıkışması meydana gelebilir.
- **Takım dizisinin kopması:** Takım dizisi zayıf yerinden çeşitli nedenlerle kopabilir. Takımın kopması göstergelerden anında anlaşılabilir. (Takım ağırlık saati, çamur pompası basınç göstergesi)
- **Takım dizisinin çözülmesi:** Takım dizisi bağlantı (iyi sıkılmamış) yerinden çözülebilir. Takım dizisinin veya matkabın sıkışmasıyla takım da burkulma olur. Burulma kuvveti ortadan kalkınca takımın hızlı bir şekilde sola dönmesi ile takım çözülebilir.
- **Manevra sırasında takımın kuyuya kaçması:** Takım dizisinin kuyuya iniş veya çıkış sırasında, çalışanların dikkatsizliği veya kavrama aparatlarının, (manevra başlığı- fren-balata-anahtar gibi) sıyırması nedeniyle takımım tamamı veya bir kısmı sondaj kuyusuna kaçabilir.
- **Muhafaza borularını kuyuya inerken kaçırılması.** Muhafaza borularının birim ağırlığı, Q serisi takıma göre daha fazladır. Muhafaza borularının kuyuya inilmesi işleminde fren ve lokma sliplerine daha fazla yük biner. Lokma ve fren sliplerinin diş kısımları yağ ve pislikle dolar. Fren ve lokma sliplerinin takımı kavrama kapasitesi azalır, muhafaza borularını tutmak zorlaşır. Bu nedenle kuyuya kaçabilir. Tedbir olarak fren ve lokmalar temizlenmeli, boru inerken anahtarla kontra atılması, kuyuda çamur varsa belli aralıklarla boruların içine süzgeç sistemi konulmalıdır. Gerekirse klemps bağlanarak borular inilebilir.
- **Matkap konlarının kuyuda kalması:** Matkap uzun süre çalışması nedeniyle çaptan düşebilir. Pompanın yetersiz çamur basması ya da hiç basmaması nedeniyle elmas yanarak kuyuda kalabilir. Üç konlu matkap'ın çok fazla çalışması nedeniyle yataklarının bozularak konları kuyuda kalabilir. Matkabın kon bilyelerinin dökülerek kuyuda kalması da tahlisiye işlemini gerektirebilir.

o **Kuyuya anahtar, demir parçaları vb. malzemelerin düşürülmesi;** Sondaj çalışmaları sırasında, makine aksamından herhangi bir metal parçasının, (somun cıvata gibi) kuyuya düşmesi ya da tij ilavelerinde anahtar çenesi, anahtarın kendisi, topet lokmalarını değişimi sırasında kuyu ağzının açık bırakılması nedeniyle lokmaların kuyuya düşmesi, makine tamiratı sırasında kuyu ağzının emniyete alınmaması nedeniyle anahtar, tornavida gibi aletlerin kuyuya düşmesi tahlisiyeye neden olabilir.

Karotlu sondajlarda tahlisiye işlemine sebep vermemek için yapılması gerekenler:

- ❑ Takım dizisini uygun seçmek.
- ❑ Takım dizisinin bakım ve kontrollerini zamanında dikkatlice yapmak.
- ❑ Takım inerken diziyi tek tek kontrol etmek.
- ❑ Geçilen formasyonların özelliklerine uygun sondaj malzemesi (elmas, port kron) seçmek.
- ❑ Borulama işlemini formasyon geçişlerine uygun, zamanında ve metrajında yapmak.
- ❑ Sirkülasyon sıvısını ve anülüs hızını uygun şekilde ayarlamak.
- ❑ Makinenin ve kullanılan donanımların bakım ve kontrollerini zamanında yapmak.
- ❑ Deneyimli elemanlarla çalışmak.

TAHLİSİYE İŞLEMİNİN UYGULANMASI

Tahlisiye işlemi istenmeyen bir durumdur. Sondajın ana prensibi, sondajı en kısa zamanda ve en ekonomik şekilde bitirmektir. Tahlisiye yapmak zorunda kalındığında, tahlisiyeyi gerektiren olayın doğru şekilde bilinmesi hiçbir bilginin gizlenmemesi gerekir.

Eksiksiz bilgi, yapılacak olan işleminde doğru olarak karar verilmesini sağlar. Tahlisiye işleminin olumsuz olacağı da göz ardı edilmemeli, mutlaka B ve C planı olmalıdır. Uygulanacak işlemler, bir sonraki işlemin önünü kapatmamalıdır.

Tahlisiye işlemine karar verildiğinde sırasıyla yapılacak işlemler ise;

- ❑ Tahlisiye yapılacak metredeki formasyon incelenir.
- ❑ Tahlisiye uygulanacak metraj kesin olarak hesaplanır.
- ❑ Tahlisiye işleminin yöntemi seçilir.
- ❑ İnilecek tahlisiyenin boyu ölçülür ve greslenir.
- ❑ İnilecek takımın metrajı kesin olarak hesaplanır. Topet üzerinde son kalan tijde tahlisiyenin değme noktası tebeşirle işaretlenir (Şekil 1).

Şekil 1. Tahlisiye işlem öncesi tijin işaretlenmesi

- ❑ Tahlisiye noktasına metraja inildiğinde, takımın ağırlığı hesaplanır.
- ❑ Sondaj makinesi düşük vitese alınır.
- ❑ Tijin dönmeden önceki konumu topet üstünden işaretlenir. Nedeni altta kopuk tije uygulanan tahlisiyenin tuttuğunda kaç tur attığının (diş açtığının) bilinmesidir.
- ❑ Topet en alt noktaya indirilir.
- ❑ İlk olarak boru anahtarı ile aşağıdaki takım tutturulmaya ve bir iki diş açılmaya çalışılır.
- ❑ Makine ile operasyona devam edilir.
- ❑ Sondör, düşük viteste yavaş yavaş dönme işlemine devam eder.
- ❑ Sondör aynı anda ağırlık saatini ve takımın tork alıp almadığını kontrol eder.
- ❑ Tahlisiye tutmaya başladığında takımın ağırlığı, önce düşer daha sonra torkta ve ağırlık saatinde artış başlar.
- ❑ İnilen takımın ağırlığı geçildiğinde, tahlisiye tutmuştur. Takım yukarı alındığında (1-1,5 metre) Ağırlık saati toplam ağırlığı gösteriyorsa, kuyuda kalan tüm takım kurtarıldı demektir.
- ❑ Takım acele etmeden yavaş şekilde ve ara vermeden çekilir.
- ❑ Kuyu ağzında, takımı sarsmadan anahtarla kontra atılarak açılır.
- ❑ Kuyu ağzında tahlisiyenin tutturulduğu tijin altından açılır, tahlisiye daha sonra sehpada takımdan çözülür. Temizlenip yağlanarak malzeme dolabına kaldırılır

TAHLİSİYE ÇEŞİTLERİ

Sondaj operasyonu kuyu içerisinde kalan hurda parçaları kurtarmak için uygulanacak operasyon yöntemine göre çok farklı alet tasarımları yapılmıştır. Bu aletler; erkek tahlisiye (sağ erkek tahlisiye, sol erkek tahlisiye), dişi tahlisiye (sağ dişi tahlisiye, sol dişi tahlisiye), mıknatıs tahlisiye, parmak tahlisiye, halat tahlisiye, cep tahlisiye, zıpkın tahlisiye ve kuyuda yaşanan probleme göre yapılan özel tahlisiyeler.

Erkek Tahlisiye

Sondajlarda kullanılacak olan takım dizisi ve ekipmanlarına uygun olarak değişik ölçülerde imal edilir. Dip kısmı kuyuya inilecek olan takıma bağlantısını sağlayacak dişler, gövdelerinde ise konik şeklinde özel olarak açılmış ve sertleştirilmiş tutucu dişler bulunur.

Tahlisiye seçimi kuyuda kalan takıma göre seçilir.

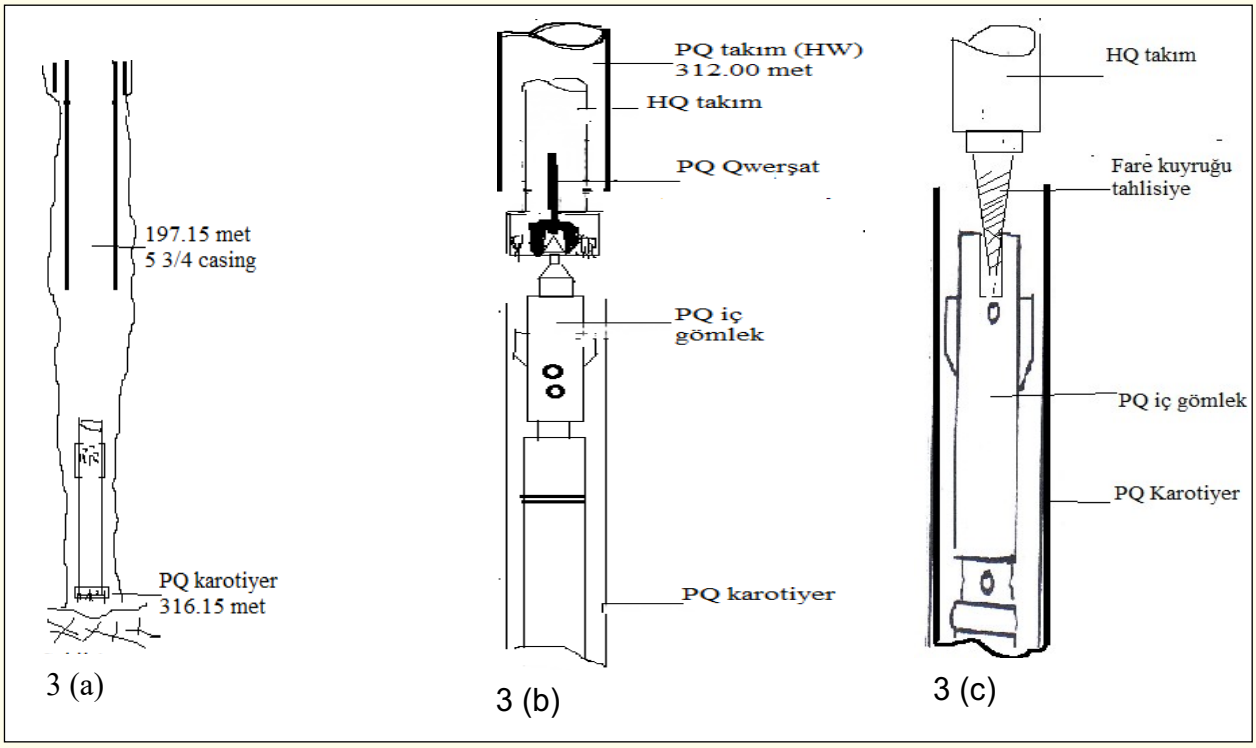
Örnek: Kuyuda 400 metrede kopmuş olarak kalan HQ takım varsa, tahlisiye işleminde HW takım kullanılacak ise tahlisiyeyi HW takıma bağlayacağımız için HW, kurtarılacak takım HQ olduğu için HW-HQ tahlisiye olarak seçeriz.

Tahlisiye bağlayacağımız takım NW takım ise NW-HQ tahlisiyeyi olarak seçeriz. Erkek tahliseler aşağıdaki kopuk olan takımın (takım diş bağlantılarından kopmuş ise), Tijin diş kısmından tutacak şekilde imal edilirlerdi. Son dönemlerde tijin diş kısmından değil, tijin iç çapından tutacak şekilde imal edilmektedirler. Bunun nedeni, diş kısımlarının dayanıksız ve et kalınlığı olarak daha ince olmasıdır. Ayrıca diş kısmında oluşan (zorlanma vs.) oluşan darbe yırtıklar tahlisiye işlemi sırasında yarılacağından tahlisiye, işleminin başarısız olma ihtimalinin yüksek oluşudur.

Sağ erkek tahlisiye; Sağ takımlara bağlanarak kuyuda kalan takımı sağ yöne çevirerek tutturup kuyu dışına almada kullanılır (Şekil 2).

Şekil 2. Sağ erkek tahlisiye

Soma Linyit arama sondajında elmaslı sondaj makinesi, PQWL takımla ilerleme sırasında 316,15 metrede takımın tork alması sonucu çekildiğinde PQ karotiyer ve iç gömleğin kuyuda kaldığı anlaşılmıştır. (Şekil 3a)



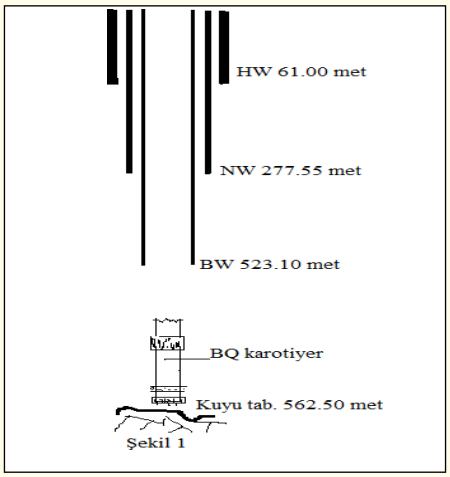
Şekil 3. Sağ erkek tahlisiye ile gerçekleştirilen operasyonun aşamaları

Yapılan operasyonlarla kuyada kalan iç gömleğin alınmasına çalışılmıştır. Çam başı koparılarak alınmıştır (Şekil 3b). Sonrasında fare kuyruğu sağ erkek tahlisiye kuyuya inilerek işlem yapıldı. (Şekil 3c). İşlem başarısız oldu. Karotiyer ve iç gömleğin kesilmesine karar verildi. 20 işlem sonunda kuyu temizlendi.

Sol erkek tahlisiye; Sol takımlara bağlanarak kuyuda kalan (takım sıkışmalarında vs) Sağ takım veya sağ muhafaza borularını çözerek kuyu dışına alma işleminde kullanılır (Şekil 4).

Şekil 4. Sol erkek tahlisiye

Zonguldak Bölgesi Kandilli kampında kömür aramaları projesinde elmaslı sondaj makinesi, BQWL takımla ilerleme sırasında 562,50 metrede karotiyerin sıkışarak kuyuda kaldığı anlaşılmıştır (Şekil 5).



Şekil 5. Sol erkek tahlisiye operasyonu

BW sol takıma erkek tahlisiye bağlanarak 4 tahlisiye operasyonu gerçekleştirilmiş ve başarısız olunmuştur. Tahlisiyenin ucuna vidye kaynatılarak inilmiştir. 3 işlem sonunda karotiyer zırh ve zırh altı kuyudan alınmıştır.

Kuyuda kalan karotiyer için tekrar sol tahlisiye inilmiştir. Bu işlem sonunda karotierin içindeki durdurucu bilezik alınmıştır. Tahlisiye tekrar inilmiş karotiyer kuyudan portkronun üzerinden çözülerek alınmıştır. Kuyuda kalan BQ portkron ve elmas vidye kronla kesilerek kuyu temizlenip ilerlemeye geçilmiştir.

Dişi Tahlisiye

Dişi tahlisiyelerde, değişik çap ve ebatlarda sağ ve sol olarak imal edilirler. İç kısımları, ağız kısmından içe doğru konik şeklinde sertleştirilmiş dişlerden oluşur (Şekil 6). Kuyuda kalan takımın ağzı yırtılmış veya ilerleme esnasında takım kesildikten sonra, kesik olan takımın üzerinden fazla dönülerek ağız kısmı bozulmuştur. Erkek tahlisiyenin işlem yapmayacağı düşünülerek, kuyuda kalan takımın iç çapından değil dış çapından tutturularak kurtarma işleminde tercih edilir.

Sağ dişi tahlisiye; Tahlisiye seçimi erkek tahlisiyelerde olduğu gibi seçimi yapılır. Kuyuda kalan HQ takım için tahlisiye işlemi yapılacaksa ve kuyuya inilecek takım HW takım ise kullanacağımız tahlisiye HW-HQ sağ dişi tahlisiye olacaktır.

Sol dişi tahlisiye; Kuyuda sıkışık durumda olan NW Muhafaza borularını sola çözerek almak için. İnilen NW sol takım ise seçilen tahlisiye NW- HQ sol tahlisiye olur.

Şekil 6. Dişi tahlisiye

Mıknatıs Tahlisiye

Kuyu tabanında kalan veya kuyu ağzından düşen metal parçalarını mıknatıs özelliğinden (Mıknatısın tutması) faydalanılarak kuyu tabanından alınmasıdır. Mıknatıs tahlisiye tel halata (wire-line) bağlanarak veya takım dizisinin ucuna bağlanarak kuyuya indirilir.

Afyon-Dinar sondaj kampında elmaslı sondaj makinesi ile 5⅝” PDC matkap ile sedimanlı ilerlemeye geçilmiştir. 102,00 metreye kadar sedimanlı ilerleme yapılmıştır ve bu metreye HW muhafaza boruları indirilmiştir. HQ takımla karotlu ilerleme yapmak için tophead lokmalarının değiştirilmesi için hazırlık yapılmıştır. Kuyu ağzı emniyete alınmadığından **t**ophead lokması kuyuya kaçırılmıştır. (Şekil 7a). H vidye ile alınmaya çalışılmış işlem başarısız olmuştur. HQ vidye kron ile parçalanmaya çalışılmış, sonuç alınamamıştır. (Şekil 7b). Mıknatıslı tahlisiye ile kuyuya düşürülen topet lokmasının alınmasına karar verilmiştir. Hazırlanan mıknatıs tahlisiye wire-line halat ile kuyuya indirilmiştir. İşlem başarılı olmuş ve lokma alınmıştır (Şekil 7c).

7 (a) 7(b) 7 (c)

Şekil 7. Mıknatıs tahlisiye operasyonu

Parmak Tahlisiye

Kuyu tabanında kalan veya kuyu ağzından düşürülen malzemeleri almak için özel olarak yapılmış tahlisiyelerdir. Kuyu çapına uygun olarak parça borudan hazırlanır (Şekil 8). Parça borunun uç kısmı belli aralıklarla kesilerek kuyu ağzından yapılan baskı ile içe doğru kapanarak kuyu tabanında kalan malzeme alınır. Hazırlanacak tahlisiyenin boyu kuyuda kalan malzemeye göre yapılır.

Amasra AK-10 kömür sondajında, TH 60 sondaj makinesi ile sedimanlı ilerleme sonrası HW muhafaza boruları 303,00 metreye indirilmiştir. Aynı lokasyonda L44 elmaslı sondaj makinesi ile karotlu olarak HQ takımla ilerlemeye başlamıştır. 384,00 metrede HQ takımla iniş manevrası yapılırken fren lokmaları kuyuya düşürülmüştür. 384.00 metredeki fren lokmalarını almak için parmak tahlisiye inilmiştir. (Şekil 8b). Kuyudaki fren lokmaları parmak tahlisiye ile alınmıştır.

8 (a) 8 (b)

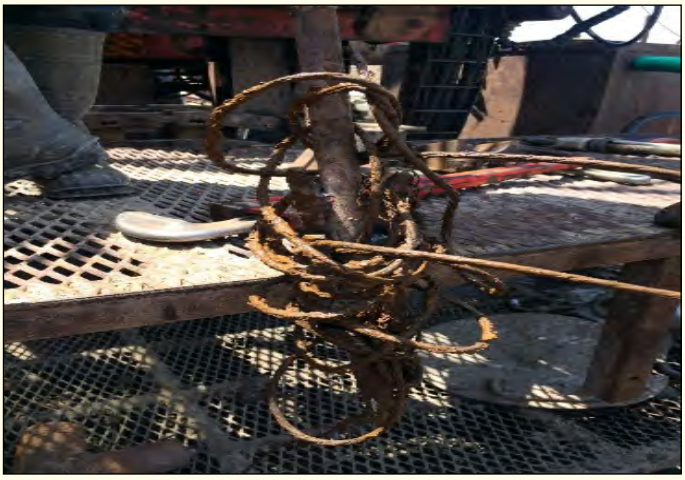
Şekil 8. Parmak tahlisiye ve operasyonu

Halat Tahlisiye

Halat tahlisiye özel olarak yapılır (Şekil 9). Karotlu ilerlemede manevra sonunda veya iç gömleği (iç tüp) almak gerektiğinde Over-shot inildiğinde, iç gömlek karotiyerin içinde sıkışmış, kurtarıcı atıldığında da Qver-shot alınamamışsa, halat kopartılır. Takım çekilir. Takım belli bir metrede kopmuş olduğunda, kopan halatın bir miktarı aşağıdaki kesik takımın üstünde yığılı olarak kalır.

Halat tahlisiye ile bu işlem yapılır. Tahlisiye, işlemine geçmeden önce kuyudan koparılarak alınan tel halatın kaç metresinin alındığı ve kuyuda kaç metre tel halat kaldığı hesap edilir. Her operasyon sonunda kuyudan alınan tel halat ölçülür. Bu şekilde kuyu temizlenir.

L -44 sondaj makinesi ile yapılan kömür arama çalışmaları sırasında NQ takımla 672,50 metrede iç gömleği alma sırasında yaklaşık 25 metre sonra gömlek yukarıya gelmemiştir. Aşağıya bırakıldığında overshot'ın 25 metre civarında tekrar takıldığı ve gelmediği anlaşılmıştır. Zorlama esnasında wire-line halat kopmuştur. NQ takım çekildiğinde takımın 642,00 metreden kesildiği anlaşılmıştır. Kesilen NQ takıma tahlisiye işlemi yapmadan önce kuyuda kalan wire-line halatın alınması için halat tahlisiye inilmiştir. BQ takımın ucuna bağlanan halat tahlisiye ile iniş manevrası yapılmıştır. NQ takımın içinde yaklaşık 100 metre kadar kalmış olan wire-line halata 570 metrelerde rastlanmış ve tahlisiye işlemi yapılmıştır (Şekil 9b). Halat tahlisiyenin tırnaklarına dolandırılan wire-line halat çekilerek kuyudan iç gömlekle birlikte alınmıştır. Kuyuda kalan 642,00 metredeki NQ takım erkek tahlisiye ile alınmıştır.



Halat (Kılçık) Tahlisiye

Kuyudan alınan varlayn halat parçaları

Şekil 9. Halat tahlisiye ve operasyonu

Zıpkın Tahlisiye

Konik şeklinde çelik malzemeden yapılır (Şekil 10). Üzerine yivli şekilde dişler açılmıştır. Takımın ucuna bağlanarak kuyuya inilir. Kuyuda kalan tijin veya muhafaza borusunun içine belli bir mesafeden takım serbest düşme ile bırakılır. Zıpkın takımın içine saplanır. Daha sonra takım çekilerek kuyuda kalan tijler alınır.

Şekil 10. Zıpkın Tahlisiye

Ortalayıcı (Keçi Boynuzu) Tahlisiye

Kuyu çapının genişlediği veya kuyu çapından küçük takımın kuyuda kaldığında tutturulmaya çalışıldığında, kuyu cidarına yapışmış şekilde duran takımın içine tahlisiyeyi tutturmak için ortalayıcı kullanılır (Şekil 11).

Borusal malzemenin ucu orak şeklinde kesilir. Borunun içine erkek tahlisiye yerleştirilir. Kuyuda kalan takımın üstüne gelindiğinde yavaşça döndürülür yan yatmış, kuyu cidarına yaslanmış olan takım dik duruma getirilerek tahlisiye işlemi yapılır.

Şekil 11. Ortalayıcı tahlisiye

Çam Başlığı Tahlisiye

Karotlu ilerleme sonrası iç gömleği almak için inilen overshot iç gömlek başlığında bulunan çam başının yan yatması sonucu iç gömleği kuyu dışına alamaz (Şekil 12).

İlerleme yapılamayacağından takımın çekilmesi gerekir. Takımın çekilip, tekrar inilmesi, zaman kaybının dışında kuyunun stabil durumunun bozulmasına da yol açar.

Çam başlığı tahlisiye, overshot'ın ucuna bağlanarak kuyuya inilir. Yan yatan çam başlığını dik duruma getirir ve aynı anda overshot çam başlığını tutar. İç gömlek kuyu dışına alınarak sondaja devam edilir.

Şekil 12. Çam başlığı tahlisiye

Tel Halat (Wire-Line) Koruyucu Tahlisiye

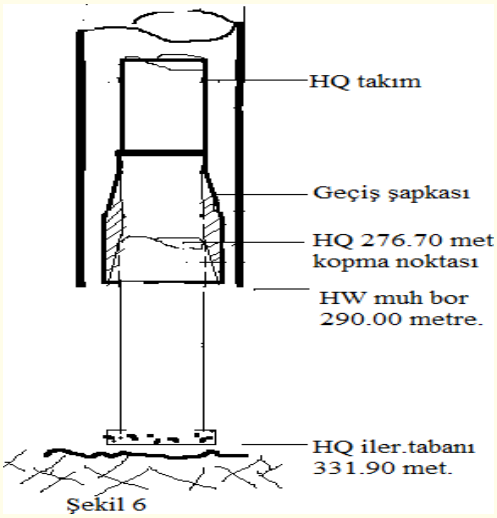
Karotlu ilerleme sonunda iç gömleği almak için Qvershot inilip, kuyu dışına alınmaya çalışılır. İç gömleğin karotiyer içinde sıkışık olması ve tel halat tambur vincinin yetersiz kalması durumunda manevra halatı ile tel halata asılınır (Şekil 12).

Manevra başlığına bağlanan tel halatta ezilme ve gam oluşur. Bunu önlemek için özel olarak yapılan tahlisiye sisteminin arasına tel halat sıkıştırılır manevra halatı ile asılarak kurtarma işlemi yapılır.

Şekil 12. Tel halat koruyucu tahlisiye

Geçiş Şapkası

Elmaslı sondajlarda 5 değişik çapta ilerleme takımı ve bunlara uygun çapta muhafaza boruları kullanılır. Sondajda karşılaşılan teknik problemlerinin çözümü zaman alacağından ve kuyunun statik yapısını da etkileyeceği düşünülür. Zorunlu olmadıkça bu teknik sorunların çözümü kuyu bitimine ertelenebilir. Geçiş şapkası da kuyudaki takıma uygun olarak değişik çapta yapılırlar (Şekil 13).



Şekil 13- PQ Uzatmadan yapılan HQ geçiç şapkası ve operasyonu

Elmaslı sondaj makinesi ile yapılan kömür sondajında, 331,90 metrede HQ takım ilerleme sırasında sıkışmıştır. Sıkışan HQ takımı kurtarmak için uğraşılırken, HQ takım 276,70 metreden kopmuştur. Kuyuda HQ karotiyer, iç gömlek ve 51,00 metre HQ tij kalmıştır. HW muhafaza boruları ile wash-over yapılmak istenmiş ancak borular sıkışık olduğundan vazgeçilmiştir. Takımın sıkışık olması ve kopma noktasının HW muhafaza borusunun içinde kaldığı hesap edilmiştir (Şekil 13). PQ uzatmadan geçiş şapkası yapılarak HQ takıma kaynak yapılmıştır. HQ takım 276,70 metredeki kopuk olan, HQ takımın ucuna geçiş şapkası oturtulmuştur. 276,70 metrelik HQ takımın 2/3 ağırlığı askıya alınarak kuyu ağzından takım sabitlenmiştir. NQ takım ile sıkışık olan HQ takımın iç gömleği alınmıştır. HQ karotiyer deki bilezik, sarı ve HQ elmas kesilerek NQ takımla kuyuda karotlu olarak ilerlemeye geçilmiştir. Kuyu amacına uygun olarak NQ çapta 347,20 metrede durdurulmuştur.

SONUÇLAR

Sondaj çalışmaları ekonomık olarak pahalı ve riskli bir çalışmadır. Sondaj çalışmasının ana prensibi en kısa zamanda, en ekonomık olarak istenilen sonuca ulaşmaktır.

Sondaj çalışmalarında mutlaka teknik sorunlarla karşılaşılır. Bu teknik sorunlardan biride tahlisiye işlemidir. Tahlisiye işlemine geçmeden önce yapılacak işlemin başarısızlıkla sonuçlanması olasılığına karşı ikinci, üçüncü….alternatiflerinde önünün tıkanmaması gerekir. En iyi tahlisiye işlemi; yeni bir tahlisiye işlemine fırsat vermemektir.

Doğru bir karar vermek için doğru bilgilenmek şarttır. Sondörün karşılaştığı problemi eksiksiz ve doğru olarak aktarması gerekir. Başarılı bir tahlisiye operasyonu, problemin iyi değerlendirilmesine, kuyuda kalan malzemelerin durumlarının doğru saptanmasına ve tahlisiye aletlerinin uygun bir şekilde seçilmesine ve kullanılmasına bağlıdır. Bunun için sondaj izleme parametreleri (çamur özellikleri, devir, baskı ve basınç gibi) ve sondör vardiya defteri kayıtları düzenli ve doğru tutulmalıdır.

Karşılaşılan kuyu problemlerin nedeninin ve çözüm önerilerinin belirlenmesi ve tahlisiye operasyonunun problemin hemen peşinden gerçekleştirilmesi hedeflenen amaca başarı ile ulaşılmasını sağlayabilir. Tahlisiye işlemi kuyunun statik yapısı bozulmadan hemen uygulanmalıdır.

Kuyu problemlerinin çözümü, çalışanların tecrübesine bağlıdır. Problemin çözümünde doğru yöntemi uygulamak ve uygun tahlisiye donanımını seçmek; işin hem ekonomik hem de hızlı şekilde sonuçlanmasını sağlar.

KAYNAKLAR

Toka, B. 2017. Kuyu problemleri ve çözüm önerileri, Sondaj Mühendisliği, TMMOB Maden Mühendisleri Odası, Ankara, s.281.

Toka B. 2023. 12¼" Üç konili matkabın kuyuda kalan iki konisinin tahlisiye operasyonu, MTA Doğal Kaynaklar ve Ekonomi Bülteni (2023) 36: 43-49.

SONDAJLARDA UYGULANAN JEOFİZİK KUYU LOGU ÖLÇÜMLERİ

GEOPHYSICAL WELL LOGGING APPLIED IN DRILLING

U. Zaman[1, *]

[1] *Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, Jeofizik Etütleri Dairesi Başkanlığı*

*(*Sorumlu yazar: ugurzmn@gmail.com)*

ÖZET

Jeotermal kaynak, kömür, radyoaktif hammadde, endüstriyel hammadde ve metalik maden araştırmaları için veri toplanmıştır. Kuyu logu yöntemleri ile yeraltındaki formasyonların petrofiziksel özellikleri belirlenerek; sondajlarda verilen eksik bilgilerin giderilmesi, eritilen cevherli zonların tespiti ve derinlik düzeltmelerine olanak sağlanmıştır. Jeotermal kaynak aramalarında akifer olabilecek seviyeler ile taban sıcaklıklarının (termik ölçümü) belirlenmesinde Jeofizik kuyu ölçülerinden faydalanılmıştır. Ayrıca, elde edilen veriler ışığında; kuyulararası korelasyon yapılarak cevherli seviyelerin devamlılığı gözlenirken, yeraltı modellemesi çalışmaları ile de cevherin sahadaki yayılımı belirlenmiştir. Bu çalışmada endüstriyel hammadde araştırmaları, metalik maden aramaları, jeotermal kaynak aramaları, kömür aramaları ve radyoaktif hammadde aramaları projelerinden alınan jeofizik kuyu verileri örnekleri kullanılarak değerlendirme yapılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Jeofizik, kuyu logu, radyoaktif hammadde araştırmaları, endüstriyel hammadde araştırmaları, metalik maden, jeotermal

ABSTRACT

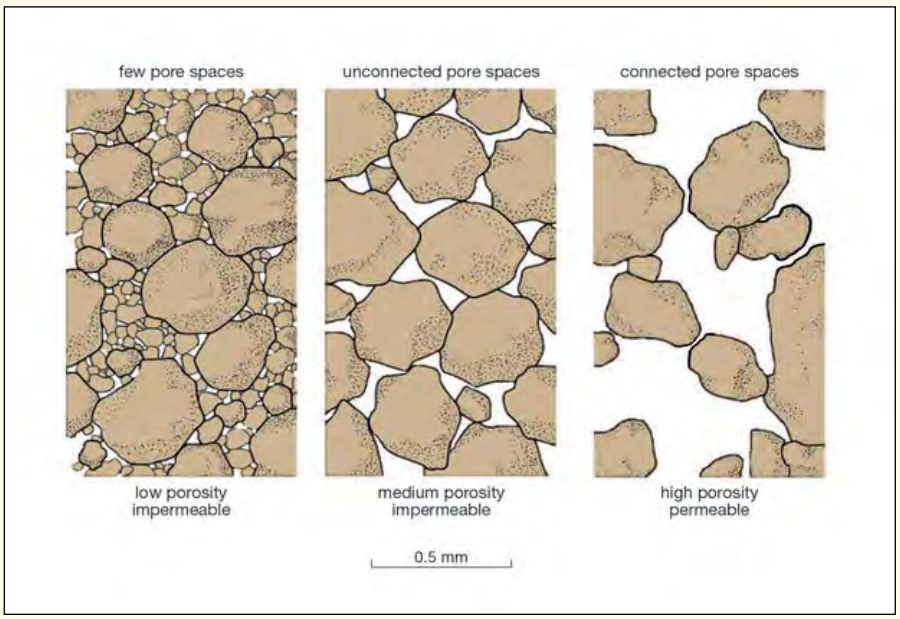
Geophysical well log data were collected for the exploration of geothermal resources, coal, radioactive raw materials, industrial raw materials, and metallic minerals. By determining the petrophysical properties of subsurface formations through well logging methods, missing information from drilling operations was addressed, enabling the identification of ore-bearing zones and facilitating depth corrections. In geothermal resource exploration, geophysical well logs were utilized to determine potential aquifer levels and basal temperatures (thermal measurements). Additionally, based on the collected data, inter-well correlations were performed to observe the continuity of ore-bearing levels, while subsurface modeling studies were conducted to delineate the spatial distribution of ore in the field. This study evaluates examples of geophysical well data obtained from projects focused on industrial raw material exploration, metallic mineral exploration, geothermal resource exploration, coal exploration, and radioactive raw material exploration.

Keywords: Geophysics, Well logging, radioactive material exploration, industrial raw material exploration, metallic minerals, geothermal

GİRİŞ

Bir kuyu hangi amaçla açılmış olursa olsun (maden, jeotermal, hidrokarbon, çevre, vb.) o kuyudan bilgi almanın en güvenilir yollarından biri jeofizik kuyu ölçümüdür. Kuyu içinden doğrudan elde edilen veriler sayısal olarak kaydedilir. Bu veriler sistem içinde hesaplanarak geçilen formasyonların petrofizik özelliklerin (yoğunluğu, geçirgenliği, gözenekliliği, radyoaktivitesi vb.) değişimi belirlenir ve yorumlanabilecek diagramlar elde edilir. Sondajlarda birçok kuyu logu tekniği bulunmaktadır. Mevcut projelerde genel olarak alınan loglar; GammaRay (radyoaktivite), Neutron (gözeneklilik), Density (yoğunluk), Spectral Gamma Ray (gamma ışınları enerjilerine göre ayrılır), Self Potential, Resistivity (özdirenç), Termik (sıcaklık) loglarıdır. Bu farklı proplarla alınan ölçümlerde temel amaç formasyonun petrofiziksel özelliklerini belirlemektir. Bu sayede kuyuda derinliğe bağlı olarak petrofizik özelliklerin değişiminin formasyonla ilgili bilgiler vermesinin yanı sıra kuyunun ticari olarak işletilebilirliği ile ilgilide bilgi vermektedir. Sondajlarda bazen insan kaynaklı hatalar (karotların sandığa yanlış yerleştirilmesi, karot sandıklarının yanlış dizilmesi, sondajın olması gerekenden hızlı ilerlemesi ile cevherin eritilmesi gibi) yaşanabilir. Bu hatalar litolojinin hatalı belirlenmesine dolayısıyla da cevher giriş – çıkış metrajlarının hatalı olmasına ve bazen var olan cevherin görülememesine neden olmaktadır. Jeofizik kuyu logları litolojideki bu metraj uyumsuzluklarını tespit ederek cevherleşme zonunun hassas bir şekilde belirlenmesi ve eritilen zonların tespit edilmesi açısından oldukça önemlidir.

Kayaçların petrofiziksel özelliklerine biraz daha detaylı bakacak olursak; gözeneklilik rezervuar depolama kapasitesinin bir ölçüsüdür. İki çeşitte incelenir. Bunlardan ilki toplam gözeneklilik, kayadaki boşluk hacminin toplam hacime oranıdır. Etkin gözeneklilik ise gözenek veya boşlukları birleştiren kanalların oluşturduğu hacmin toplam hacime oranıdır. Şekil 1'dc gözeneklilik ve geçirgenlik arasındaki ilişki gösterilmiştir.



Şekil 1. Gözeneklilik ile geçirgeliğin ilişkisi. (https://www.dmp.wa.gov.au/Petroleum/Introduction-to-unconventional-25621.aspx)

Bir kayacın rezistivitesi, elektrik akımına karşı özdirencidir. Akım, kayacın gözeneklerindeki su tabakasında eriyen tuzlar tarafından iletilir. Bu nedenle kayanın gözenekliliği arttıkça veya tabaka tuzluluğu arttıkça özdirenç azalır. Bir kayanın özdirenci dört faktöre bağlıdır. Bunlar, gözeneklerin hacmine, durumuna, su ile dolu olmasına ve suyun iletkenliğine.

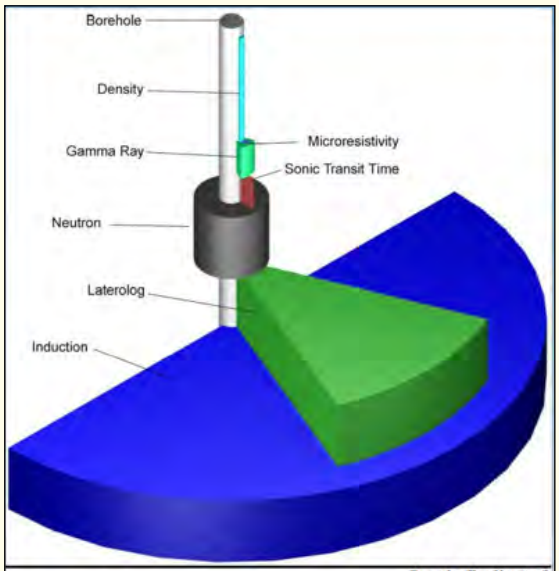
Doygunluk ise akışkan ile doldurulabilecek boşlukların formasyon suları ile doldurulan hacminin, toplam boşluk hacmine oranıdır. Boşluklar su ile doygun ise Su Doygunluğunu (Sw), hidrokarbon ile doygun ise Hidrokarbon yoğunluğunu (Sh) belirtir. Bu ikisi bir arada ise Sw + Sh = 1 denklemi geçerlidir.

Kayaçlar için bir diğer önemli petrofiziksel özellik formasyon faktörüdür. Formasyon faktörü, suya doygun bir formasyonda formasyon suyu özdirencinin (Rw) kayacın gerçek özdirencine (Ro) oranı gözenek-lilik değişmediği sürece sabit kalır ve bu orana formasyon faktörü denir. Kayaçların her zaman suya göre direnci yüksek olduğu için formasyon faktörü 1'den büyüktür (F>1). Ayrıca bütün kayaçlar belli bir oranda radyoaktif element içerir. Şeyl gibi ince taneli çökeller kaba tanelilerden daha radyoaktiftirler. Radyasyon şiddeti birim zamanda belirlenen puls sayısı ile ilgilidir.

Jeofizik kuyu ölçümlerinde bilimsel çalışmalarda kullanılan ölçüm metotları Tablo 1'de gösterilmiştir. Şekil 2'de ise metotlarının çözünürlüğü ve nüfuz derinliği gösterilmiştir (Bond ve diğ., 2010).

Termik Logu	Doğal Potansiyel Logu
Gamma-Ray Logu	Rezistivite Logu
Spektral Gamma-Ray Logu	Kaliper Logu
Yoğunluk Logu	Akustik Görüntüleme Logu
Nötron Logu	Çimento Logu
Sonik Logu	Eğimölçer Logu ve Diğerleri

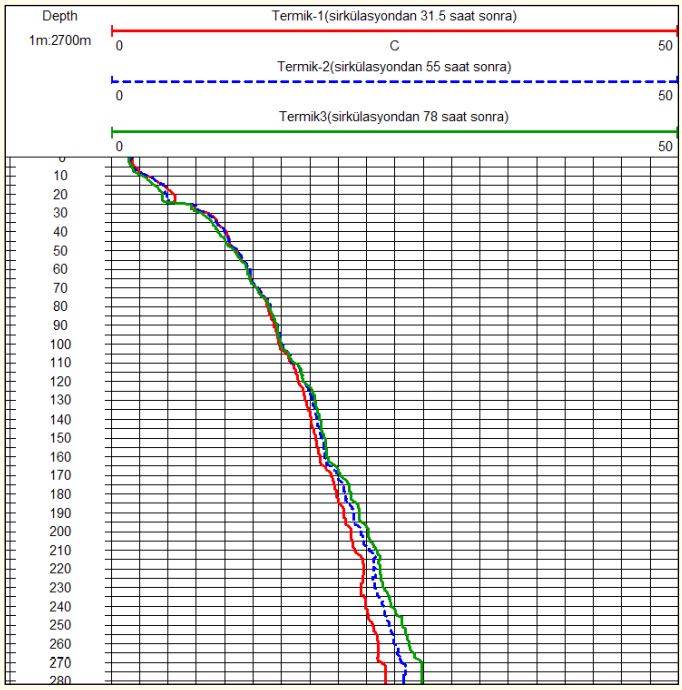
Tablo 1. Genellikle kullanılan ölçüm metotları



Method	Resolution (Vertical)	Depth (Radius) of Penetration
Density	1m (3 ft)	2.5 cm (1 in.)
Gamma Ray	30–100 cm (1–3 ft)	10 cm (4 in.)
Induction	60 cm (2 ft)	0.3–2.4 m (1–8 ft)
Laterolog	60 cm (2 ft)	0.6–2.1 m (2–7 ft)
Microresistivity	0.25–7.5 cm (1–3 in.)	2.5–10 cm (1–4 in.)
Neutron	60–00 cm (2–3 ft)	15–20 cm (6–8 in.)
Sonic Transit Time	30 cm (1 ft)	15 cm (6 in.)
Spontaneous Potential	Reciprocal of porosity	Shallow, variable

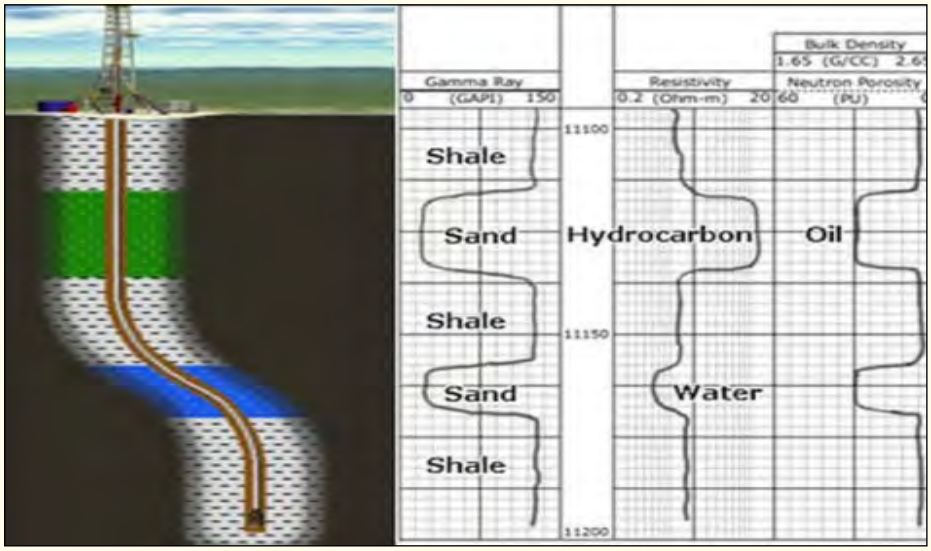
Şekil 2. Ölçüm metotlarına göre çözünürlük ve nüfuz derinliği (Kaynak Eklenmeli)

Bu ölçüm metotlarından bazılarına bakacak olursak, termik logu kuyu içi sıcaklığı yüzeyden kuyu tabanına kadar anlık olarak ölçülür. Sıvı girişlerinin ve yüksek basınçlı zonların belirlenmesinde kullanılır. Termik ölçüm örneği Şekil'3 de gösterilmiştir.



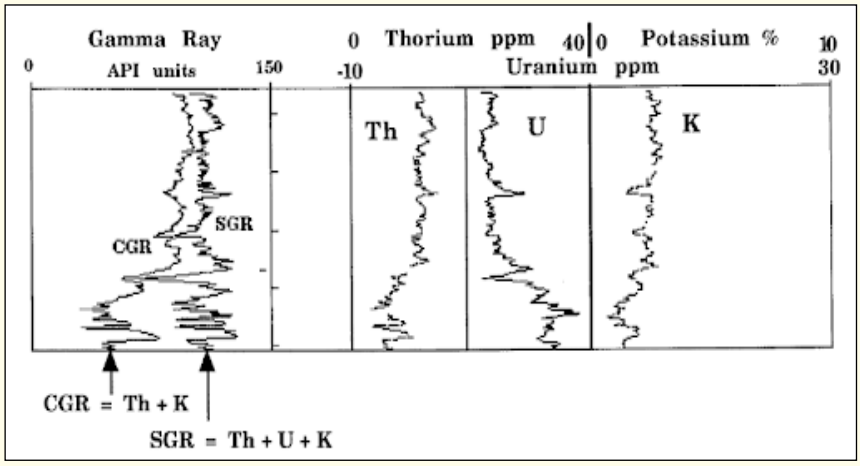
Şekil 3. Termik örneği

Gamma Ray logu kayaçların doğal gamma radyasyonunu ölçer. Şeyl içermeyen birimler kolayca ayırt edilir ve korelasyonda kullanılır (Şekil 4).



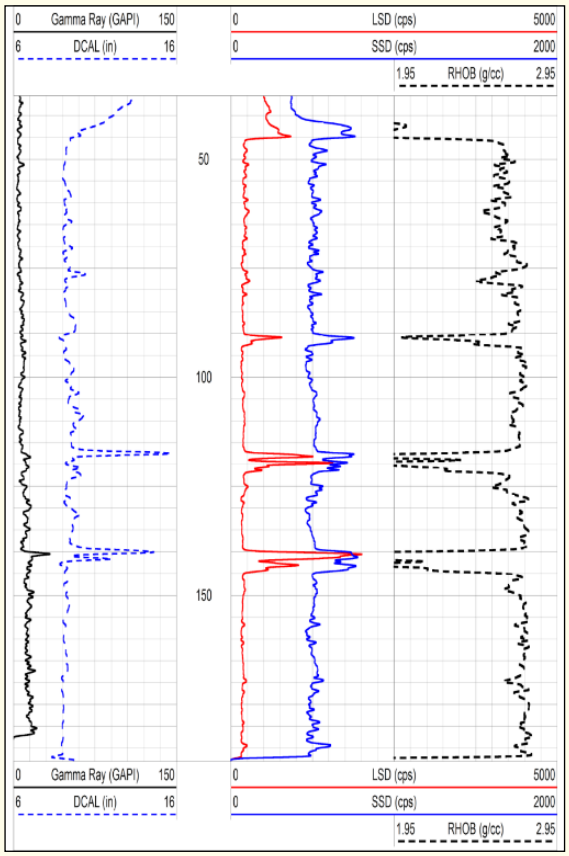
Şekil 4. Litolojiye göre gamma ray okumaları
(https://oilfieldteam.com/en/a/learning/Gamma-ray-log-060318)

Spektral gamma ray logu ise formasyondan gelen gamma ışınlarını enerjilerine göre ayırarak; potasyum (K), uranyum (U) ve toryum (TH) miktarını belirler (Şekil 5).



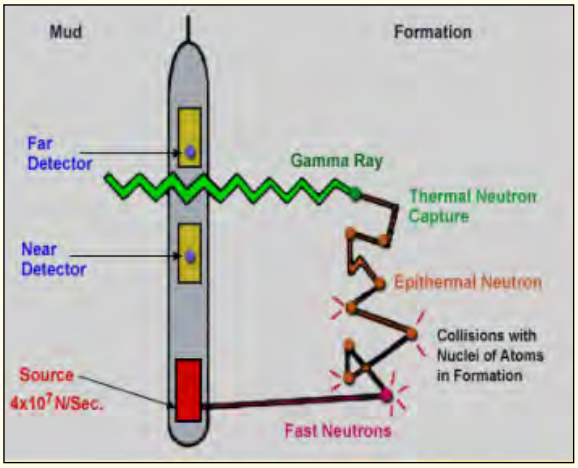
Şekil 5. SGR ölçüm örneği (http://www.kgs.ku.edu/Publications/Bulletins/LA/03_gamma.html)

Yoğunluk logu formasyonun elektron yoğunluğunun cps (her bir saniyedeki sayım sayısı) cinsinden sayımını ifade eder. Yoğunluk ölçümü g/cm^3 cinsinden yapılırsa, kayacın gözenekliliği dönüşüm formülü ile hesaplanabilir. Şekil 6'da örnek gösterim yapılmıştır.



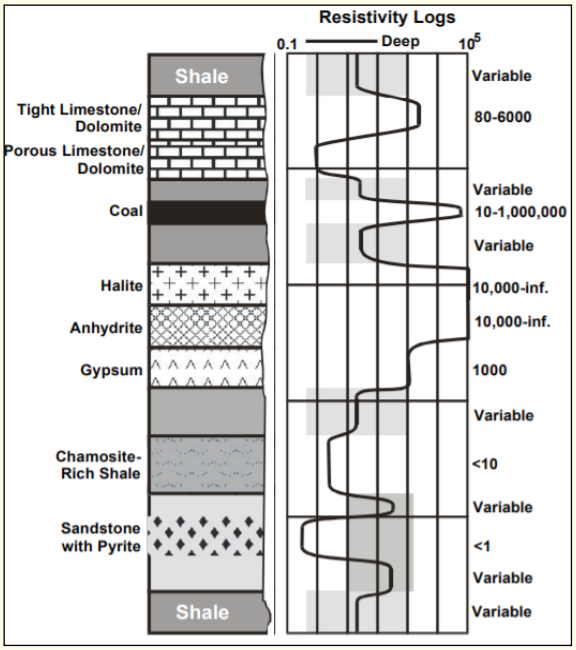
Şekil 6. Gamma Ray, kaliper ve yoğunluk logu örneği

Nötron logu ise formasyondaki hidrojen konsantrasyonunu ölçer. Gözeneklilik artarsa nötron sayım sayısı azalır. Nötron prop örneği Şekil 7'de gösterilmiştir.



Şekil 7. Nötron prop örneği (Schlumberger'in izniyle)

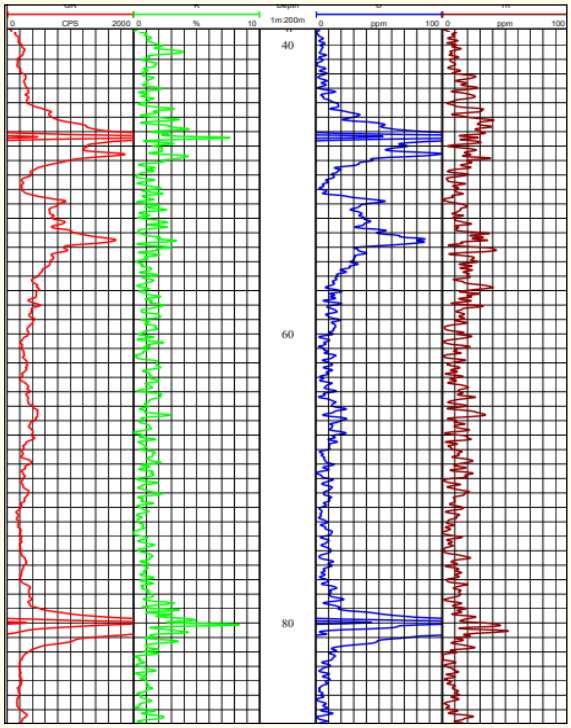
Son olarak Rezistivite logu ise formasyonun elektrik akımına karşı direncini ölçer. Farklı formasyonlardan rezistivite okumaları Şekil 8'de gösterilmiştir (Glover, 2000).



Şekil 8. Farklı formasyonların rezistivite okumaları (Glover, 2000)

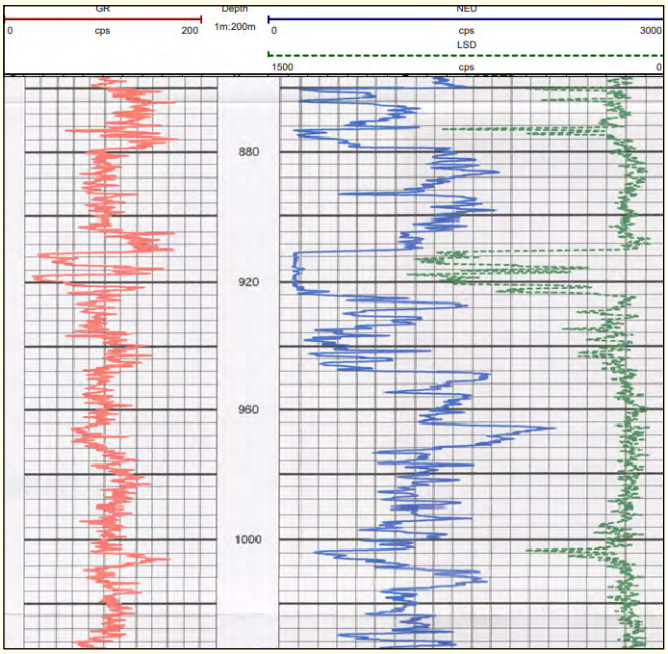
DENEYSEL ÇALIŞMALAR

Bu bölümde farklı projelerden alınan jeofizik kuyu logu ölçümleri gösterilmiştir. İlk olarak Şekil 9'da Uşak ilinden alınan radyoaktif hammadde araştırmaları örneği gösterilmiştir. Bu ölçülerde Gamma Ray ve Spectral Gamma Ray ölçümü alınmakta ve yorumlanmaktadır.

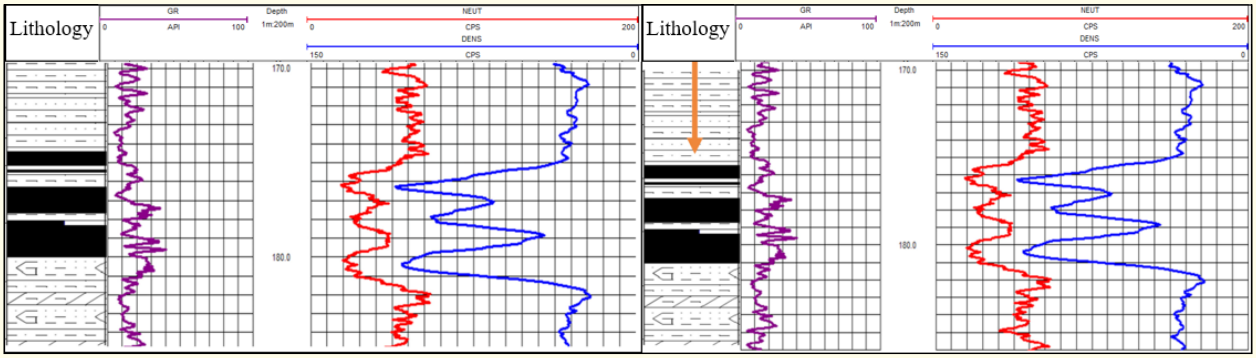


Şekil 9. Uşak ilinden alınan ölçü örneği

Zonguldak kömür araştırmalarıyla ilgili log örneği Şekil 10'da gösterilmektedir. Kömür seviyelerini belirlemek için alınan bu ölçülerde Gamma Ray, Neutron ve Density ölçümleri alınmaktadır. Bu ölçümlerle sondajda karşılaşılan metraj hatalarının giderildiği birçok örnek mevcuttur. Şekil 11'de görüldüğü gibi linyit seviyeleri kuyu logu sayesinde düzeltilmiş ve sahadan alınacak sonuçların doğruluğu arttırılmıştır.

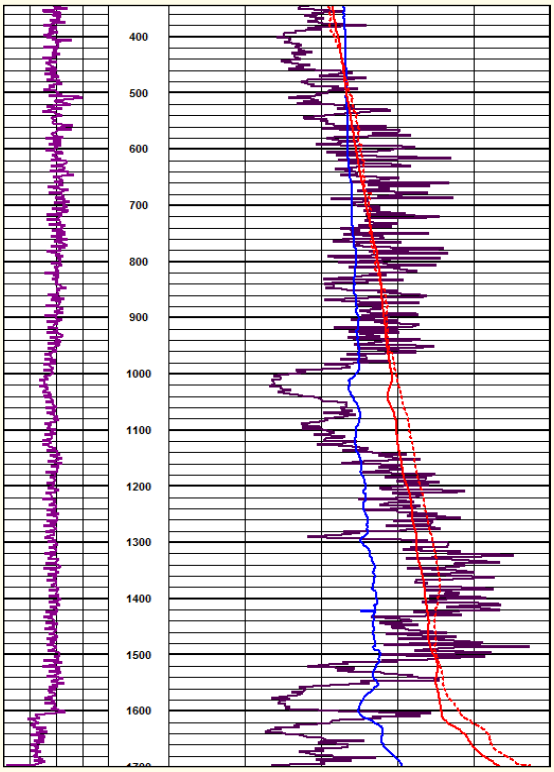


Şekil 10. Zonguldak ilinden alınan ölçü örneği



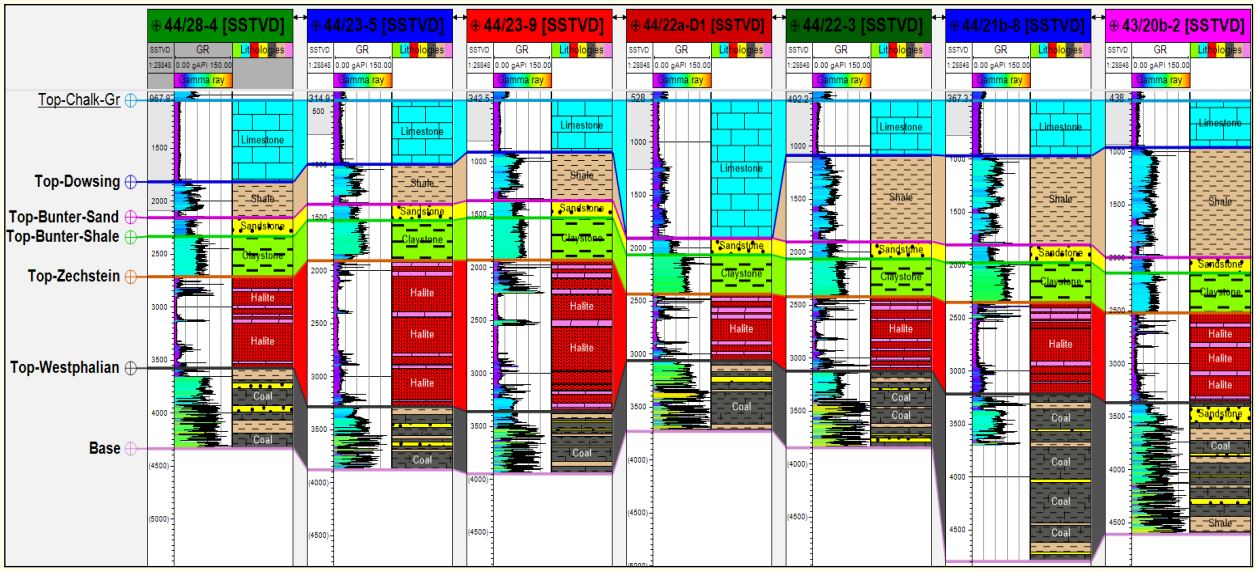
Şekil 11. Jeofizik log ölçümü ile uyumlu olmayan ve düzeltilmiş linyit seviyeleri

Jeotermal kaynak araştırmalarında ise daha kapsamlı bir ölçüm akışı vardır. Bu araştırmalarda SP, Gamma Ray, Neutron, Density, Rezistivite logları ve araştırmaya göre iki veya üç kez termik logu alınmaktadır. Jeotermal log örneği Şekil 12'de gösterilmiştir.



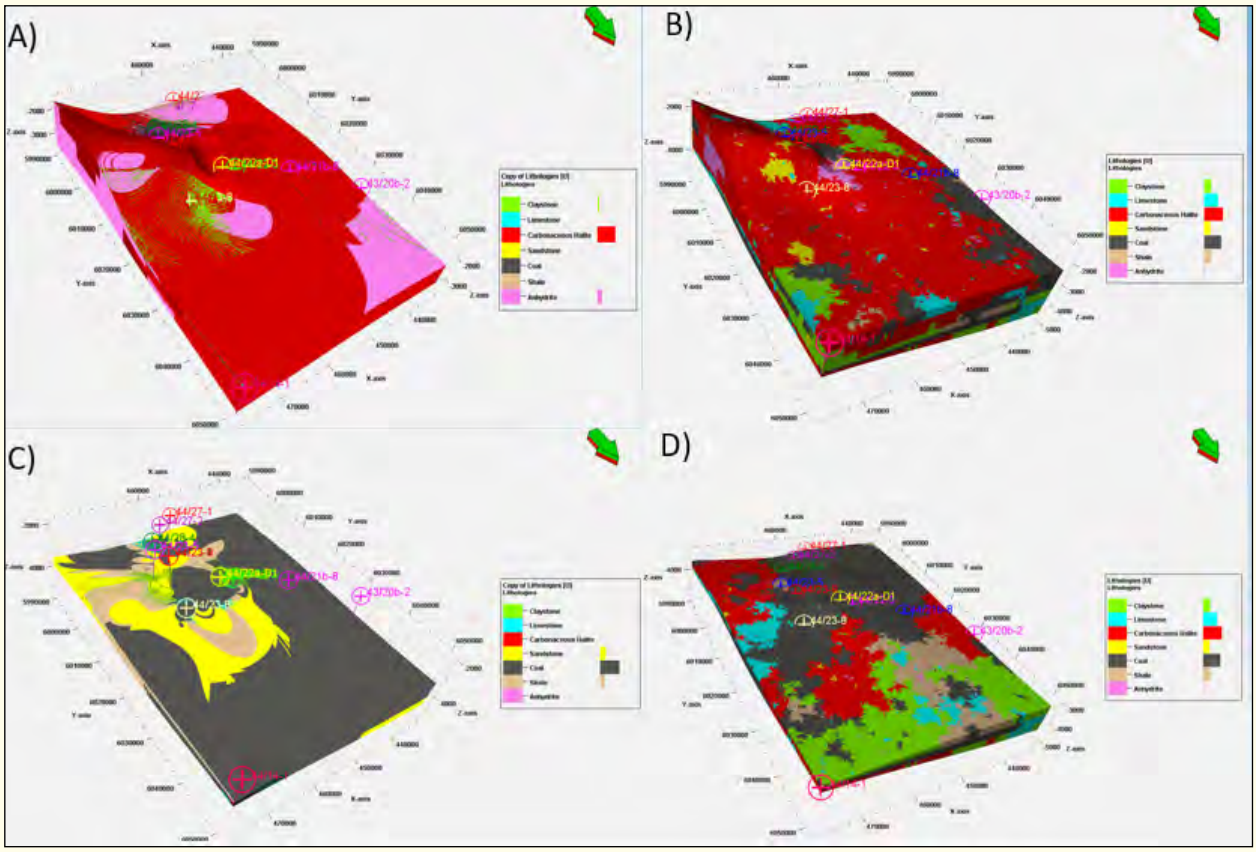
Şekil 12. Salihli ilçesinde alınan log örneği

Kuyu logu verilerinin analizinde sahada alınan loglar dışında bu logların korelasyonu ve modellenmesi çok büyük önem taşımaktadır. Çalışma sahalarında birden fazla sondaj lokasyonundan ölçü alındığı için bu ölçülerin sonuçlarını tüm sahaya yayabildiğimiz bir model yer bilimleri araştırmaları adına büyük önem arz etmektedir. Bu korelasyonlar gamma ray, sonic ve yoğunluk logları aracılığıyla litolojik değerlendirmede, 3 boyutlu litolojik ve fasiyes modellemesinde, rezerv kalınlık ve petrofiziksel özelliklerin haritalanmasında ve 2 veya 3 boyutlu yeraltı ve petrofiziksel modellemelerde kullanır. Şekil 13'de Gamma Ray loguyla yapılan litolojik değerlendirme örneği görülmektedir. Bu log dışında Sonic ve Yoğunluk loglarıda farklı fasiyeslerin yorumlanmasına yardımcı olur (Williams ve diğ., 2013).



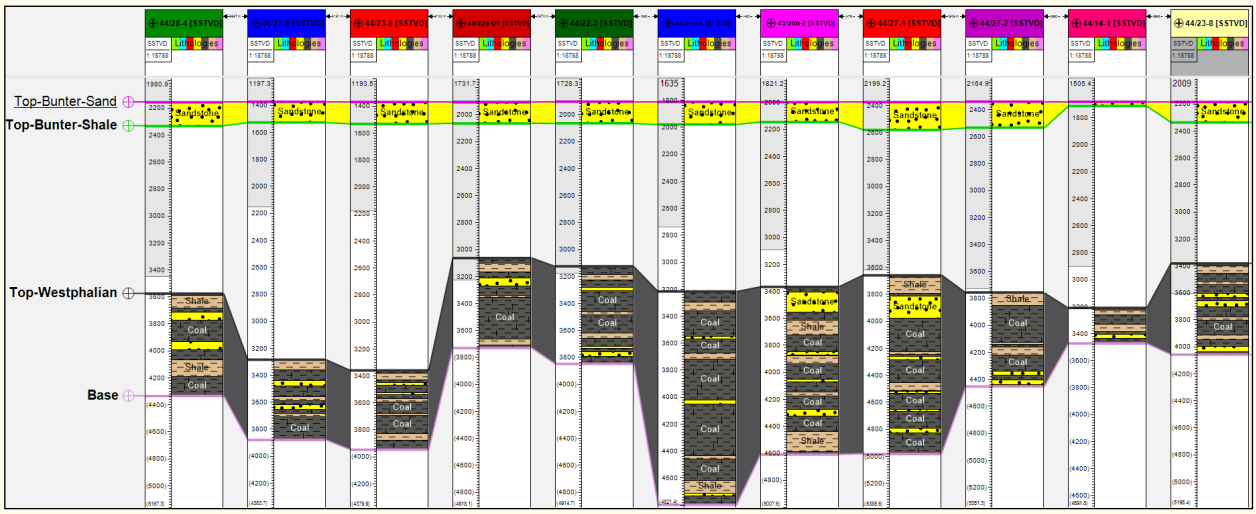
Şekil 13. Korelasyon panelinde dikey sütunlar sırasıyla derinlik, gamma ray ve litoloji şeklindedir.

Krigging metodu ve Sequantial simülasyon metodu ile modellenen litolojik 3 boyutlu model örneği Şekil 14'de gösterilmektedir.



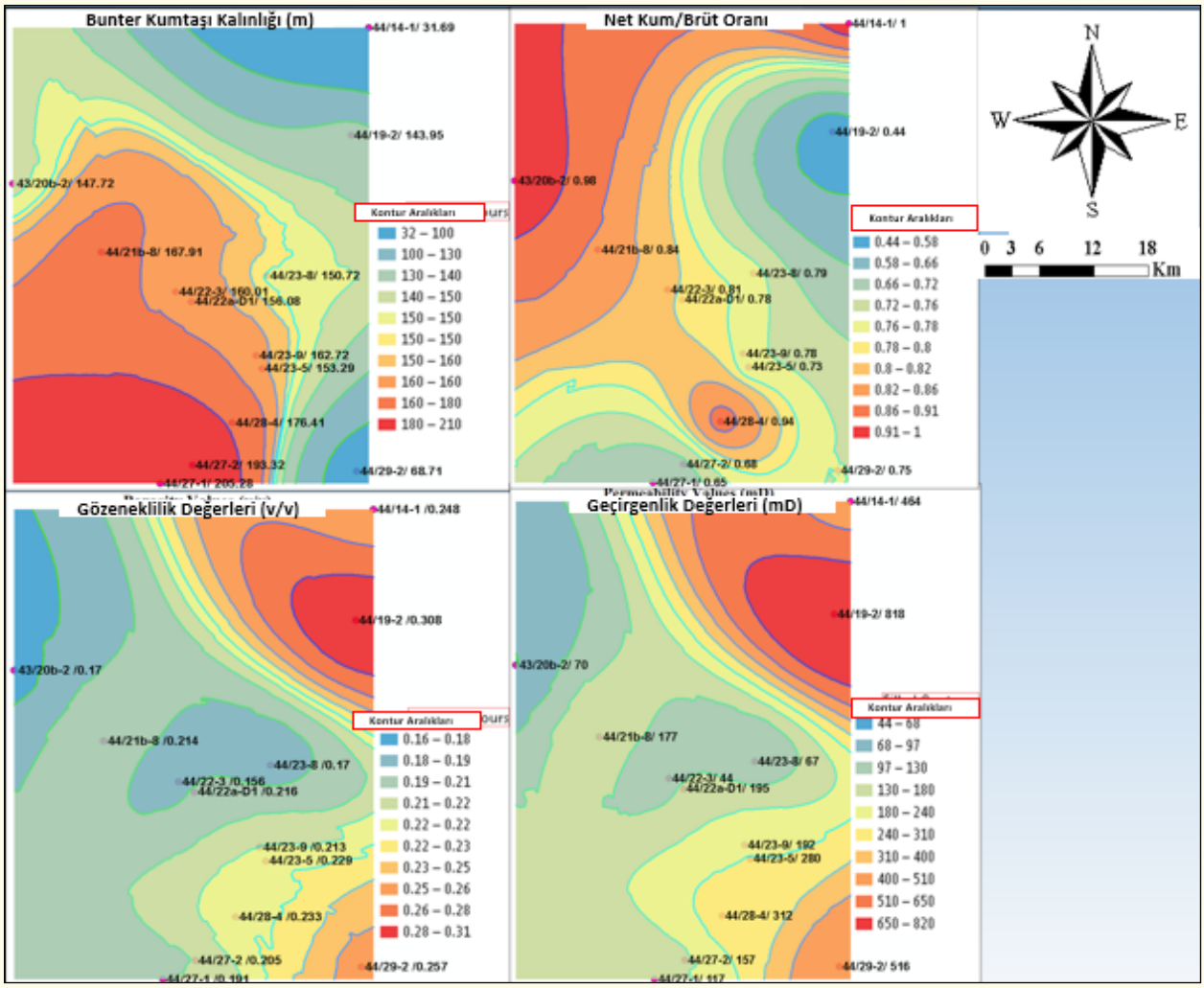
Şekil 14. A) ve C) Krigging metodu B) ve D) Sequantial Simülasyonu gösterimi

Kalınlık haritaları örneğinde ise bunter kumtaşının alanda 32-222 metre kalınlık aralığında ölçüldüğü Şekil 15'de görülmektedir. Westphalian grupta ise kalınlıkların 270-1847 metre arasında olduğu ve batı-güneybatı yönünde kalınlığının arttığı gözlemlenmiştir. Bu örnekte Krigging metodu kullanılmıştır.

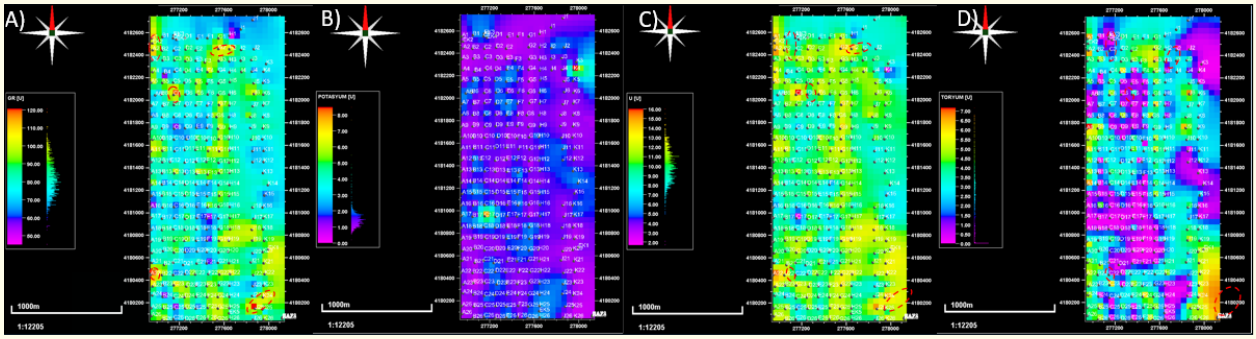


Şekil 15. Korelasyon paneli Bunter kumtaşı ve Westphalian birimlerinin kalınlık değişimlerini gösterir.

Petrofiziksel özelliklerin iki boyutlu (2B) modellenmesi örnekleri ise Şekil 16 ve 17'de gösterilmektedir.

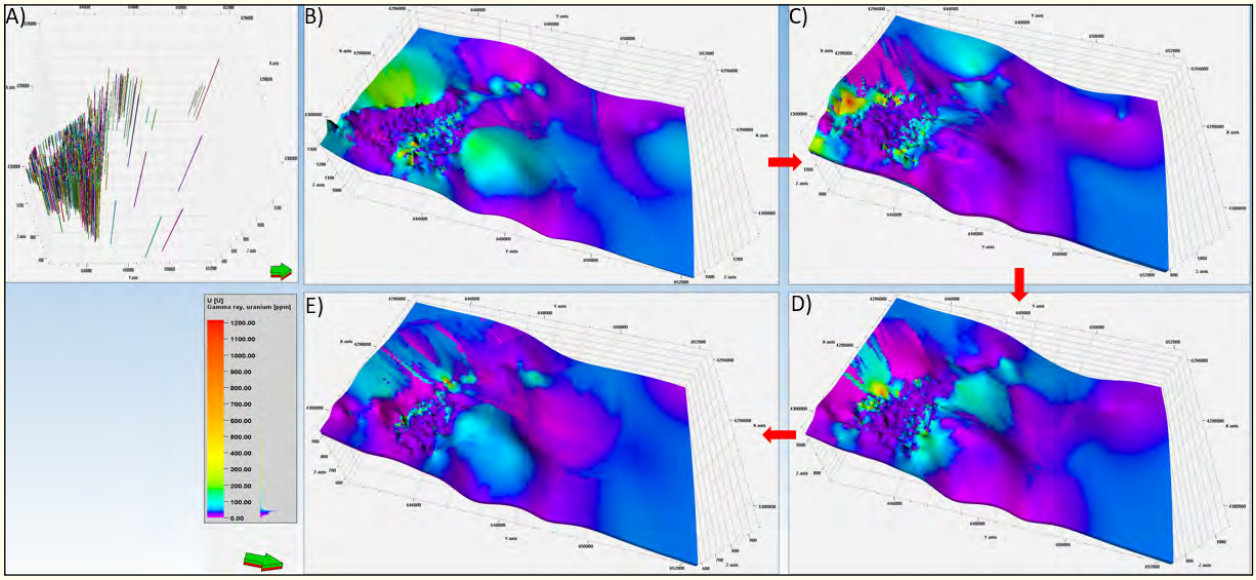


Şekil 16. Bunter kumtaşlarının petrofiziksel özelliklerinin 2B modellenmesi



Şekil 17. 2B yüzey haritaları A) Toplam Gamma Ray, B) Potasyum (%K), C) Uranyum (U, ppm), D) Toryum (Th, ppm) modellemelerini göstermektedir.

Son olarak petrofiziksel özelliklerin üç boyutlu (3B) haritalanması örneği Şekil 18'da gösterilmektedir. Bu harita Uranyum değerleri üzerinden modellenmiştir.



Şekil 18. A) Kuyu lokasyonları, B) Yüzeyden, C) 100 metre derinlikten, D) 200 metre derinlikten, E) 350 metre derinlikten yapılan yer altı modellemelerini göstermektedir.

SONUÇLAR VE TARTIŞMA

Jeofizik kuyu ölçümleri ile jeotermal kaynak, kömür, radyoaktif hammadde, endüstriyel hammadde, metalik maden ve polimetal araştırmaları için veri toplanmıştır. Bu veriler bazen sondajı destekler şekilde, bazen probleme çözüm olacak nitelikte sonuçlar vermiştir. Jeofizik kuyu logları, sondajlarda verilen yanlış/eksik bilgilerin giderilmesi, eritilen zonların tespiti, derinlik düzeltmelerinin yapılması için kullanılan en önemli jeofizik yöntemlerden biridir. Sondaj numunelerine göre belirlenen litolojideki metraj uyumsuzluklarını tespit ederek cevherleşme zonunun hassas bir şekilde tespitine yardımcı olur. Ayrıca sondajlar ile belirlenemeyen cevher varlığının da noktasal belirlenebilmesi için ölçümler çok net sonuçlar ortaya koymaktadır.

KAYNAKLAR

Abbas, A., R., (2016). Basic Well Logging Field Applications, Maden Tetkik Arama ve And Genel Müdürlüğü. "Dünyada ve Türkiye'de uranyum ve toryum." (2017).

Bond, L. J., Denslow, K. M., Griffin, J. W., Dale, G. E., Harris, R. V., Moran, T. L., ... & Schenkel, T. (2010). *Evaluation of non-nuclear techniques for well logging: Technology evaluation* (No. PNNL-19867). Pacific Northwest National Lab.(PNNL), Richland, WA (United States).

Chopra, P., Papp, E., & Gibson, D. (2005). Geophysical Well Logging. ResearchGate, 105-115.

Crain, Eric Ross. *Crain's Petrophysical Pocket Pal*. Ontario: ER Ross, 2006.Glover, Paul. "Petrophysics." *University of Aberdeen, UK* (2000).

Liu, H. (2017). Principles and Applications of Well Logging. Petroleum Industry Press and Springer-Verlag Berlin Heidelberg .

Sanni, M. (2019). Petroleum Engineering Principles, Calculations, and Workflows. USA: John Wiley & Sons, Inc.

Selley, R. C., & Sonnenberg, S. A. (2015). Methods of Exploration. Elements of Petroleum Geology, 41–152.

Williams, J., Jin, M., Bentham, M., Pickup, G.E., Hannis, S. and Mackay, E.J. 2013a. Modelling carbon dioxide storage within closed structures in the UK Bunter Sandstone Formation. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 18, 38-50.

JEOFİZİK ARAŞTIRMALARLA MADEN SONDAJ BAŞARISINI ARTIRMAK

ENHANCING MINING DRILLING SUCCESS THROUGH GEOPHYSICAL INVESTIGATIONS

M. E. Candansayar[1,*]

[1] *Ankara Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi,*
Jeofizik Mühendisliği Bölümü, Jeofizik Modelleme Grubu, Gölbaşı, Ankara
*(*Sorumlu yazar: candansayar@ankara.edu.tr)*

ÖZET

Maden, kömür, jeotermal, petrol ve doğalgaz gibi hammadde ve enerji kaynaklarının aranmasında jeofizik yöntemler, özellikle 1930'lardan itibaren dünya genelinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Ancak ülkemizde, genellikle jeofizik araştırmalar yapılmadan, doğrudan sondaj yöntemiyle maden aramaları gerçekleştirilmektedir. Oysa metalik maden aramalarında, yalnızca tek bir sondaj ile sadece o noktadaki maden varlığı hakkında bilgi edinilebilirken, jeofizik araştırmalar sayesinde çok daha geniş alanlarda detaylı veri toplanabilir. Örneğin, 500 metre derinliğinde bir karotlu sondaj maliyeti ile Yapay Uçlaşma veya Yapay Kaynaklı Audio-Manyetotellürik yöntemleri kullanılarak 20 km uzunluğunda ya da 4 km x 5 km büyüklüğündeki bir alanda 25-50 metre aralıklı ölçümler yapılabilir. Bu sayede, olası cevher sahaları belirlenerek sondaj çalışmaları daha verimli hale getirilebilir. Böylelikle, sondaj sayısı ve maliyetleri azalırken, başarı oranı önemli ölçüde artar. Bu sunumda, maden jeofiziğinde kullanılan güncel jeofizik yöntemler, veri toplama süreçleri, veri işleme teknikleri ve 3B ters çözüm konusunda gelişmeler ele alınacaktır. Ayrıca, metalik maden sondajlarından önce yapılması gereken jeofizik araştırmalara yönelik öneriler sunulacaktır.

Anahtar Kelimeler: Jeofizik Yöntemler, Yapay Uçlaşma, Audio-Manyetotellürik, Geçici Elektromanyetik, Sondaj Yeri Seçimi

ABSTRACT

Geophysical methods have been widely used worldwide for the exploration of raw materials and energy resources, such as minerals, coal, geothermal, petroleum, and natural gas, particularly since the 1930s. However, in our country, mineral exploration is often conducted through direct drilling without prior geophysical surveys. In metallic mineral exploration, a single drilling operation provides information only at a specific location, whereas geophysical surveys can cover much larger areas with detailed subsurface data. For instance, the cost of a 500-meter-deep core drilling could alternatively be used to conduct Induced Polarization (IP) or Controlled Source Audio-Magnetotelluric (CSAMT) measurements at 25–50-meter intervals over a 20 km transect or a 4 km × 5 km area. This approach enhances exploration efficiency by identifying potential ore deposits, reducing the number and cost of drillings while significantly increasing success rates. This presentation will discuss the latest geophysical methods used in mining exploration, advancements in data acquisition and processing techniques, and developments in 3D inversion. Additionally, recommendations for geophysical surveys to optimize metallic mineral drilling will be provided.

Keywords: Geophysical Methods, Induced Polarization, Audio-Magnetotelluric, Transient Electromagnetic, Drilling Location Selection

GİRİŞ

Yeraltı incelemeleri, mühendislik yapılarının araştırılması, maden, petrol ve doğalgaz gibi enerji hammaddelerinin aranması gibi çeşitli alanlarda uygulanmaktadır. Ancak, nihai karar verilmeden önce mekanik sondaj çalışmaları gerçekleştirilmelidir. Sondajların doğru bir şekilde planlanması için öncelikle jeoloji (jeokimya, hidrojeoloji vb.) çalışmaları yapılmalı ve ardından belirlenen yanal ve düşey ayrımlıya göre jeofizik araştırmalar gerçekleştirilmelidir.

Jeofizik yöntemler (Sismik, Elektrik, Elektromanyetik vb.) kullanılarak elde edilen verilerin iki boyutlu (2B) ve üç boyutlu (3B) ters çözümü ile yeraltının fiziksel parametrelerine dayalı tomografik modelleri oluşturulmaktadır. Bu modellerin analizi, jeoloji verileriyle birlikte değerlendirilerek sondaj noktalarının optimum şekilde belirlenmesini sağlamaktadır.

Ülkemiz, aktif deprem kuşağında yer aldığı için depreme dayanıklı yapı tasarımında Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı tarafından belirlenen yönetmelikler kapsamında jeofizik çalışmalar yasal bir zorunluluktur. Benzer şekilde, petrol, doğalgaz ve jeotermal kaynak aramalarında, sondaj yerleri ve derinlikleri büyük ölçüde jeofizik araştırmalara dayandırılmaktadır (Örn. Patro, 2017; Erdoğan ve Candansayar, 2018). Ancak, metalik maden ve kömür aramalarında jeofizik araştırmalar yapılmadan çalışma sahası karelenerek sondaj çalışmaları yürütülmektedir. Bu yöntemde, iki sondaj noktası arasındaki bölüm, sondaj kesitlerine dayanarak homojen kabul edilmekte, ancak cevher yataklarının heterojen dağılımı göz ardı edilmektedir. Bu durum, cevher zonu bulunmasına rağmen sondajların cevheri kesmemesi halinde sahanın terk edilmesine yol açabilmektedir.

Günümüzde, 200 metre derinliğinde bir karotlu sondajın ortalama maliyeti 40.000$ seviyesindedir. Yaklaşık 1 km x 1 km büyüklüğündeki bir ruhsat sahasında 200 metre aralıklarla yapılan 25 sondaj, toplamda 1 milyon dolarlık bir maliyete ulaşmaktadır. Eğer bu sondajlar cevheri kesmezse saha terk edilebilecektir. Oysa günümüz teknolojisiyle, jeofizik araştırmalar sayesinde yeraltının 3B tomografik görüntüsü elde edilebilmektedir. Aynı sahada, 25-50 ve 100 metre elektrod aralığında, 50 metre profil aralığında gerçekleştirilecek "Yapay Uçlaşma (Induced Polarization - IP)" araştırmasının maliyeti yaklaşık 40.000$ olup, bu yöntemle 25 metre yanal çözünürlükle 250 metre derinliğe kadar tüm alanın 3B özdirenç/yüklenebilirlik tomografisi oluşturulabilmektedir. Böylece, olası cevher zonları, uzanımları ve yüzeye olan derinlikleri net bir şekilde belirlenebilir. Sonuç olarak, tek bir sondaj maliyetine eşdeğer bütçeyle tüm alanın kapsamlı bir incelemesi yapılabilir ve bu araştırma, yaklaşık 400 sondajdan elde edilecek bilgiye eşdeğer veri sağlayabilir.

Bu sunumda, maden aramalarında kullanılan jeofizik elektrik ve elektromanyetik yöntemlerin veri toplama, modelleme ve ters çözüm süreçlerindeki gelişmeler açıklanacaktır. Ayrıca, dünya ve Türkiye'den başarılı jeofizik uygulama örnekleri sunularak maden aramalarında jeofizik yöntemlerin etkinliği ortaya konulacaktır.

METALİK MADEN ARAMALARINDA JEOFİZİĞİ ELEKTRİK VE ELEKTROMANYETİK YÖNTEMLER

Metalik maden aramalarında en yaygın kullanılan jeofizik elektrik ve elektromanyetik yöntemler Tablo 1'de sunulmuştur. Bu tabloda, her yöntemin ölçtüğü jeofizik veri, duyarlı olduğu fiziksel parametre, elde edilen modelin boyutu, maksimum araştırma derinliği ve başlıca kullanım alanları özetlenmiştir.

Özellikle Doğru Akım Özdirenç (DAÖ) ve Yapay Uçlaşma (YU) yöntemleri, maden aramalarında en yaygın kullanılan jeofizik tekniklerdir. Her iki yöntem, 1900'lü yılların başından itibaren jeofizik araştırmalarda uygulanmakta olup, 1940'lardan itibaren maden aramalarında yaygın hale gelmiştir. Bu yöntemlerde,

yere bir akım uygulanır. DAÖ yönteminde, uygulanan akım sonucunda oluşan gerilim farkı ölçülerek görünür özdirenç verisi elde edilir. YU yönteminde ise, akım kesildikten sonraki gerilim değişimi de ölçülerek görünür yüklenebilirlik verisi hesaplanır. YU yöntemi ile yapılan ölçümlerde, DAÖ ölçüleri de otomatik olarak elde edildiği için her iki yöntemin sonuçları birlikte değerlendirilebilir.

Tablo 1. Maden aramalarında kullanılan başlıca Jeofizik Elektrik ve Elektomanyetik Yöntemler

Jeofizik Yöntem *(İngilizce adı ve kısaltması)*	Ölçü alınan ortam	Ortalama En büyük araştırma derinliği (metre)	Ölçülen Büyüklük	Jeofizik Veri	Duyarlı Olduğu Fizik Paramete	Elde edilecek model boyutları 2B: (x,z) 3B: (x,y,z) 4B: (x,y,z,t)	Bulunduğu Tarih
Doğru Akım Özdirenç (*DAÖ) (Direct Current Resistivity-DCR)*	Yeryüzü, kuyu içi	500,600	Gerilim Farkı			2B, 3B, 4B	1906
Yapay Uçlaşma (YU) *(Induced Polarization-IP)*	Yeryüzü, kuyu içi	500,600	Gerilim Farkı			2B, 3B, 4B	1912
Geçici Elektromanyetik *(Transient Electromagnetic-TEM)*	Yeryüzü, Havadan, Kuyu içi	500, 600				2B, 3B	1960
Yapay Kaynaklı Audio Manyetotellürik (YKAM) Controlled Source Audio-Magnetotelluric-CSAMT)	Yeryüzü	750,1000	Elektik ve Manyetik Alanlar	Z ve T tensörü		2B, 3B	1980
Manyetotellürik (MT) *(Magnetotelluric-MT)*	Yeryüzü	1500,2000 (Audio-f için)	Elektik ve Manyetik Alanlar	Z ve T tensörü		2B, 3B	1950

Bu yöntemler sayesinde, elde edilen görünür özdirenç ve görünür yüklenebilirlik verileri ters çözüm işlemiyle yorumlanarak yeraltının özdirenç ve yüklenebilirlik modelleri oluşturulabilir. Eğer veriler tek bir hat boyunca toplanmışsa 2B tomografik kesitler, bir alan boyunca paralel hatlarda toplanmışsa 3B tomografik modeller elde edilebilir. Araştırma derinliği, elektrotlar arası mesafeye ve ortamın özdirencine bağlıdır. Genellikle, elektrotlar arası mesafe 0.2 veya 0.25 oranında derinlik sağlar. Günümüzde, DAÖ ve YU yöntemleri ile yapılan 2B ve 3B ters çözümler, maden aramalarında yaygın olarak kullanılmaktadır (Örn. Gündoğdu ve Candansayar, 2018; Gündoğdu vd., 2022; Adrian vd., 2022).

Geçici Elektromanyetik Yöntem (TEM), 1960 yılından itibaren özellikle metalik maden aramalarında dünya çapında yaygın şekilde kullanılmaktadır (Nabighian, 1991). Ancak, Türkiye'de bu yöntemi uygulayabilen tecrübeli arama firma sayısının azlığı, ölçüm ekipmanlarının yüksek maliyeti ve veri işlemenin zorluğu, yöntemin kullanımını kısıtlamaktadır. TEM yöntemi, genellikle merkezi halka tekniğiyle uygulanır. Kare şeklinde yere serilen iletken bir kablo içinden geçirilen akım, birincil manyetik alan oluşturarak yer altına yayılır. Bu manyetik alanın, iletken yapılarla etkileşerek oluşturduğu Eddy akımları zamanla değişen ikincil manyetik alanlar üretir. Yüzeyde ölçülen bu ikincil manyetik alanların zaman içindeki değişimi analiz edilerek, yeraltının elektriksel özellikleri ortaya çıkarılır. Araştırma derinliği, ortamın özdirencine, verici halka boyutuna ve akımın gücüne bağlıdır. TEM yöntemi, hava ölçümleriyle de uygulanabilir ve geniş alanları hızlı bir şekilde tarama imkânı sunar.

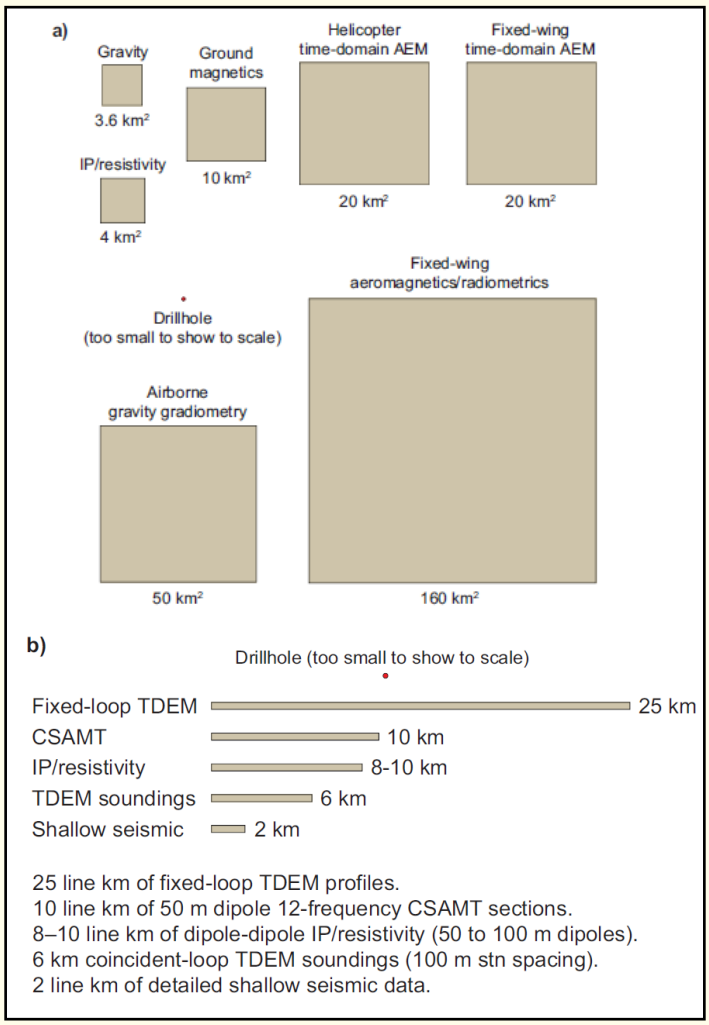
Özellikle derin cevher aramalarında kullanılan en etkin yöntemlerden biri Manyetotellürik (MT) yöntemidir. Bu yöntemde, 10.000 Hz – 1 Hz aralığındaki audio frekans ölçümleri ile 1-2 km derinliğe kadar 3B modeller oluşturulabilmektedir. MT yönteminde, doğal elektrik alanın iki bileşeni (Ex, Ey) ve manyetik alanın üç bileşeni (Hx, Hy, Hz) zamanın fonksiyonu olarak ölçülerek, Fourier dönüşümü ile frekans ortamında

empedans ve tipper tensörleri hesaplanır. Araştırma derinliği, ortamın ortalama özdirencine ve kullanılan en düşük frekansa bağlıdır. MT verileri, 2B ve 3B ters çözüm algoritmalarıyla analiz edilerek detaylı yeraltı modelleri oluşturulur (Örn. Candansayar, 2008; Kelbert vd., 2014).

Bu bölümde sunulan jeofizik yöntemlerin her biri, maden aramalarında sondaj maliyetlerini düşürmek, doğru hedefler belirlemek ve geniş alanları verimli şekilde analiz etmek için kritik öneme sahiptir. Sunumda, bu yöntemlerin veri toplama, modelleme ve ters çözüm süreçlerindeki gelişmeleri ele alınacak ve dünya ile Türkiye'den başarılı uygulama örnekleri paylaşılacaktır.

SONDAJ YERİ SEÇİMİNDE JEOFİZİK ARAŞTIRMANIN ÖNEMİ

Metalik maden aramalarında sondaj yerinin belirlenmesi, öncelikle jeoloji ve jeokimya verilerine, ardından jeofizik araştırma sonuçlarına dayanmalıdır. Cevher bulunan bir sahada, rastgele yapılan sondajlar cevher zonunu kesmezse saha yanlışlıkla terk edilebilir. Bu durum, maden firmaları için hem ciddi bir zaman kaybına hem de yüksek maliyetlere yol açabilir. Fritz (2000), elmas aramalarında 300 metre derinliğe kadar yapılan bir sondajın maliyetine eşdeğer bütçeyle uygulanabilecek farklı jeofizik yöntemlerle çok daha geniş bir alanın araştırılabileceğini belirtmektedir (Şekil 1).



Şekil 1. (a) 300 metre derinliğinde elmas sondajına ayrılan bütçe ile jeofizik araştırma yapılacak alanların karşılaştırılması (b) Tek bir sondaj noktasına karşın, jeofizik yöntemler ile incelenebilecek bir hat uzunluğu (Dentith and Mudge, 2014' den aynen alınmıştır.)

SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Sondaj çalışmaları, bir arama faaliyetinin en son aşamasında gerçekleştirilmelidir. Ancak metalik maden aramalarında, sondaj noktalarının doğru belirlenebilmesi için öncelikle jeoloji, jeokimya ve jeofizik araştırmaların yapılması gerekmektedir. Bu sunumda, jeofizik elektrik ve elektromanyetik yöntemlerin sondaj yeri seçimindeki başarılı uygulamaları ele alınmıştır.

Metalik maden aramalarında jeofizik araştırmaların kullanılması, sondajların daha verimli ve hedefe yönelik yapılmasını sağlar. 3B ters çözüm sonucu elde edilen modellerle, cevher zonu daha ayrıntılı şekilde haritalanarak minimum sondajla daha düşük maliyetle sonuç alınabilir. Böylece gereksiz sondajların önüne geçilerek hem zaman hem de maliyet açısından önemli avantajlar sağlanacaktır.

KAYNAKLAR

Adrian, Juliane, Bülent Tezkan, and M. Emin Candansayar. (2022), “Exploration of a copper ore deposit in elbistan/turkey using 2D inversion of the time-domain induced polarization data by using unstructured mesh.” Pure and applied geophysics ,179.6 : 2255-2272.

Candansayar, M. E. (2008). Two-dimensional inversion of magnetotelluric data with consecutive use of conjugate gradient and least-squares solution with singular value decomposition algorithms. *Geophysical Prospecting*, *56*(1), 141-157.

Dentith, Michael Charles, and Stephen Mudge. “Geophysics for the Mineral Exploration Geoscientist.” (2014).

Erdoğan, Erhan, and M. Emin Candansayar. (2017), “The conductivity structure of the Gediz Graben geothermal area extracted from 2D and 3D magnetotelluric inversion: Synthetic and field data applications.” Geothermics 65: 170-179.

Gündoğdu, N. Y., Demirci, I., Özyildirim, Ö., Aktarakçi, H., & Candansayar, M. E. (2022). Investigating the use of stainless steel electrodes with the IP method: a metallic ore deposit example. Pure and Applied Geophysics, 179(1), 265-274.

Gündoğdu, N. Yıldırım, and Mehmet Emin Candansayar. (2018) “Three-dimensional regularized inversion of DC resistivity data with different stabilizing functionals.” Geophysics 83.6: E399-E407.

Kelbert, A., Meqbel, N., Egbert, G. D., & Tandon, K. (2014). ModEM: A modular system for inversion of electromagnetic geophysical data. *Computers & Geosciences*, *66*, 40-53.

Nabighian, M. N. (1992). Electromagnetic methods in applied geophysics (Volume 1). Theory. Society of Exploration Geophysicists. Beijing: GeologicalPublishingHouse.

Patro, P. K. (2017). Magnetotelluric studies for hydrocarbon and geothermal resources: Examples from the Asian region. Surveys in Geophysics, 38(5), 1005-1041.

MADEN ARAMA SONDAJLARINDA MEVZUAT YETERLİ MİDİR?

IS THE LEGISLATION SUFFICIENT FOR MINERAL EXPLORATION?

B. Toka[1]

[1]*MTA Genel Müdürlüğü, Sondaj Dairesi*
(Sorumlu yazar: tokabulent@yahoo.com)

ÖZET

Cevher yatağı ve sahanın genel jeolojik yapısı hakkında bilgiler sondaj yapılmadan elde edilemez. Bu nedenle sondaj madencilik çalışmaları açısından zorunlu olarak yapılması gereken bir işlemdir. Sondaj operasyonları riskler ve tehlikelerle doludur. Bu nedenle sondaj programında ilk dikkatle alınan hususlar sağlık, güvenlik ve çevre (SGÇ) konularıdır. Maden sondajları da jeotermal veya petrol sondajları gibi uzmanlık isteyen çalışmalardır. Lisansız firmaların yapacağı çalışmaların çevresel felaketlere ve iş kazalarına neden olması kaçınılmazdır. Akışkan üretilen sondaj tipleri ile karşılaştırıldığında karotlu sondajların çalışma alanlarının küçük olması, doğaya tahribatın minimum olması, sondaj için gerekli çamur hacminin az olması, akışkanın kullanım sonrası atık alanlarına taşınması ve SİT alanları, su havzaları, koruma alanları vb. bölgelerde maden aramalarına yasal olarak izin verilmemesi nedeniyle çevresel etki değerlendirilmesi (ÇED) dışında tutulabilir. Fakat sondaj operasyonları riskler ve tehlikelerle dolu olduğundan karotlu sondajlar için sondaj süreci ve denetlemeyi içeren yasal düzenlemeye (lisanslandırmaya) gereksinim vardır.

Anahtar Kelimeler: Maden sondajları, ÇED, mevzuat, lisans

ABSTRACT

Information about the ore body and the general geological structure of the field cannot be obtained without drilling. Therefore, drilling is a mandatory procedure for mining operations. Drilling operations are full of risks and dangers. Therefore, the first issues to be taken into consideration in the drilling program are health, safety and environment (HSE) issues. Mining drillings are also operations that require expertise, like geothermal or oil drillings. It is inevitable that the operations carried out by unlicensed companies will cause environmental disasters and work accidents. Compared to fluid-producing drilling types, core drilling can be excluded from environmental impact assessment (EIA) due to the fact that the working areas are small, the damage to nature is minimal, the mud volume required for drilling is low, the fluid is transported to waste areas after use, and mineral exploration is not legally permitted in SİT areas, water basins, protection areas, etc. However, since drilling operations are full of risks and dangers, there is a need for legal regulation (licensing) that includes the drilling process and inspection for core drillings.

Keywords: Mining drilling, EIA, legislation, lience

GİRİŞ

Sondaj operasyonları uygulamalı uzmanlık isteyen, hızlı, verimli, düşük maliyetli, kusursuz hizmet gerektiren çalışmalardır.

Sondaj operasyonları riskler ve tehlikelerle doludur. Bu nedenle sondaj programında ilk dikkatle alınan hususlar sağlık, güvenlik ve çevre (SGÇ) konularıdır. Sondaj operasyonlarında SGÇ bilincinin geliştirilmesi, yasal uygulamalar ve denetimler çalışanların kendilerini güvende hissetmelerini ve aynı zamanda bilinçlenmelerini sağlamaktadır. Bunun için dinamik sondaj endüstrisi SGÇ teknolojilerinde önemli gelişmeler göstermekte ve sektörün bilinçlendirilmesinde bir devrime yol açmaktadır. Artan iş güvenliği ile ilgili yasal düzenlemeler ve kamu denetimi sondaj endüstrisinde sağlık, emniyet ve çevresel endişeleri azaltarak daha güvenli sondaj uygulamalarına yol açmıştır. Şirketler de çalışanları korumak, çevresel etkiyi en aza indirmek ve kamu güvenini sürdürmek için SGÇ›in en iyi uygulamalarını benimsemenin önemini kabul etmektedirler. Bunun için düşük emisyonlu sondaj kuleleri, otomasyon, yapay zekâ, sondaj donanımların denetimi, su geri dönüşüm sistemleri ve biyolojik olarak parçalanabilir sondaj sıvıları gibi, endüstrinin karbon ayak izini azaltmaya ve doğal kaynakları korumaya yardımcı olmaya çalışmaktadırlar.

Ülkemizde sondajlar operasyonlarının nasıl gerçekleştirileceğine yönelik yeterli mevzuat, standartlaşma ve lisans gibi uygulamalar olmaması nedeniyle dönem dönem iş güvenliği ve çevresel konularda problemler yaşanmaktadır.

29.07.2022 tarih ve 31907 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren ÇED Yönetmeliği 17. Maddesi gereği jeotermal sondaj yöntemi ile jeotermal kaynak arama projelerine, çevresel etki değerlendirmesi gerekli veya değildir kararı bakanlık tarafından verilmektedir (https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=39647&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5). 4/6/1985 tarihli ve 3213 sayılı Maden Kanunu'nun 4/2/2015 tarihli ve 6592 sayılı Kanun'un 12. maddesi ile değiştirilen 17. maddesine 28/11/2017 tarihli ve 7061 sayılı Kanun'un 48. maddesiyle eklenen dokuzuncu fıkra gereği jeolojik haritalama, jeofizik etüd, sismik, karot, kırıntı ve numune alma ile bunlara yönelik sathi hazırlık işlemleri içeren faaliyetler için çevresel etki değerlendirmesi kararı aranmaz(https://mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=3213&MevzuatTur=1&MevzuatTertip=5). Bu madde maden aramalarında karotlu sondajlar için ÇED'e gereksinim olmadığını ifade eder.

Soğuk su, petrol, jeotermal gibi akışkan üretimi yapılan kuyularda ruhsatlandırma işlemi yapılırken sondajı yapan firmalar için lisans aranmamaktadır. Jeotermal sektöründe yaşanan sorunlar için Maden Mühendisleri Odası "Jeotermal Sondajlar Yapım ve Denetim Yönetmeliği" taslağı hazırlamış (https://mmobis.maden.org.tr/uploads/sondaj%20yap%C4%B1m%20ve%20denetim%20y%C3%B6netmeli%C4%9Fi%20son_a9f0aaa4-452e-4a45-81fc-5427b7087c07.pdf), bu taslak sektörde olumlu karşılanmasına rağmen yasallaştırılması için bir çalışma gerçekleştirilmemiştir.

Maden sondajları için bir yasal düzenleme olmadığı gibi bununla ilgilide bir çalışma yoktur. Maden sondajları da jeotermal veya petrol sondajları gibi uzmanlık isteyen çalışmalardır. Yetersiz firmaların yapacağı çalışmaların çevresel felaketlere ve iş kazalarına neden olması kaçınılmazdır.

Bu çalışmada karotlu sondaj operasyonları diğer sondajlar ile karşılaştırılmış ve maden aramalarında ÇED ile lisansın gerekli olup olmadığı tartışmaya açılmıştır.

1. MADEN ARAMALARINDA KAROTLU (ELMASLI) SONDAJ UYGULAMALARI

Maden olması beklenen yerlerde öncelikle jeolojik ve jeofizik çalışmalar yapılmaktadır. Bu çalışmalardan elde edilen veriler ön fizibilite ile değerlendirilmektedir. Fizibilite raporlarının olumlu olması durumunda sondaj aşamasına geçilmektedir. Cevher yatağı ve sahanın genel jeolojik yapısı hakkında bilgiler sondaj yapılmadan elde edilemez. Bu nedenle sondaj madencilik çalışmaları açısından zorunlu olarak yapılması gereken bir işlemdir.

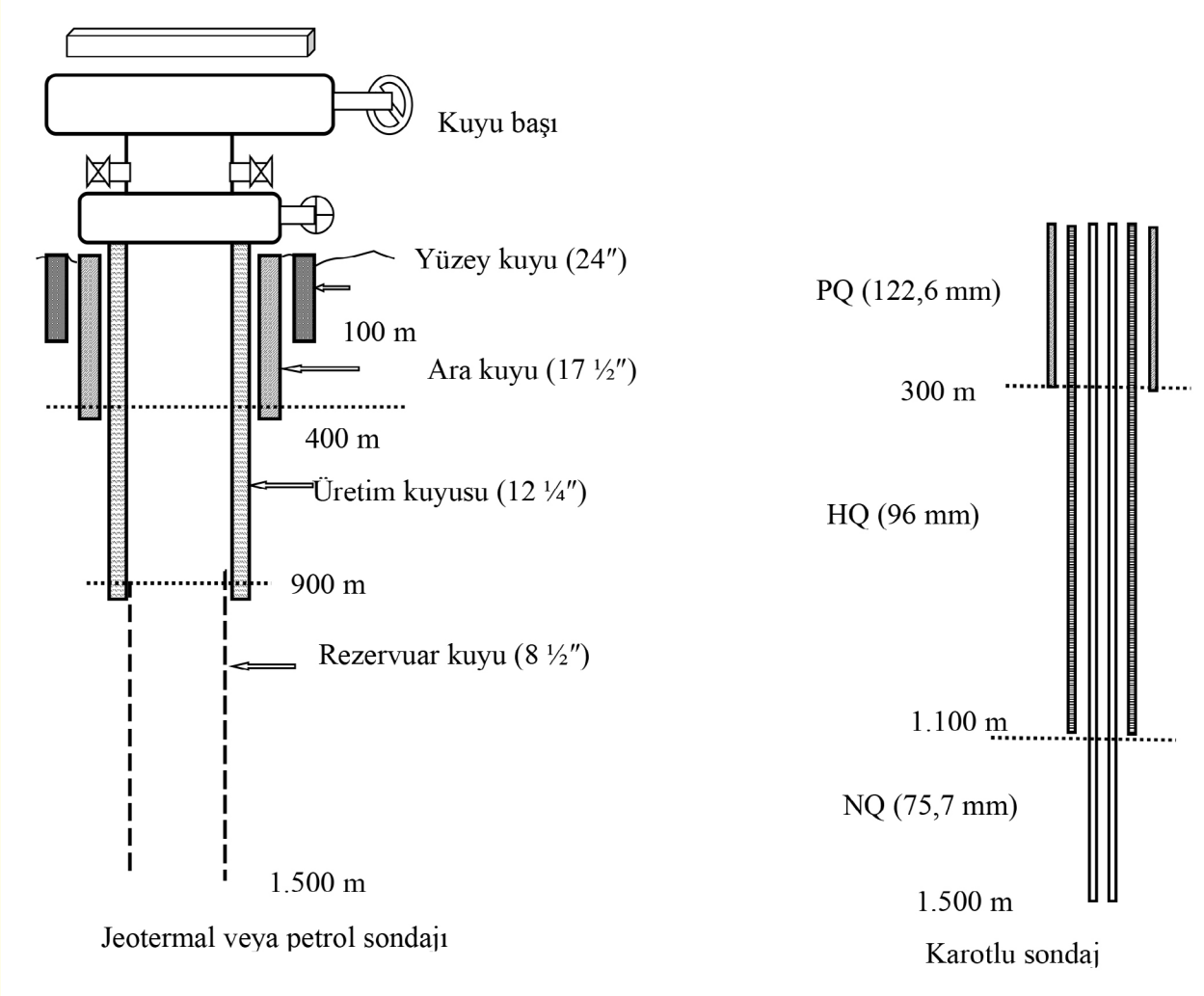
Şekil 1- Karotlu (elmaslı) sondaj makinası ve karot numuneleri

Maden arama ve rezerv belirleme sondajlarında numune almak için genellikle karotlu (elmaslı) sondaj makinaları tercih edilmektedir (Şekil 1). Karotlu sondajlarda, elmas uçlu matkap (kesici uç) kullanılarak ilerleme boyunca yer yapısını gösteren silindir şeklinde orijinal numune (karot) alma prensibine dayanmaktadır. Elmaslı sondaj makinalarının, kırıntılı ilerleme yapma prensibine dayanan sondaj kulelerinden farkı; dar çaplı olması, dolayısıyla boru ile kuyu cidarı aralığının çok hassas (yaklaşık 2-4 mm) olmasıdır.

Elmaslı sondaj kulelerinin taşıma kapasitesine ve vinç gücüne bağlı olarak hedeflenen derinliğe ulaşmak için genellikle PQ (114,3 mm), HQ (89,9 mm), NQ (69,9 mm) ve BQ (55,5 mm) çaplarındaki takım dizisi (tij çapları) ile koruma borularının indirileceği derinliğe göre kuyu tasarımı yapılmaktadır (Şekil 2). Ülkemizde karotlu sondaj makinası ile açılan maksimum kuyu derinliği 2.000 m.'dir. Genellikle kuyu derinlikleri ortalama 400-600 m. arasında değişmektedir (Çizelge 1).

Çizelge 1- Türkiye'de yapılan sondajların derinlik aralığı.

Sondaj tipi	Maksimum kuyu derinlikleri (m)	Genel çalışma aralıkları (m)
Hidrotermal sistem	4.000	500 – 3.000
Geliş. jeotermal sistem	5.000	Yapılan çalışma yok
Petrol ve doğal gaz	6.000	1.500 - 4.000
Karotlu sondajlar	2.000	50 - 1.000
Su sondajları	1.000	50 - 750



Şekil 2- Kırıntılı (petrol veya jeotermal) ve karotlu (elmaslı) sondajlar için kuyu tasarımı.

2. KAROTLU SONDAJ OPERASYONUNUN ÇEVREYLE İLİŞKİSİ

SİT alanı, su havzası ve koruma alanı vb. bölgelerde maden aramalarına yasal olarak izin verilmez. Dolayısıyla maden araması ve sondaj işlemleri izin verilmiş alanlarda yapılabilmektedir.

Orman, mera ve tarım alanlarında yapılacak sondajlar ve yollar için ilgili bakanlıklardan veya arazi sahiplerinden izin alınması zorunludur. Sondaj faaliyetleri sonrası saha temizlenip bakanlığın veya arazi sahibinin istediği şekilde eski haline getirilip ilgililerin onayı alındıktan sonra terk edilmektedir. Unutulmamalıdır ki maden arama sondajları, orman veya tarım alanlarının tekrar kazanımına olanak tanıyan tek ekonomik faaliyettir.

Karotlu sondaj çalışmalarının çevresel etkileri diğer sondajlarla karşılaştırıldıklarında oldukça düşüktür (Çizelge 2). Sondaj alanı için genellikle 400 m^2lik (20 m x 20 m) bir alan gereklidir.

Çizelge 2- Sondajların çevreye olası etkileri

Sondaj operasyonları			
	Karotlu	Soğuk su	Jeotermal-petrol
Ağaç kesme ve erozyon	·	·	.....
Gürültü	·	·	....
Aydınlatma	·	·	..
Sondaj sıvısının yer altı suyunu kirletmesi	·	·	.....
Boru arkası çimentolama	o	o	..

1.000 m. derinliğe kadar lokasyon alanında herhangi bir betonlama işlemi yapılmamaktadır. Fakat 1.000 metre üzerinde yapılacak sondajlarda, kulenin ayaklarının zemine temas ettiği alana 1x2x0,40 (0,8 m^3) ebadında bir betonlama yapılmaktadır. Sondaj sonrası beton blok parçalanarak idarenin gösterdiği atık depolama alana taşınmaktadır.

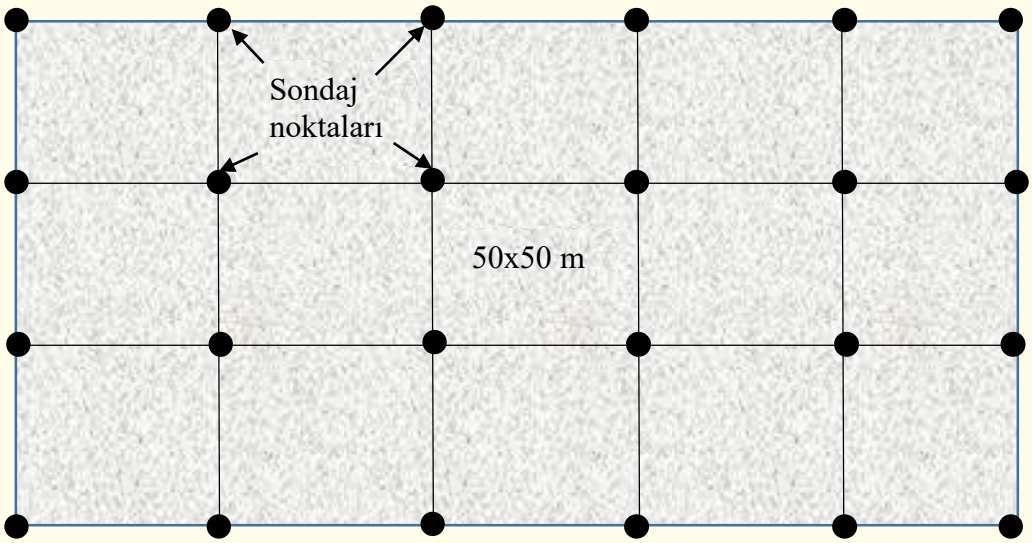
Kuyu teçhizinde boru arkası için çimentolama işlemi yapılmadığından sondaj sonrası borular kuyudan çekilerek diğer kuyularda kullanılmaktadır. Kuyu bitiminde kuyu ağzına plastik boru çimento şerbeti ile tutturularak ve kuyu numarası yazılarak terkedilmektedir. Formasyon akışkanı (su, sıcak su, gaz) ve radyoaktif elementler olasılığı olan kuyuların bu şekilde terkedilmesi uygun değildir.

Arama aşamasında jeolojik ve jeofizik çalışmalar ile belirlenen sahanın sınırları sondajlar ile belirlenmektedir. Arama aşamasında sahanın muhtemel rezervinin ortaya çıkarılması için yapılacak sondaj sayısı ve derinliği sahanın jeolojik yapısına ve madenin cinsine göre değişmektedir. Sondaj aralıkları 50-250 m arasında değişmekte ve derinlikleri 250-600 m arasında yoğunlaşmaktadır. Bu çalışmalara rağmen birkaç sondajdan sonra elde verilerle saha olumsuz olarak değerlendirilebilmekte ve ruhsat terkedilmektedir. Sondajlardan elde edilen verilerin olumlu olması üzerine sahanın yapısını ve sınırlarını ortaya çıkarmak için sondaj sayısı artmaktadır.

İşletme aşamasında sahanın jeolojik yapısını ve cevherin rezerv ile tenörü belirlemek için ruhsatın büyüklüğüne bağlı olarak onlarca veya yüzlerce sondaj yapılabilmektedir. Ülkemizde maden arama derinliklerinin ortalama 500 metre olduğu, bu derinliğin HQ çapında matkap ile delindiğini ve 50 m. uzunluğunda her parselin ucunda bir sondaj yapıldığını farz edersek sahada yapılan deformasyonu hesaplayabiliriz (Şekil 2). 50x50 m uzunluğunda arazinin alanı 2.500 m^2dir. HQ matkabın çapı 9,60 cm'dir ve alanı 0,072 m^2dir, yani sondajlar arasında mesafe ne olursa olursun yaptığı tahribat bir insanın iki ayağının izi kadardır. Alan bazında sondaj ile yapılan deformasyon yüz bin veya milyon mertebesindedir. Hacimsel olarak baktığımızda 500 m. derinlikli sondaj kuyusu kabaca 4,3 m^3lük bir deformasyona neden olur. İşletme aşamasında maden üretimi yüzbinlerce veya milyonlarca m^3lük deformasyona neden olacağından sondajın her bir parselde yaptığı deformasyon önemsiz (ihmal edilebilir) bir duruma düşecektir. İşletme aşamasında sondaj aralıkları ne kadar azalırsa azalsın işletme sırasında oluşan deformasyon çok daha büyük olacağından sondaj operasyonların çevresel etkisi ihmal edilebilir düzeydedir.

Sondaj akışkanları, her sondajda olduğu gibi karotlu sondajlar da çevreyi etkilemektedir. Fakat diğer sondajlar ile karşılaştırıldığında çevreye en az etkili olan karotlu sondaj tekniğidir. Bunun nedeni kuyu çapının dar olması nedeniyle kullanılan çamur miktarının diğerlerine göre çok az olmasıdır (Çizelge 3). Diğer sondajlara göre kullanılan çamur miktarı karşılaştırıldığında; petrol ya da jeotermal sondajlara göre 1/10 oranında sondaj çamuru kullanılır. Bu hesaplamada kuyuda herhangi bir problem olmadığı ve çamuru iyileştirmek için çamurun atılmadığını farz edilmiştir. Jeotermal ve maden sondajları için çamur tank ha-

cimleri sırasıyla 40 m^3 ve 5 m^3 olarak kabul edilmiştir. Tabii ki kullanılan çamur miktarları hesaplanan bu değerlerin çok üzerindedir. Ayrıca formasyon çoğunlukla karot şeklinde kesildiğinden kırıntılı ilerlemelere göre sondaj çamurunun kirlenmesi daha azdır.



Şekil 2- Maden sahasında işletme sırasında yapılacak sondajların krokisi

Çizelge 3- Kuyu problemi ve çamur kirlenmesi yaşanmadığını düşünüldüğünde (hesabı sadeleştirmek için) sondajlar için gerekli akışkan miktarı.

Jeotermal-petrol sondajı				Maden sondajı			
Matkap çapı (cm)	B.hacim (l/m)	Derinlik (m)	T. hacim (m^3)	Matkap çapı (mm)	B.hacim (l/m)	Derinlik (m)	T. hacim (m^3)
24” (61)	291,7	100	29+40	PQ (122,6)	11,8	300	3,5+5
17½” (44,5)	155	400	62+40	HQ (96,0)	7,2	1.100	8+5
12¼ ” (31)	76	900	68+40	NQ (75,7)	4,5	1.500	6,7+5
8 ½ ” (21,6)	36,6	1.500	55+40	Toplam			33,2
Toplam			374				

Karotlu sondajlarda genellikle su bazlı çamurlar kullanılmaktadır. Sahanın litolojik yapısına göre su veya doğal kil ile de sondaj yapılmaktadır. Karotlu sondajlarda çevreye olumsuz etkileri bulunan organik bazlı çamurlar (petrol, bitkisel ester vb.) veya hava bazlı (köpük, deterjan) akışkanlar kullanılmamaktadır. Sondajlarda kullanılan çamur kimyasalları Çizelge 4’de verilmiştir.

Çizelge 4- Farklı sondaj tiplerinde kullanılan çamur kimyasalları

Sondaj operasyonları			
	Karotlu	Soğuk su	Jeotermal-petrol
Su	•	•	•
Kil-bentonit	•	•	•
Polimer	•	o	•
Organik maddeler (petrol, madeni yağ)	o	o	o- •
Hava + köpük	o	•	•

Elmaslı sondajlarda çoğunlukla kullanılan çamur kimyasalların listesi aşağıda verilmiştir.

a- Su: Sağlam zeminlerde sektör tarafından en çok tercih edilen sondaj akışkandır

b- Kil (bentonit): Tane boyutu 74 mikronun altında üretilir. Su – bentonit ile hazırlanan çamurun %98'i sudur. Çamur yapımı sırasında tozundan korunmak için maske, eldiven ve gözlük kullanılır. Bentonitin çevre üzerinde düşük bir etkisi vardır. Bentonit kalıcıdır ve biyolojik olarak parçalanmaz ancak çevre üzerinde uzun vadeli herhangi bir olumsuz etkiye sahip olması beklenmez. Fakat yüzey ve yeraltı sularından uzak tutulmaya dikkat edilmelidir.

c- Polimerler: CMC (karboksimetil selüloz), PAC (poli anyonik selüloz), XCD (ksantan sakızı), modifiye nişasta, PHPA (kısmi hidrolize poli akrilamit), vb. CMC ve XCD, modifiye nişasta doğal polimerlerdir. PAC yarı sentetik ve PHPA sentetik polimerdir. Mekanik ve kimyasal olarak bozulabilirler. XCD ve modifiye nişasta biyolojik olarak bozulurken PHPA yüksek pH değerlerinde (>10) bozulur (Toka, 2023). Çamur yapımı sırasında tozundan korunmak için maske, eldiven ve gözlük kullanılır. Polimerler genellikle çamurun reolojik ve filtrasyon özelliklerini düzenlemek için katkı maddesi olarak düşük oranlarda (0,5-2 kg/m^3) katılmaktadır. Çevre üzerinde uzun vadeli herhangi bir olumsuz etkiye sahip olması beklenmez. Fakat yüzey ve yeraltı sularından uzak tutulmaya dikkat edilmelidir.

d- Katkı maddeleri (kostik soda, kromsuz lignosülfonat, soda külü, kayganlaştırıcı yağlar, kalsit vb.). Genellikle çamurun reolojik ve filtrasyon özelliklerini düzenlemek için katkı maddesi olarak düşük oranlarda katılmaktadır. Sondajlarda genellikle soda külü (Na_2CO_3) kullanılır, diğerlerinin kullanımı nadirdir. pH düzenlemek için kullanılan kostik soda (NaOH) yakıcı ve zehirleyici bir madde olduğundan çamur yapımı sırasında maske, gözlük ve eldiven gibi koruyucu malzemelerle birlikte dikkatli kullanılmalıdır.

Kirlenen sondaj akışkanı atık havuzlarında toplanmakta ve sondaj sonrası idarenin (Belediye) gösterdiği atık alanlarına taşınmaktadır. Çünkü 02.04.2015 tarihli atık yönetim yönetmeliğinim Madde 5-ö fıkrasına göre atıkların toprağa, denizlere, göllere, akarsulara ve benzeri alıcı ortamlara dökülmesi, doğrudan dolgu yapılması ve depolanması suretiyle çevrenin kirletilmesi yasaktır (https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=20644&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5). Bununla birlikte yoğun arama yapılan sondaj uygulamalarında havuzlarda toplanan çamur atıkları için susuzlandırma çalışmaları yapılması şarttır.

3. KAROTLU SONDAJLARIN YAPIM VE DENETLEMESİ İÇİN LİSANS GEREKSİNİMİ

Maden arama sondajlarının her ekonomik faaliyet gibi çevreye olumsuz etkisi yoktur demek doğru bir yaklaşım değildir. Fakat arama izni verilen maden sahasında yapılan sondaj çalışmasının yaptığı deformasyon maden işletmeyle kıyaslanamayacak derecede önemsizdir.

Karotlu sondaj çalışmaları diğer sondaj çalışmaları (jeotermal, su, petrol, gaz) gibi klasik yöntemlerle yapılır. Yıllarca akışkan üretimi gerçekleştirilen diğer sondajlardan farkı kuyu kazıldıktan sonra terkedilmesidir.

Kuyu açma sırasında herhangi bir kuyu problemi ile karşılaşılırsa çevreye ve iş güvenliğine olumsuz etkisi artar (Toka vd., 2020). Bu yüzden problemsiz kuyularda arama aşamasında ÇED'e gerek olmadığını düşünsek bile; sondaj sırasında yaşanan kuyu problemleri nedeniyle delme operasyonu uzmanlık isteyen bir sektördür.

Özellikle tektonizmanın yoğun olduğu sahalarda, kömür ve radyoaktif mineral sondajlarında kuyu açma ve sonrasında kuyu problemleri yaşama olasılığı yüksektir. Kömür sahalarında yaşanan en önemli problem formasyon akışkanının (su, sıcak su, gaz) kontrolsüz olarak püskürmesidir. Bu tür sahalarda yaşanan problemle ilgili örnek ve kuyu kontrol süreci, alınması gereken önlemleri Toka (2020) makalesinde açıklanmıştır. Ayrıca terkedilen kuyularda gaz çıkışları devam eden kuyular bulunmaktadır. Bu tür sahalarda kuyu terki öncesi kuyu terk etme işlemleri yapılmalıdır. Mutlak suretlere rezervuar zonunun üst delik ile ilişkisi kesilmelidir. Bunun için en iyi yöntem tapa çimentolama işleminin zorunlu tutulmasıdır. Benzer şekilde radyoaktif zonların yüzey ile ilişkilerinin kesilmesi gerekmektedir. Ne suretle açılırsa açılsın her kuyuda kuyunun belli seviyelerine tapa çimento yapılması zorunlu tutulmalıdır.

Ülkemizde ne yazık ki sondajlar için süreç ve terk etme metotlarına yönelik bir yasal düzenleme yoktur. Sondaj işini yapan personelin uzman olması için gerekli eğitimleri içeren, sondaj operasyonun nasıl yapacağını (lokasyon hazırlama, güvenlik tedbirleri, saha terki) ve denetleneceğini içeren bir yasal düzenleme de yoktur.

Sondaj firma çalışanları için eğitim sonrası lisans düzenlemesi yapılmalıdır. Maden sondajı yapacak firmaların lisansı alabilmeleri için yazılı bir sınavı geçmeleri ve yasaların istediği koşulları yerine getirmesi gerekmektedir. Ruhsat veren yetkililer ise başvuruyu incelerken her başvuranın teorik bilgisini (sınav sonuçlarından) ve pratik deneyimini değerlendirmelidir. Ayrıca 2 yılda bir eğitim almaları için zorunluk getirilmelidir. Bunlar, pratik mülakatlar veya ek ders çalışmalarını içerebilir. Bu çalışmalar, bir sondajcının becerilerinin, bilgisinin ve deneyiminin sağlığı, güvenliği ve çevreyi koruma gerekliliklerivle uyumlu olmasını sağlamaktadır.

Sondajcıların lisansları arama türüne göre sınıflandırılmalı ve kullanılan sondaj yöntemleriyle lisanslandırılmalıdır.

Sondaj lisansı, sahibine, teminat belgesinde tanımlanan jeolojik bölgeler ve lokasyon kümelerinde sondaj yaparak maden arama hakkı sağlayan bir tür mülkiyettir. Sondaj lisansları, maden arama hakkı verirken, maden ruhsatı sahipleri kuyular açmak ve ilgili faaliyetleri gerçekleştirmek için Enerji Bakanlığına başvurmalıdır. Kuyu lisansı başvuruları Enerji Bakanlığı tarafından onaylanmalı; ancak Çevre Bakanlığı ve Tarım ve Orman Bakanlığı tarafından da incelenebilmelidir. Bunun için üç bakanlık arasında Entegre Kaynak Bilgi Sistemi (EKBS) kurulmalı ve gerekli olan tüm başvurular ve diğer destekleyici belgeler EKBS sistemi aracılığıyla paylaşılmalıdır.

SONUÇ ve ÖNERİLER

SİT alanları, su havzaları ve koruma alanları vb. bölgelerde maden aramalarına yasal olarak izin verilmediğinden arama yapılan yerler maden üretimine uygun alanlardır.

Arama sondajlarında makine çalışma alanları küçük olması, sondaj için gerekli çamur hacminin diğer sondajlara göre çok az olması ve kullanım sonrası susuzlandırılarak atık alanlarına taşınması nedeniyle doğada oluşan tahribat (ağaç kesme dışında) minimum seviyededir. Aramadan elde edilen verilere göre yapılan fizibilite çalışmaları uygun ise sondaj sayısı artmaktadır. Fakat işletme yapılacak maden alanlarında çevresel etki değerlendirmesi yapıldığından artan sondaj sayıları için sahada oluşan deformasyon yine ihmal edilebilir düzeydedir.

Ülkemizde karotlu sondajlar için sondaj süreci ve denetlemeyi içeren yasal düzenlemeye (lisanslandırmaya) gereksinim vardır.

Sondaj lisansı, sahibine, teminat belgesinde tanımlanan jeolojik bölgeler ve lokasyon kümelerinde sondaj yaparak maden arama hakkı sağlayan bir tür mülkiyettir. Kuyu lisansı başvuruları Enerji Bakanlığı tarafından onaylanmalı; ancak Çevre Bakanlığı ve Tarım ve Orman Bakanlığı tarafından da incelenebilmelidir.

KAYNAKLAR

https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=39647&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5.Erişim:01.12.2024

https://mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=3213&MevzuatTur=1&MevzuatTertip=5. Erişim:01.12.2024.

https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo=20644&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5.Erişim:01.12.2024.

https://mmobis.maden.org.tr/uploads/sondaj%20yap%C4%B1m%20ve%20denetim%20y%C3%B6netmeli%C4%9Fi%20son_a9f0aaa4-452e-4a45-81fc-5427b7087c07.pdf. Erişim:01.12.2024.

Toka B., 2022, Mud systems applied to problematic formations in core drilling rigs, Bulletin of the Mineral Research and Exploration, 168: 67-75, MTA, Ankara, https://dergipark.org.tr/en/download/article-file/1876286

Toka B., 2023, Polimer kimyası, Sondaj Akışkanları, ISBN:978-625-8107-28-9, S. 161-173, Ankara.

Toka B., Tosun B., Özkaya, H. ve Sarıkaya G., 2022, Karotlu sondajlarda kuyu püskürmesi ve kontrolü, MTA Doğal Kaynaklar ve Ekonomi Bülteni 34: 32-36, Ankara. https://www.mta.gov.tr/dosyalar/images/dogalkaynaklar/makaleler/560/tr_20230808141006_560_3_bcc58efe.pdf

SONDAJ VE ÇEVRE

DRILLING AND ENVIRONMENT

Ö.Günay[1]

[1]*Maden Müh Avukat*

ÖZET

Sondaj operasyonu sırasında, çevredeki canlıların sağlığı, doğal değerler ve ekolojik dengenin korunması için olumsuz etkilerin önlenmesi önem arzetmektedir.Bu tür sondaj faaliyetlerin çevresel kirliliğe yol açmaması son derece kritiktir. Aksi takdirde, hem bu faaliyetlerin sürdürülebilirliği hem de doğanın korunması açısından ciddî sorunlar ortaya çıkabilir. Bu makale sondaj hakkı ile çevre hakkının nasıl dengelenebileceği konusundaki tartışmalara yer vermektedir.

Anahtar Kelimeler: Sondaj, sondaj hakkı, çevre hakkı, çevre kirliliği, sondaj kirliliği

ABSTRACT

During drilling processes, negative effects must be prevented to protect the health of living beings in the environment, natural values, and ecological balance.Therefore, it is extremely critical that such activities do not cause environmental pollution. Otherwise, serious problems may arise in terms of the sustainability of these activities but also the protection of nature. This article discusses how the right to drill and the right to the environment can be balanced.

Keywords: Drilling, drilling right, environmental right, environmental pollution, drilling pollution

GİRİŞ

Sondaj faaliyeti, çevre ile doğrudan ilişkili bir eylemdir. 2872 sayılı Çevre Kanunuda, çevre: “canlıların yaşamları boyunca etkileşimde bulundukları biyolojik, fiziksel, sosyal, ekonomik ve kültürel ortam” olarak tanımlanmaktadır.

Çevre, genel olarak,doğal ve insan yapımı çevre adı altında iki gruba ayrılabilir.

Doğal Çevre

Doğal çevre, yeryüzündeki canlı ve cansız varlıkları içerir. Bu unsurlar arasında şunlar bulunur:

Hava : Atmosferdeki gaz karışımı ve hava olayları.

Su : Okyanuslar, denizler, göller, nehirler ve yeraltı su kaynakları.

Toprak : Bitkilerin büyümesi ve ekosistemlerin varlığı için temel olan yer kabuğu.

Canlılar : Bitkiler, hayvanlar, mikroorganizmalar ve diğer canlı varlıklar.

Ekosistemler : Ormanlar, çayırlar, çöller, tundralar ve diğer biyomlar.

İnsan Yapımı Çevre

İnsan yapımı çevre, insanların oluşturduğu ve etkilediği unsurları kapsar. Bu unsurlar arasında şunlar bulunur:

Binalar ve Altyapı : Evler, okullar, hastaneler, yollar, köprüler, enerji santralleri.

Sanayi ve Tarım : Fabrikalar, tarlalar, hayvancılık tesisleri.

Kültürel ve Sosyal Yapılar : Şehirler, kasabalar, kültürel ve sosyal kurumlar.

Çevresel Etkiler

Çevre, insan faaliyetlerinden büyük ölçüde etkilenir. Sanayi faaliyetleri, tarım uygulamaları, kentsel gelişim ve diğer insan etkinlikleri, doğal çevre üzerinde çeşitli olumlu ve olumsuz etkiler yaratır. Bu etkiler arasında şunlar bulunur:

Kirlilik : Hava, su ve toprak kirliliği.

İklim Değişikliği : Sera gazı emisyonları ve küresel ısınma.

Biyolojik Çeşitlilik : Türlerin yok olması ve ekosistemlerin bozulması.

Çevrenin Korunması

Çevrenin korunması, doğal ve insan yapımı çevre üzerindeki olumsuz etkileri en aza indirmek ve sürdürülebilir bir gelecek sağlamak amacıyla yapılan çalışmalardır. Bu çalışmalar arasında şunlar bulunur:

Çevre Politikaları : Hükümetler ve uluslararası kuruluşlar tarafından belirlenen düzenlemeler ve yasalar.

Eğitim ve Farkındalık Çevre bilincinin artırılması ve toplumun çevreye duyarlı hale getirilmesi.

Yeşil Teknolojiler : Çevre dostu enerji kaynakları ve sürdürülebilir tarım uygulamaları.

SONDAJ TANIMI VE SINIFLANDIRILMASI

5686 Sayılı Jeotermal kaynaklar ve mineralli sular kanununda sondaj, "Jeotermal akışkanları aramak, üretmek, kullanım sonrası reenjekte etmek, rezervuarı gözlemlemek veya test etmek için bilimsel yöntemler ve uygun araçlar kullanılarak, gereken derinlik ve çapta yeryüzünden kaynağa doğru jeolojik takip ile delik kazma ve açma işlemi ile jeotermal rezervuar oluşturmak için akışkan enjekte etmek için kuyu açma işlemini ifade eder" denmektedir. Petrol mevzuatında ise sondaj ile ilgili tanımlar şu şekildedir: "Tespit sondajı: Keşif yapılan bir petrollü arazinin boyutlarını tespit etmek amacıyla açılan ve Genel Müdürlüğün onay verdiği teknik kriterler dâhilinde açılması gereken sınırlı sayıdaki sondajı, Üretim sondajı: Petrollü arazide üretim amacıyla kuyu açılmasını ifade eder. " şeklindedir.Maden mevzuatında ise sondaj ile ilgili tanıma rastlanılmamıştır.

Bu tanımlardan da anlaşılacağı üzere, sondaj tek amaç için değil, birden fazla amaç için yapılan bir faaliyettir.

Amaca Göre Sondaj Çeşitleri

1) Su Sondajı: Yeraltı su kaynaklarına ulaşmak için yapılan sondaj türüdür. İhtiyaca göre farklı derinliklerde ve çaplarda kuyular açılır.
2) Petrol Sondajı: Petrol ve doğalgaz gibi hidrokarbon kaynaklarına ulaşmak amacıyla yapılan derin sondajlardır.

3) Jeotermal Sondaj: Yeraltındaki ısı enerjisini kullanmak için yapılan sondajlardır. Jeotermal enerji üretimi ve ısıtma amaçlı kullanılır.
4) Maden Sondajı: Maden yataklarını araştırmak ve çıkarmak için yapılan sondajlardır.
5) Temel Sondajı: Yapıların temelinin oturduğu zeminin özelliklerini belirlemek ve zemin iyileştirme çalışmalarını planlamak için yapılan sondajlardır.

Yönteme Göre Sondaj Çeşitleri

1) Darbeli Sondaj: Sert formasyonlarda kullanılan, darbeli bir alet yardımıyla ilerleyen sondaj yöntemidir.
2) Döner Sondaj: Daha yumuşak zeminlerde kullanılan, matkap ucunun dönmesiyle ilerleyen sondaj yöntemidir.
3) Döner Darbeli Sondaj: Hem darbeli hem de döner yöntemlerin bir arada kullanıldığı sondaj yöntemidir.
4) Karotlu Sondaj: Zemin veya kaya örneği almak amacıyla kullanılan bir sondaj türüdür.

Konumuzla ilgisi bakımından da, sondajların çevreye verdiği zarar bakımından bir sınıflandırma yapmak gerekirse, aşağıdaki gibi bir ayrım yapılabilir.

FARKLI SONDAJ ÇEŞİTLERİNİN ÇEVRESEL ETKİLERİ

Sondaj faaliyetlerinin çevreye etkisi sondaj türüne göre değişiklikler gösterir. Bu etkiler aşağıda kısaca belirtilmiştir.

1) Petrol Sondajı: Petrol sondajı, bütün sondajlarda olduğu gibi, büyük miktarda su kullanımı, sondaj sıvılarının çevreye bırakılması ve petrol sızıntısı riskleri nedeniyle en büyük çevresel etkilere sahip sondaj türlerinden biridir.
2) Doğal Gaz Sondajı: Doğal gaz sondajı da petrol sondajı gibi önemli çevresel sorunlara neden olabilir.
3) Jeotermal Sondaj: Jeotermal sondaj, diğer sondaj türlerine göre daha az çevresel etkiye sahiptir. Ancak, yanlış yer seçimi ve uygun önlemler alınmaması durumunda yer altı su kaynaklarının kirlenmesine, ağır metal birikimine ve yer yüzeyinde deformasyonlara neden olabilir.
4) Maden Sondajı: Bütün sondajlarda olduğu gibi, maden sondajıda, toprağın aşınmasına, erozyona ve su kaynaklarının kirlenmesine neden olabilir. Ayrıca, bazı madenlerin çıkarılması sırasında kullanılan kimyasallar çevreye zarar verebilir.
5) Çözelti madenciliğinde ise bilinen yeraltı suyu kirliliği dışında, kullanılan solüsyonların olası kirliliği söz konusu olabilir.

SONDAJ FAALİYETİNİN ÇEVRESEL ETKİLERİNİN SINIFLANDIRILMASI

Sondaj faaliyetinin çevreye verdiği zararlar bakımından bir sınıflandırma da yapılabilir.
Genel Çevresel Etkiler bakımından,

1) Toprak Kirliliği: Sondaj sıvıları, kullanılan kimyasallar ve sondaj atıkları toprağı kirleterek yer altı su kaynaklarına sızabilir. Bu durum, toprak verimliliğini azaltır, bitki örtüsünü tahrip eder ve yer altı su kaynaklarının kalitesini düşürür.
2) Su Kirliliği: Sondaj sıvılarında bulunan ağır metaller, petrol ürünleri ve diğer kimyasallar yer altı ve yüzey sularını kirletebilir.Bu da su kaynaklarının canlı yaşamı için uygun olmamasına neden olur.
3) Hava Kirliliği: Sondaj işlemleri sırasında oluşan toz, egzoz gazları ve diğer emisyonlar hava kirliliğine yol açar. Bu durum, solunum yolu hastalıklarına ve iklim değişikliğine katkıda bulunur.
4) Gürültü Kirliliği: Sondaj ekipmanlarının çalışması sırasında oluşan yüksek ses seviyesi, çevrede yaşayan canlıların yaşam kalitesini düşürür.

5) Biyolojik Çeşitlilik Üzerindeki Etkiler: Sondaj faaliyetleri, doğal yaşam alanlarını tahrip ederek biyolojik çeşitliliği azaltabilir.

Bu tanımlar ve sınıflandırmalar, çevrenin karmaşık ve çok yönlü doğasını ortaya koymaktadır.

Bütün bu etkilere rağmen ,sondajın nasıl yapılacağına, sondaj türüne göre ne tür ekipman kullanılacağına, sondaj öncesinde, sondaj esnasında ve sondaj mahallinin terki esnasında çevreyi korumak adına ne tür önlemler alınacağına ilişkin hiçbir düzenleme bulunmamaktadır. Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği ve eklerinde "sondaj" kelimesi dahi geçmemektedir. Ne Maden Kanunu ne de Jeotermal Kanunu'nda bu yönde bir düzenleme bulunmamaktadır. Özellikle jeotermal sondajların mevzuattaki ve denetimdeki eksiklikler nedeniyle çevreyi olumsuz etkilemesi ve yöre halkının tepkisiyle karşılaşması üzerine Maden Mühendisleri Odası tarafından önemli bir çalışma yapılarak, mevzuattaki bu eksikliğin giderilmesi amaçlanmıştır. "Jeotermal Sondajlar Yapım ve Denetim Yönetmeliği " başlıklı bu çalışma ile; elektrik üretim amaçlı jeotermal arama, üretim, enjeksiyon ve reenjeksiyon sondajlarının bilim ve tekniğe uygun olarak açılması, zaman içerisinde kuyularda meydana gelecek deformasyonların tespiti amacıyla izlenmesi hedeflenmiştir. Jeotermal kaynağın, rezervuarın, yeraltı sularının ve çevrenin korunmasını sağlamak amacıyla ,uygun kuyu programlarının hazırlanması, lokasyon seçimi ve düzenlenmesi, kuyunun kazılması, borulanması, çimentolanması, kuyubaşı donanımının hazırlanması, tamamlanması ve terk edilmeyi düzenleyecek kurallar hazırlanmıştır. Ayrıca sondajların işletmeye alınması, günlük kuyu raporlarının tutulması ile kuyu tamamlama raporunun hazırlanması, işletme döneminde kuyunun gözlenmesi ve raporlanması bu öneride yer almaktadır. Bundan başka, sondajda kullanılacak kule ve donanımlarının standartlarının belirlenmesi, sondaj teknik sorumlusu atanması, kullanılacak donanım, boru, çimento ve sirkülasyon çamuru özelliklerinin belirlenmesi, saha ve kuyu emniyetinin sağlanması ve sondaja ilişkin diğer faaliyetler ile raporlanması ve denetlenmesine yönelik bir düzenleme önerilmiştir. Bu çalışma, ilgili tüm kamu kurum ve kuruluşlarına gönderilerek jeotermal kanunu kapsamında yasalaştırılması talep edilmiş ancak bugüne kadar bir gelişme sağlanamamıştır. Jeotermal sondajların yanısıra diğer sondaj faaliyetleri için de benzer bir düzenlemenin ivedilikle yapılması gerekmektedir.

SONDAJ FAALİYETLERİNDE EKOLOJİK DENGENİN KORUNMASI

Sondaj süreçleri sırasında, çevredeki canlıların sağlığı, doğal değerler ve ekolojik dengenin korunması için olumsuz etkilerin önlenmesi gerekmektedir; dolayısıyla, bu tür faaliyetlerin çevresel kirliliğe yol açmaması son derece kritiktir. Aksi takdirde, hem bu faaliyetlerin sürdürülebilirliği hem de doğanın korunması açısından ciddî sorunlar ortaya çıkabilir. O halde bu denge nasıl sağlanabilir? Bu soruya cevabı William Shakespeare'de bulabiliriz.

William Shakespeare'in 16. yüzyılda kaleme aldığı ve günümüzde hâlâ ilgiyle takip edilen "Venedik Taciri" adlı eserinde, Antonio adındaki bir denizci ile Shylock isimli bir Yahudi tefeci arasındaki meseleler derinlemesine işlenmektedir. Shylock, Antonio'ya bir miktar borç verirken, borcun geri ödenmemesi durumunda Antonio'nun vücudundan yarım kilo et alınacağı ile ilgili sözleşme yapılır. Notere tasdik ettirilir. Bu şart, o dönemdeki sözleşmelerin geçerliliği açısından ilginçtir; ancak Antonio, gemilerinin batması sebebiyle borcunu ödeyemediğinde, Shylock sözleşmenin uygulanmasını istemektedir.

Bu örnek üzerinden, adalet terazisinde iki temel kavramı belirlemek mümkündür: Bir tarafında yarım kilo insan eti, diğer tarafında ise borcun zamanında ödenmemesi durumunda ödenecek para bulunmaktadır. Tarihsel perspektiften bakıldığında, böyle bir sözleşmenin geçerliliği tartışmaya açıktır; ancak günümüz koşullarında, insan vücudunun herhangi bir maddi değerle ölçülmesi asla kabul edilemez. İnsan

yaşamı, onuru ve sağlığı, finansal araçlarla kıyaslanamaz ve bu tür müzakereler, insan hakları açısından büyük bir ihlali temsil eder.

Günümüzde çevre hakkının insan hakkı ile eşdeğer kabul edilmesi, sosyal adalet anlamında önemli bir dönüm noktasını işaret etmektedir. 8 Ekim 2021 tarihinde Birleşmiş Milletler İnsan Hakları Konseyinin, temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir bir çevreyi evrensel bir insan hakkı olarak tanıyan bir kararı kabul ettiğini ve buna ilişkin olarak İnsan Hakları Konseyinin 48'inci Oturumunda yayımladığı bir açıklamada tüm devletleri söz konusu kararı kabul etmeye çağırdığı ifade edilmiştir. Sağlıklı bir çevre talep etme hakkı, temel insan hakları arasında yer almakta ve bu bağlamda insan yaşamının kalitesinin artırılması hedeflenmektedir. Bu nedenle, para kazanma amacıyla çevreyi kirletmek, açık bir adaletsizlik olarak değerlendirilmektedir ve toplumun vicdanını derinden yaralamaktadır.

Bu örnek değerlendirildiğinde, insan vücudu ve para yerine, çevre ve sondaj faaliyeti konduğunda çevreye yönelik sondaj faaliyetlerinin tamamen yasaklanması gerektiği sonucuna varılmaktadır. Ancak bu yasak, her durumda geçerli değildir. Örneğin, sağlık alanında sıklıkla başvurulan biyopsi terimi, istisnai bir durum olarak değerlendirilebilir. Biyopsi, hastalık şüphesi taşıyan bir bölgeden hücre, sıvı veya doku örneği alma işlemi olarak tanımlanmakta olup, bu işlemin temelinde insan vücudundan bir parçanın alınması yer alır. Dolayısıyla, bu tür tıbbi uygulamalar belirli bir amaç taşıdığından, kendi içinde özel bir değerlendirme gerektirmektedir. İnsan vücudundan parça koparmak olarak da değerlendirebileceğimiz biyopsi işlemi, insan sağlığı söz konusu olduğunda ve biyopsi yapılanın rızası söz konusu ise hukuka uygun olduğu söylenebilir. O halde sondaj faaliyeti, doğrudan para değil, insan ihtiyaçları söz konusu olduğunda ve onay alındığında gerçekleştirilebilecek bir faaliyet olduğu iddia edilebilir. Dolayısıyla, sondaj faaliyetleri, doğrudan insanın temel ihtiyaçlarını karşılayabilmek amacıyla ve sondajdan etkilenecek paydaşların izni olması halinde gerçekleştirilebilir.

SONDAJ FAALİYETLERİNDE SOSYAL ONAYIN ALINMASI

Sosyal Onay (Sosyal Lisans) Nedir?

Sondaj faaliyetlerinde ÇED sürecinin ihtiyacı tam olarak karşılamaması ve taraflar arasında anlaşmazlığı sonlandırmak yerine, anlaşmazlığı körükleyecek sonuçlar doğurması nedeniyle, ÇED sürecine ilave olarak, sosyal onay ya da sosyal lisans kavramı ortaya çıkmış olup, bugün de sondaj ve çevre sorunlarına çözüm olarak sunulabilecek en etkili anahtar olarak gözükmektedir. Dünya Bankası 2003 yılında sosyal lisansı şöyle tanımlamıştır: "Yerel toplumun ve paydaşların rızasının alınması ve bu rızanın korunması." Ülkemizdeki bazı yatırımlar, "sosyal lisans olmadan da olabildiğini" gösterse de, kimi projeler sosyal lisansı elde edemediği için hayata geçirilemiyor, şirketler yatırım kararından vazgeçiyor ya da ruhsatlar el değiştiriyor. (Karan, 2024)

Sosyal lisansın ilk adımı "paydaş katılımı." Sektördeki adıyla "halkla ilişkiler" zira günün sonunda sosyal lisansı veren de alan da "halk." Paydaşı, "projeden etkilenen ve projeyi etkileyebilecek kişiler ya da kurumlar" olarak tanımlayabiliriz.

Alper Sezener (2021) konu ile ilgili olarak, "Unutulmaması gereken, her proje için geçerli tek bir paydaş yaklaşımı olamayacağıdır. Yani her projenin etkileri, etkilediği paydaşları ve kendisini etkileyebilecek paydaşlar farklıdır. Tüm projelerde sondaj çalışmaları bile paydaşlarla ilişki kurmaya başlamak için geç kalınmış bir safha olabiliyor. 2014 yılında Harvard Üniversitesi tarafından yapılan bir araştırmaya göre, toplulukların çevresel ve sosyal hassasiyetleri nedeniyle ertelenen ya da iptal edilen projelerin toplam

maliyetinin dört milyar doların üzerinde olduğu da saptanmıştır. Yukarıdaki örneklere birçok yeni olayı ekleyebiliriz. Dünya ölçeğinde ve ülkemizde toplum tepkisi nedeniyle durdurulan maden projelerinin olduğu herkes tarafından bilinen bir gerçek. Açık bir şekilde ifade edersek maliyet-fayda merkezli "modern" madencilik yaklaşımı 2020'li yıllar ve sonrası için çökmüştür." denmektedir

Paydaşların proje hakkında bilgilendirilmesi ve gerekirse proje faaliyetleriyle ilgili kararlarda söz sahibi olabilmesini bir bütün olarak ele aldığımızda buna "paydaş katılımı" süreci diyoruz.

(A. Vedat Oygür, 2017) den alıntıladığımız tanım ise "Sosyal onay kavramı ile ilginç bir yaklaşım ise, Pierre Lassonde - Newmont Mining Corporation Başkanı 'na aittir. Konu ile ilgili tanımı şu şekildedir:Bir devlet dairesine gidip başvuruda bulunarak ya da basitçe bir bedel ödeyerek sosyal onayınızı alamazsınız. Paradan çok daha fazlası, işletme yapacağınız yerdeki toplumun gerçekten parçası olmanız gerekir. " şeklindedir.

Konu ile ilgili olarak Ayça Tufan ,"Sosyal onay kavramı kurumsal sosyal sorumluluk (KSS) kavramının geliştirilmesiyle ortaya çıkmıştır. KSS, şirketlerin faaliyetlerini sosyal, kültürel, ekonomik ve çevresel konularda duyarlı şekilde yürütmeleri ve belirledikleri ihtiyaçlar doğrultusunda sosyal yatırımlar yapmaları anlamına gelmektedir. Yasal yükümlülükler ve izinlerden ayrı olarak KSS, şirketlerin gönüllü uygulamalarını kapsamaktadır. "KSS 1930'lu yıllarda ortaya çıkmış olsa da, yerel toplulukların şirketler üzerindeki aktif baskısının 1980'li yıllarda başladığı söylenebilir. Bu duruma paralel olarak 1990'lı yıllarda şirketlerin kurumsal kültürlerinde ciddi değişimler olmuştur. Sonuç olarak tüm bu gelişmeler maden şirketlerinin faaliyetlerini yürütebilmek için sosyal onay almaları gerektiği fikrini ortaya koymuştur. "Sosyal onay" terimi ilk kez 1997 yılında Dünya Bankası ile yapılan toplantıda Placer Dome Şirketi Yöneticisi Jim Cooney tarafından kullanılmış, daha sonra aynı yıl Dünya Bankası tarafından gerçekleştirilen madencilik ve toplum konulu toplantıda daha geniş bir kabul görmüştür." Susan Joyce ve Ian Thomson, sosyal onaylarını kaybetmiş ya da kaybetmek zorunda kalmış şirketler ile istişarelere dayanan deneyimleri doğrultusunda bu tanımlamayı geliştirmiştir. Sosyal onay ile ilgili teorik çalışmalarda, Thomson ve Boutilier'in sosyal onay piramit modelinde olduğu gibi meşruiyet, güvenilirlik ve güven olmak üzere üç temel sınır tanımlanmıştır. Bu çalışmaya göre bir proje faaliyeti meşruiyetini geliştirdikçe yerel paydaşlarından güvenilirlik kazanırken, bunun devamında projenin kabulü ve faaliyetlerin paydaşlar tarafından onaylanması gelmektedir. " görüşündedir.

Konu ile ilgili yazıda ilave olarak: "…Türkiye'de projelerin izin sürecinde sosyal etki değerlendirmesini zorunlu kılan herhangi bir yasal düzenleme bulunmamaktadır. 25 Kasım 2014 tarih ve 29168 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED) Yönetmeliği'nde kısıtlı bir "halkın katılım toplantısı" süreci tanımlanmıştır. Projenin ÇED raporunda yer verilen "projenin sosyo-ekonomik etkileri" başlığı altında proje alanının demografik yapısını ortaya koyan bilgiler aktarılmakta ve bu veriler düzgün bir saha çalışması yapılmadan ve çoğunlukla bu konuda uzman olmayan kişiler tarafından derlenmektedir. Projelerin bölgeye sağlayacağı istihdamı belirtmek dışında herhangi bir sosyal konuyu dikkate almayan bu çalışmaların daha sağlıklı yürütülebilmesi için ÇED firmaları bünyesinde sosyal bilimler konusunda uzman ekipler yer almalıdır." ifadesi edilmektedir.

Konu ile ilgili örnekler ise, "Meksika, Brezilya, İngiltere, İspanya, Avusturya, Estonya, Nijerya, Avrupa Birliği ülkeleri gibi birçok ülke sosyal etki değerlendirmesi için ayrı bir yasal zorunluluk tanımlamamış, sosyal etki değerlendirmesini ÇED sürecine dahil etmiştir." şeklindedir.

Muhammed Yunus Bilgili(2015) konu ile ilgili en kapsayıcı sözleşme hakkında 1998 yılında kabul edilen Aarhus Sözleşmesi, çevre hakkı bağlamında, bilgiye erişim, katılım ve yargısal başvuru alanlarını düzenleyen en ayrıntılı sözleşme olduğunu iddia etmektedir. Nitekim sözleşmenin resmi başlığı "Çevresel Konularda Bilgiye Erişim, Karar Alınmasına Katılım ve Yargıya Başvuru" şeklindedir. Bu sözleşmeye göre, çevresel konularda bilgiye erişim hakkı, karar alınmasına katılım hakkı ve yargıya başvuru hakkı şimdiki ve gelecek nesillerin mensupları için sağlık ve refahına uygun bir çevrede yaşama hakkının korunması için garanti altına alınmalıdır. Yine sözleşmede, herkesin refahına ve sağlığına uygun bir çevrede yaşama hakkına sahip olduğu, çevreyi koruma ve geliştirmenin şimdiki ve gelecek nesillerin yararı için bir ödev niteliği taşıdığı belirtilmiştir.

Türkiye'de madencilik ve sondaj sektöründe sosyal onay konusuna gereken önemin verilmesi için sektörel farkındalığı arttıracak etkinlikler düzenlenmeli, sektör daha sık aralıklarla bir araya gelmelidir. 10-11 Aralık 2014 tarihlerinde Ankara'da düzenlenen "İşletmelerde Sosyal Onay" Çalıştayı Türkiye'de bu konuda düzenlenen ilk etkinlik olma özelliğini taşımaktadır. Etkinlikte konu hakkında bilgi paylaşımı yapılmış, firmalar için yasal gereklilikler kadar önemli duruma gelen projenin sosyal onayının alınması ve sürdürülmesi konusunda yaşanan saha tecrübeleri, sıkıntılar ve başarılar paylaşılmıştır. Türkiye'de buna benzer etkinliklerin arttırılması ve yaygınlaşması sağlanmalıdır denmektedir.

Sosyal onay konusundaki çalışmalar, daha çok kamu idareleri ve şirketler tarafından düzenlenmekte ve şirketlerin amacına yönelik olmaktadır. Oysa çevre hakkı Anayasa 56'da "Herkes sağlıklı ve dengeli bir çevrede yaşama hakkına sahiptir. Çevreyi geliştirmek, çevre sağlığını korumak ve çevre kirlenmesini önlemek Devletin ve vatandaşların ödevidir." şeklinde tanımlandığı için, sosyal onay, çevre ile sondaj faaliyeti konusundaki dengenin kurulmasında herkese ödev yüklemektedir.

Özellikle sondajdan sorumlu olan kişi ve kurumlar ise, çevre hakkının üç bileşeni olan, çevresel konularda bilgiye erişim hakkı, karar alınmasına katılım hakkı ve yargıya başvuru hakkının kişilere kullandırılmasına yardımcı olmalı beklenir. Bu sonuç, 2872 sayılı Çevre Kanunu'nun 3. maddesinin (e) bendinde de "çevre hakkında " bahsedilen "Çevre politikalarının oluşmasında katılım hakkı esastır. Bakanlık ve yerel yönetimler; meslek odaları, birlikler, sivil toplum kuruluşları ve vatandaşların çevre hakkını kullanacakları katılım ortamını yaratmakla yükümlüdür". Kuralı ile de uyuşur.Ayrıca bu durum yukarda anlatıldığı üzere sosyal onay beklentisi de karşılar.

SONUÇLAR

Çeşitli amaçlar için yapılan sondaj faaliyetlerinin çevreye olan etkisi de farklı olmaktadır. Bu etkiyi en aza indirebilmek için öncelikli olarak mevzuatta tanımlanmamış olan "sondaj" tanımlanmasının eklenmesi gerekmektedir. Ayrıca yine mevzuatta sondajın nasıl yapılacağına, sondaj türüne göre ne tür ekipman kullanılacağına, sondaj öncesinde, sondaj esnasında ve sondaj mahallinin terki esnasında çevreyi korumak adına ne tür önlemler alınacağına ilişkin kurallar yer almalıdır. Bu nedenle kural koyucular Maden Mühendisleri Odası tarafından yapılan "Jeotermal Sondajlar Yapım ve Denetim Yönetmeliği "ni dikkate almalıdırlar.

Çevre hakkının temel insan hakkı olduğu, çevre olmadan insanın yaşayamayacağı ve çevre haklarının insan haklarından ayrılamayacak haklar olduğunun kabulü nedeniyle, çevreye karşı yapılan her türlü faaliyette olduğu gibi, sondaj faaliyetinde de, müdahalenin, insan vücuduna yapılan müdahale ile eş tutulması ve yerel halkın ve paydaşlardan sosyal onay alınması beklenir.

KAYNAKLAR

8 Ekim 2021 tarihinde Birleşmiş Milletler İnsan Hakları Konseyinin temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir bir çevreyi evrensel bir insan hakkı olarak tanıyan kararı. (2021). https://www.tihek.gov.tr/upload/file_editor/2021/11/1635948241.pdf

Bilgili, M. Y. (2015). Anayasal Bir Hak Olarak Çevre Hakkı. Çankırı Karatekin Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü Dergisi, 6(2), 563-584.

Kaboğlu, Ö. İ. (1996). Çevre Hakkı (3. Baskı). Ankara: İmge Yayınevi. https://ibrahimkaboglu.org/cevre-hakki.html/

Karan, H. (2020). Halkla İtişmelerden Halkla İlişkilere: Madencilikte Sosyal Lisans. Madencilik Türkiye, 88, 62-69.

Oygür, V. Ç. Madencilik Faaliyetlerinde Sosyal Onay. https://www.tmder.org.tr/uploads/pdf/sosyal.pdf

Sezener, A. (2021). Herşeye Rağmen Madencilik Değil Sürdürülebilir Madencilik. Madencilik Türkiye, 96, 102-103.

Tufan, A. (2018). Madencilikte Sosyal Onay Kavramının Örnekler Üzerinden Değerlendirilmesi (Yüksek Lisans Tezi, Hacettepe Üniversitesi, Maden Mühendisliği Anabilim Dalı).

United Nations Human Rights Council. (2021). Resolution: The Right to a Healthy Environment. https://ganhri.org/resolution-right-healthy-environment/

Konu ile ilgili mevzuat :

ÇEVRE KANUNU 2872 : Yayımlandığı Resmî Gazete : Tarih: 11/8/1983 :

BİRİNCİ BÖLÜM

Amaç, Tanımlar ve İlkeler

Tanımlar: Madde 2 – (Değişik: 26/4/2006-5491/2 md.)

Bu Kanunda geçen terimlerden; Çevre: Canlıların yaşamları boyunca ilişkilerini sürdürdükleri ve karşılıklı olarak etkileşim içinde bulundukları biyolojik, fiziksel, sosyal, ekonomik ve kültürel ortamı, Çevre korunması: Çevresel değerlerin ve ekolojik dengenin tahribini, bozulmasını ve yok olmasını önlemeye, mevcut bozulmaları gidermeye, çevreyi iyileştirmeye ve geliştirmeye, çevre kirliliğini önlemeye yönelik çalışmaların bütününü,

Çevre kirliliği: Çevrede meydana gelen ve canlıların sağlığını, çevresel değerleri ve ekolojik dengeyi bozabilecek her türlü olumsuz etkiyi,

JEOTERMAL KAYNAKLAR VE DOĞAL MİNERALLİ SULAR KANUNU 5686 :

Tanımlar

MADDE 3 – (1) Bu Kanunda geçen…

11) Sondaj: Jeotermal akışkanları aramak, üretmek, kullanım sonrası reenjekte etmek, rezervuarı gözlemlemek veya test etmek için bilimsel yöntemler ve uygun araçlar kullanılarak, gereken derinlik ve çapta yeryüzünden kaynağa doğru jeolojik takip ile delik kazma ve açma işlemi ile jeotermal rezervuar oluşturmak için akışkan enjekte etmek için kuyu açma işlemini,

İnsan Hakları Konseyi'nin 48/13 sayılı 8 Ekim 2021 tarihli "Bir İnsan Hakkı Olarak Temiz, Sağlıklı ve Sürdürülebilir Çevre Hakkı" başlıklı kararı

İnsan hakları ve çevre ile ilgili Genel Kurul'un tüm kararların ve özellikle de 16 Temmuz 2020 tarihli 44/7 sayılı, 6 Ekim 2020 tarihli 45/17 sayılı, 7 Ekim 2020 tarihli 45/30 sayılı ve 23 Mart 2021 tarihli 46/7 sayılı İnsan Hakları Konseyi'nin kararlarını da *ayrıca hatırlatarak,*

Sürdürülebilir kalkınmanın üç boyutuyla(ekonomik, sosyal ve çevresel) ve ekosistemleri de dahil ederek çevrenin korunmasının, şimdiki ve gelecek nesillerin tüm insan haklarının sağlıklı ve tam olarak gerçekleştirilebilmesini kolaylaştırdığını ve teşvik ettiğini *kabul ederek*.

Diğer yandan, iklim değişikliğinin sonuçlarının, doğal kaynakların yaşama elverişsiz yönetimi ve kullanımının, hava, toprak ve su kirliliğinin, kimyasal maddelerin ve atıkların sağlıksız yönetiminin, bunlar neticesinde gerçekleşen biyoçeşitlilik kaybının ve ekosistem hizmetlerinin tükenmesinin, temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir bir çevreden yararlanmaya engel olduğunu ve çevreye verilen zararların, insan haklarının etkin uygulanmasında, doğrudan ve dolaylı negatif etkileri olduğunu *da kabul ederek*

Gelişmekte olan ülkelere; bilhassa yoksul, çok borcu olan ülkeler, en az gelişmiş ülkeler, denize kıyısı olmayan gelişmekte olan ülkeler ve gelişmekte olan küçük ada devletlerinin yanı sıra orta gelirli ülkelere yardım edilmesinde ve insani, kurumsal ve teknolojik kapasitelerinin geliştirilmesinde uluslararası işbirliğinin önemli rolünü *tekrar teyit ederek,*

Çevreye verilen zararların insan hakları üzerindeki yansımalarının kişisel ve kolektif olarak tüm dünyada hissediliyorsa da, kadınların, kız çocuklarının ve toplumun zaten kırılgan kesimlerinde yer alanların, yani, yerli halkların, çocukların, yaşlıların ve engelli kişilerin bu sonuçlardan en şiddetli şekilde etkilendiklerini *kabul ederek*,

Toplumsal cinsiyet eşitliğini sağlamanın, iklim değişikliği ve çevrenin kirletilmesi karşısında toplumsal cinsiyet sorunlarını ele alan bir eylem ortaya koymanın öneminin yanı sıra çevre korumada, kadınların ilerlemesi, kadınların harekete geçirici rolü, kadınların karar verici olması, kadınlar ve kız çocuklarının tam, eşit ve etkili katılımı ve kadınların işletmeci, yönetici, doğal kaynakların koruyucusu ve değişim özneleri olarak oynadığı rolün öneminin *bilinciyle*,

Çevre kirliliği, iklim değişikliği, biyoçeşitlilik kaybı, çölleşme ve sürdürülebilir olmayan bir kalkınmanın, şimdiki ve gelecek nesillerin insan haklarını etkin uygulama kapasitesi üzerindeki en acil ve en ciddi tehditlerden oldukları *değerlendirerek*,

Aynı şekilde, bilgi edinme, bilgi arama ve iletme hakkı, yönetimsel ve toplumsal işlerin etkin yönlendirilmesine katılma hakkı ve etkin başvuru hakkı gibi insan haklarının kullanılmasının, temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir çevreyi korumak için hayati olduğu *değerlendirerek,*

Çevresel sorunlara çözüm bulmak için gerçekleştirilen tüm eylemler dahil Devletlerin insan haklarına uyma, onları koruma ve uygulanmalarına destek verme ve çeşitli uluslararası belgelerde öngörüldüğü üzere, herkesin insan haklarını korumak için tedbirler alma yükümlülüğü olduğunu ve çevreye verilen zararlar karşısında daha kırılgan olan kişiler için ek tedbirler alınması gerektiğini, ve insan hakları ve çevre ile ilgili ilke kararlarda çerçevesinin çizildiği şekliyle *tekrar kabul ederek,*

Tüm ticari işletmelerin, insan haklarına uyma sorumluluğu olduğunun altını çizen, ticari işletmeler için belirlenen İş ve İnsan Hakları Rehber İlkelerini *hatırlatarak*,

Tüm insan haklarının uygulamasında, temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir bir çevrenin önemini *kabul ederek,*

Özel Raportör'ün güvenli, temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir bir çevreden yararlanma ile ilgili insan hakları yükümlülükleri konusunda düzenlediği tüm raporları *kaydederek,*

Aynı zamanda, Genel Sekreter'in 24 Şubat 2020 tarihinde, İnsan Hakları Konseyi'ne sunduğu, "En Üstün Amaç: İnsan Hakları İçin Harekete Geçme Çağrısı" başlıklı raporu *kaydederek*,

Devletlerin çoğunun, anayasalarında, mevzuatlarında, yasalarında veya politikalarında temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir bir çevre hakkını farklı şekillerde de olsa tanıdıklarını *kaydederek*,

1. Temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir bir çevre hakkını bir insan hakkı olarak *tanır*;
2. Temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir bir çevre hakkının diğer haklar ve mevcut uluslararası hukuk ile bağı olduğunu *kaydeder*;
3. Temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir bir çevre hakkının ilerlemesinin/teşvik edilmesinin uluslararası çevre hukuku ilkelerine uyarak, çevre ile ilgili çok taraflı anlaşmaların tam uygulanmasından geçmekte olduğunu *teyit eder*;
4. Devletleri, uluslararası kuruluşları, ticari işletmeleri ve diğer ilgili aktörleri, herkes için temiz, sağlıklı ve sürdürülebilir bir çevreyi güvence altına almayı öngören çabaları arttırmak için politikalar oluşturmaya, uluslararası işbirliğini geliştirmeye, kapasitelerini arttırmaya ve iyi uygulamaları bütünleştirmeye *teşvik eder.*

APPLICATION OF THE VCR EXCAVATION METHOD IN THE UNDERGROUND COPPER MINE "BORSKA REKA"

S. Bajić[1*]; B. Gluščević[1]; D. Bajić[1]; R. Gaćina[1]

[1]University of Belgrade, Faculty of Mining and Geology, Serbia
*(*Corresponding Author:sanja.bajic@rgf.bg.ac.rs)*

ABSTRACT

The Borska Reka ore deposit is an important subject of research in the field of mining and geology in Serbia. Many scientists around the world have introduced new theories and methods in the selection of excavation methods during the underground exploitation of mineral deposits. On the basis of previous research and the application of multi-criteria optimization, it was determined that the VCR (Vertical Crater Retreat) method is the optimal one among the several analyzed methods for underground excavation of a copper ore deposit. Most importantly, a viable mining method increases production efficiency as well as economic profitability.

Keywords: underground exploitation methods, multi-criteria optimization, copper mine, VCR mining methods

INTRODUCTION

The method of opening and excavating the deposit depends on the shape of the deposit, its size, deposit conditions, physical and mechanical properties of the ore and accompanying rocks, hydrological conditions, sensitivity of the surface to mining operations, mineralogical and chemical composition of the ore, distribution of minerals and the value of the raw material.

During the excavation of underground mines, the following operations are performed: drilling, blasting, crushing, leaking, loading and transporting ore, and in addition, the operations of insurance, backfilling or demolition of the excavation. Since the mining process for ore deposits can be carried out in various ways, there are a large number of methods. Determining the optimal mining method for the Borska Reka orebody is a complex task that requires the analysis of multiple factors, including geological characteristics, rock stability, economic aspects and environmental impact. The application of multi-criteria optimization enables an integrated evaluation of these factors in order to identify the most optimal exploitation method.

In the previous period, several techno-economic analyzes and scientific-research studies were carried out on the possibilities of ore exploitation from the "Borska Reka" ore body. A large number of scientific papers on the topic of the choice of mining method were published, as well as several doctoral dissertations. For the exploitation of the "Borska Reka" deposit, highly capacitive and highly productive mining methods were considered, which would enable economically profitable mining of ore with a low metal content.

Multi-criteria optimization represents an approach that enables the evaluation and selection of optimal mining methods, taking into account multiple conflicting criteria. This approach is key to making informed decisions in mining, where technical, economic, safety and environmental factors must be balanced. Based on previous research using the "classical" multi-criteria optimization method VIKOR as well as the FAHP method, the optimal excavation method was obtained (Bajić at al 2020; Bajić at al 2023). To solve the problem of method selection, alternatives (excavation methods), criteria and sub-criteria were defined based on the available characteristics of the copper ore deposit. An operational model that includes a combination of technical, production and economic criteria was presented and the criteria and alternatives were evaluated. Weighting coefficients were assigned to the criteria in order to determine their relative importance, appropriate VKO methods were selected for ranking the alternatives and the final decision was made by mathematical optimization calculation. Using multi-criteria decision-making methods, it was concluded that the "Borska reka" was chosen as the optimal alternative to the VCR mining method for the selection of the underground mining method of the copper deposits (Bajić at al 2020; Bajić at al 2023).

The ore body "Borska reka" belongs to the group of poor ore bodies with a low copper content. Also, due to the depth of the deposits at which it is located and the existence of objects on the surface of the terrain above the ore body, it was necessary to take into account a large number of criteria and look at the influencing factors, starting from the ore deposit characteristics. In addition to studying the characteristics of the deposit, it was necessary to take care of the safety of the workers during the exploitation of the mine, to contribute to the low ore losses, to ensure the necessary production capacity, as well as to keep the production costs low (Popović at al 2018).

Given that the most successful method is the one that gives the highest production with the most useful components in the shortest time, with the lowest consumption of energy and materials, with complete safety for employees, and without unfavorable consequences for the further development of the mine, the VCR excavation method has proven to be a possible solution for further exploitation of ore mine.

Overview Of Research Results So Far for Copper Deposits Borska Reka

The review and analysis of various works showed that many authors used MCDM techniques to define the optimal method of exploitation of mineral resource deposits. Specifically for the Borska Reka copper ore deposit, the following results were obtained from the research are presented below.

The "Borska Reka" ore body, as the largest copper ore deposit in Bor, has been the subject of numerous analyzes and studies for more than three decades. Considering that the ore body lies at a great depth and that the copper content in the ore is quite low, it is quite difficult to determine the choice of the method of mining this ore body. The geological conditions in which the deposit occurs, the low content of copper in the ore and the objects on the surface of the terrain further complicate the process of adopting the optimal method of mining this ore body.

It is important to point out that with the introduction of this ore deposit into exploitation, the age of the Bor deposit would be extended by at least another hundred years. For this reason, they were analyzed, the possibilities of the optimal way of opening and the method of excavation, which would obtain positive economic indicators. The methods that have been measured belong to the group of sublevel caving methods. Also, the possibility of applying the method of cut and fill was analyzed in order to preserve the surface of the terrain and the objects located above the ore body itself. The analysis was also done

for the application of the block self-grinding method. The authors of this paper claim that the experience in applying the block method of self-crushing in the world as well as the available data are in favor of the possibility of applying the method in the ore deposit. The analysis proved that the cheapest copper can be produced with this method, and it is possible to economically obtain copper ore from the largest ore body in the Bor copper mine (Petrović et al., 2012). In addition to the block methods with crushing of ore and accompanying rocks, the possibility of applying the method of sub-excavation and chamber excavation with filling of the excavated space was also analyzed (Petrović at al. 2015).

Štrbac & Milićević (2006) state that many experts considered the possibilities for profitable mining of the ore body due to the difficulties surrounding the possibility of excavation, because there are several objects on the surface above the ore body. Also, the price of copper is extremely low. They explained the applicability of sublevel caving as profitable.

Milićević at al. (2012) talk about the problems when applying the method of continuous demolition (Swedish variant) in the Bor copper mine. As for the application of this method of mining in ore bodies in the Bor pit, the most common problems are a significant reduction in the use of ore, but also an ore impoverishment increase. All this has negative economic consequences on the overall economy of exploitation of ore deposits.

The ore body “Borska reka” is characterized by a great depth of deposit and relatively poor ore. These were the main reasons why mining in this ore body did not start much earlier, since research into the possibility of economic exploitation has been carried out for almost three decades. Economic research was carried out in a large number of cases, however, the possibility of economic exploitation was not determined, because the price of copper was at a much lower level than today. Now the situation has changed and metal prices are extremely high on the world market, so they give hope that underground exploitation in the Bor deposit can be carried out economically. In the course of several years of study research, the possibility of applying different excavation methods was considered. Given that the ore in the ore body is very poor, it is necessary to apply mining methods with lower costs of obtaining ore. The method of sublevel caving stands out as suitable. However, due to the fact that there are objects on the surface, cut and fill mining method, i.e. with preservation of the surface, were also taken into account. These methods are unfortunately characterized by high excavation costs. As a result of the research, it was decided to apply methods of sublevel caving, and the greatest attention was paid to methods of block forced crushing (Milićević 2007).

GENERAL CHARACTERISTICS OF THE BORSKA REKA ORE BODY

The Borska Reka copper deposit is an integral part of the Timok magmatic complex and is located in the extreme northwestern parts of the town of Bor, below the Borska Reka valley in the active Jame mine. (Figure 1). It is located in intensively altered andesites and their pyroclastites. It has a relatively simple structure.

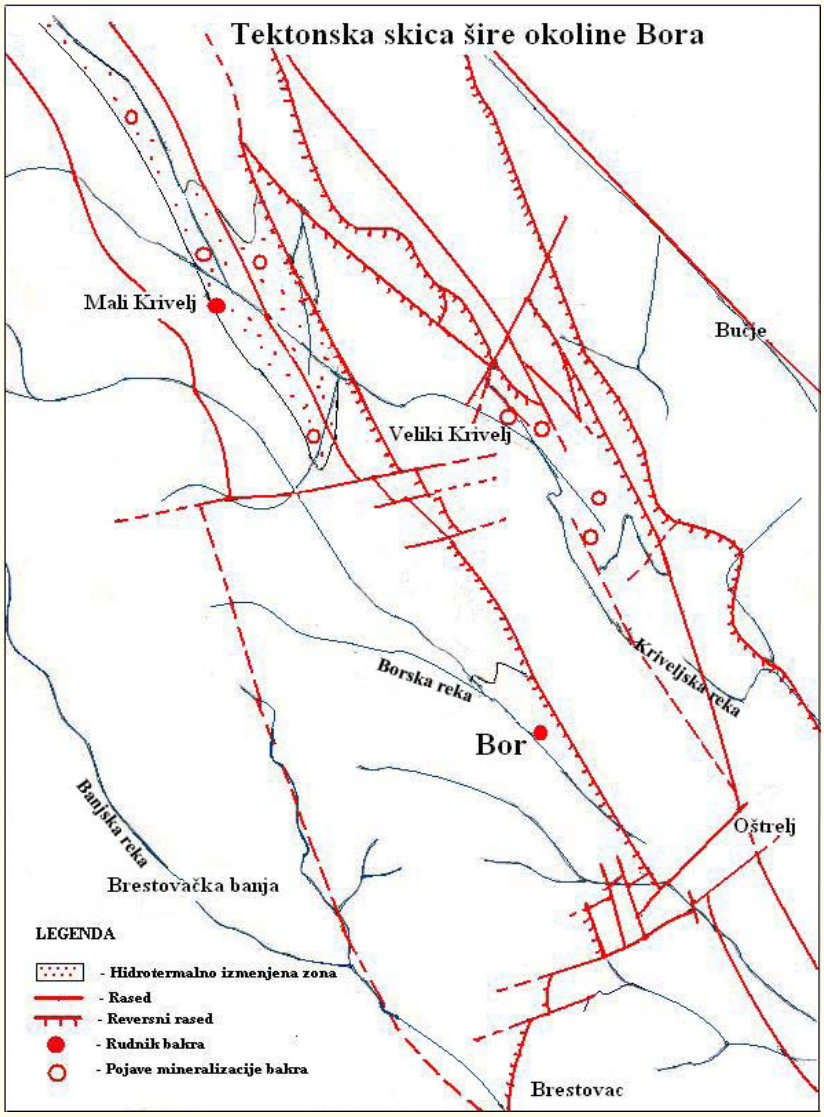


Figure 1. Tectonic sketch of the wider Bor area
Legend: hydrothermally altered zone; – fault;
TTT reverse fault; ● copper mine; ○ copper mineralization phenomena

The rocks from which the Bor deposit was built are: volcanics, quartz diorite porphyrites, pelites with tuffs and tuffites, conglomerates and sandstones, quaternary alluvial deposits and man-made accumulations. The floor of the ore body consists of Bor conglomerates. Numerous cracks and fissures are evident inside the ore body. They are mostly filled with alteration products and sulphide minerals.

By the previous research has established that the ore body “Borska reka” belongs to a group of very large deposits with a slightly elevated average copper content. From the surface to the return contour of the ore body in the contour of the limiting content of 0.3% Cu, the average depth is about 620 m. The thickness of the mineralization in some wells is greater than 600 m. (apparent thickness), and the average is over 300 m. In general, the average final depth of the ore body from the ground surface is about 920 m, that is the bottom contour of the ore body. From the mentioned data, it can be seen that the ore body is located deep below the surface of the terrain. Its depth increases in the direction of laying.

METHODOLOGY

General characteristics of the VCR method of excavation (Vertical Crater Retreat) were established and patented by Livingston (1973). This excavation method is a variant of the open excavation method, where excavation is carried out from the bottom of the excavation block towards its top, with progress in horizontal sections. Horizontal sections are realized by blasting, that is, by initiating pseudospherical (crater) mine charges, which are placed at the very bottom of long vertical mine shafts with a large diameter. The application of this method is most common in cases where ore deposits are excavated in the environment of a solid and compact rock massif. However, if there is a need for additional maintenance of the stability of the potentially unstable sides of the excavation, excavation can be carried out according to the stated principle of the VCR method of excavation, whereby the ore remains in the sope is stored with the aim of protecting the unstable sides of the excavation from collapse. The VCR excavation method requires a smaller volume of preparatory work, so its productivity is higher and exploitation costs are lower. Therefore, this excavation method is applied not only for the secondary excavation of security pillars, but also for the excavation of ore deposits Torbica & Petrović (1997).

Inclined, steep and vertical ore deposits can be mined using the VCR method. When it comes to the shape of the ore deposit (ore body), the application of the VCR method of excavation is possible if the shape and spaciousness of the ore deposit allow to form a excavation block of significant height, more than 50 m (vertical distance from the level of protrusion to the level of drilling mine wells). As the most important condition regarding the physical and mechanical characteristics of the rock mass, it is necessary that the ore be compact and solid enough to prevent damage to the drilled mine bores, both during the drilling of subsequent mine bores and during blasting. If, after the mining and extraction of the ore, the possibility of collapsing the empty excavated block in any way threatens the continued exploitation of the ore deposit, there is a possibility to carry out its subsequent backfilling.

Excavation of ore deposits (ore bodies) using the VCR method is most often performed using one of the following two variants:

- VCR excavation methods with leaving open excavations and

- VCR mining methods with ore storage.

The choice of the variant of the VCR method of excavation, which will be applied in a specific case, depends primarily on the physical and mechanical characteristics of the rock massif.

Figure 2 shows a variant of the VCR excavation method. Excavation of the shown ore block of both variants of the VCR method is done in the same way. The only specificity of the VCR mining method variant with ore storage is that during excavation, an approximately equal height difference is maintained between the roof of the mine and the fallen ore, which ensures the protection of the sides of the mine from collapsing. This means that equal amounts of stored ore are loaded and removed in all loading corridors.

Considering that the loading and transport machinery can be controlled from the loading corridor using a remote control device, the safety of the employees during excavation work is practically ensured.

The choice of the type of blasting explosives, which will be applied during the excavation of the deposit (ore body) using the VCR method, has a primary impact on the productivity of the excavation method, as well as on the direct costs of excavation. Crater blasting charges of ANFO mixtures or emulsion explosives are mainly used.

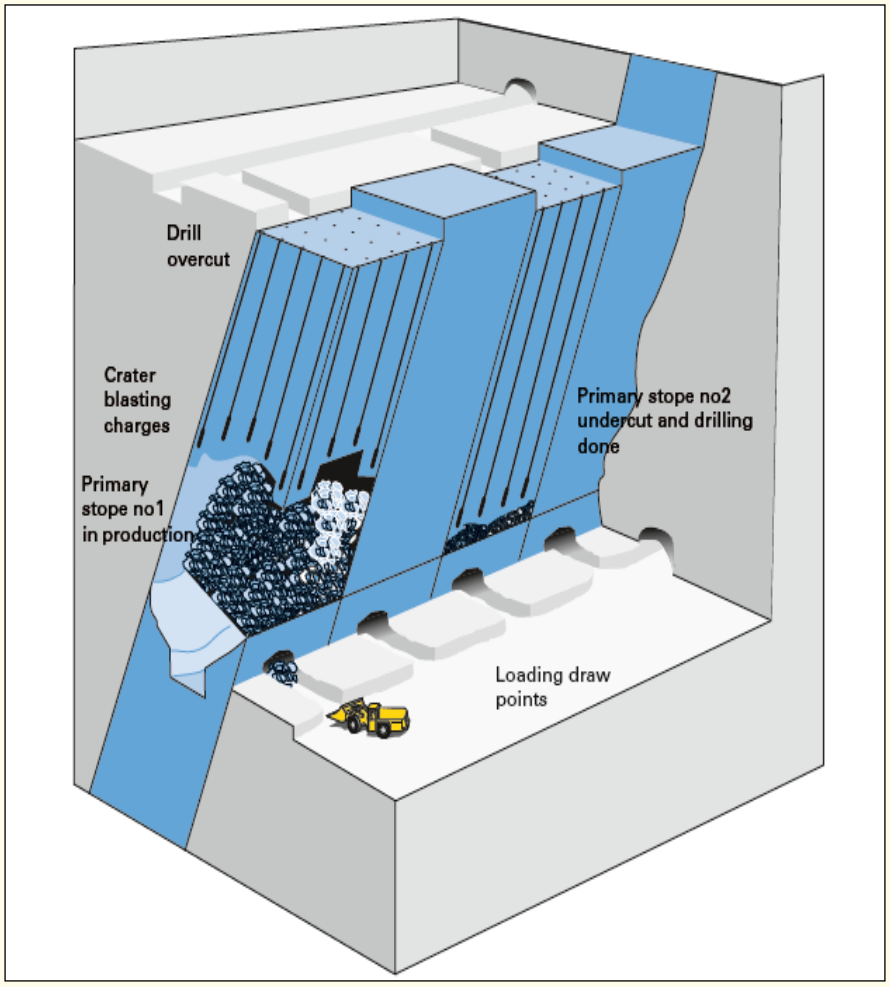


Figure 2. Presentation of the VCR method of underground deposit excavation (Atlas Copco, 2007)

When mining deposits (ore bodies) using the VCR method, long mine shafts of large diameter are used. Vertical or inclined mine shafts are drilled from the cutting area, downwards, until the excavation block is pierced, i.e. until the borehole makes contact with the undercut level. Depending on the slope of the excavation block (deposit or ore body), the slopes of the mine shafts are determined, which are continuously controlled during drilling. The accuracy of drilling mine shafts is an essential condition for the successful excavation of an ore block using the VCR method. The utilization of the ore in the excavation block, the degree of depletion and granulation of the mined ore, as well as the stability of the excavated area directly depend on the accuracy of drilling.

After the excavation of one block is completed and the ore is removed from the excavation, if necessary, the empty, excavated space is filled in, in order to prevent its subsequent collapse. When there is a danger that by ruining the empty, excavated space, the continuation of the exploitation of the ore deposit or neighboring ore bodies would be endanger in any way, backfilling is carried out. Backfilling of empty, excavated spaces is done by installing dry backfill or hydro-backfill. Backfill material with the addition of a certain amount of cement is used for backfilling the excavated block of ore. The addition of cement to the backfill material has the function of achieving greater strength of the backfill, as well as reducing ore depletion during the excavation of the next block.

The advantages are reflected in the following facts: large production capacity, a relatively small volume of preparatory work, the possibility of changing (increasing) the dynamics of excavation, the possibility of a high degree of mechanization, a high value of the ore utilization coefficient, a low value of the ore depletion coefficient, the stability of the structural elements of the excavation during excavation, as well as the safety of workers during the excavation work. In addition to positive things, this method also has some disadvantages, such as: the real need for extensive and detailed excavation planning, a large volume of work on drilling mine wells before the start of excavation, relatively high requirements regarding the accuracy of drilling long mine wells, the possibility of limiting production capacity due to the need for ore storage, as well as relatively long-term and extensive work in order to achieve the maximum effects of applying the method.

EXPECTED RESULTS

The VCR (Vertical Crater Retreat) mining method is an underground mining technique that uses vertical mined chambers for efficient ore extraction.

Applying the VCR method to the Borska Reka copper deposit, the following results are shown in Table 1:

Increased exploitation efficiency	The VCR method enables continuous blasting and gravity excavation, which speeds up the ore extraction process. Also, this method uses remotely activated explosives and gravity transport of ore, reducing the direct involvement of miners. Ore losses are reduced because controlled blasting in large blocks is used.
Reduction of operational costs	This method implies a smaller number of excavation work spaces, so the ventilation costs are lower than using classic underground methods. Gravity transport reduces the need for machine transport of ore, thus reducing fuel consumption and wear and tear on equipment.
Improved safety of miners	Workers are not directly present in the mined zones, and a larger part of the ore is mined with explosives at once, thus reducing the emission of dust and gases in the mining premises.
Environmental benefits	Since VCR is an underground method, there are no large surface mines that affect the landscape and environment. This method does not require intensive washing of the ore mass, which reduces waste water. More efficient use of ore reduces the amount of waste that ends up in tailings.

The possibility of applying the VCR mining method in underground copper mines can bring significant benefits in terms of increasing productivity, reducing costs and improving safety. The method is particularly suitable for mines with stable rock massifs and vertically oriented ore bodies, such as the Borska reka ore deposit.

CONCLUSION

According to the MCDA model, for the "Borska reka" copper deposit, the VCR method was proposed as the optimal method for excavation of that underground ore deposit. This method requires a smaller volume of preparatory work, so its productivity is higher, and exploitation costs are lower. Also, there are a number of other advantages of this method, such as the high value of the ore utilization coefficient, which is one of the more significant characteristics considering that the copper content in the ore is quite low. Then, the low value of the ore depletion coefficient with the addition of cement to the backfill material, which has the function of achieving greater backfill strength. The safety of the workers during excavation work is ensured due to the way in which the mechanization is carried out, which is also one of the more important factors that was highlighted during the evaluation of the paper. Applying this excavation method, highly productive mechanized equipment is used for drilling mine wells. Considering that the deposit lies at an angle of 450-550 and the VCR mining method is suitable for inclined and steep and vertical ore deposits, this is another advantage for the mentioned method. For the above reasons, the application of this method for a given copper deposit meets the conditions of the optimal mining method.

The possibility of application of the VCR mining method in the Borska Reka ore deposit brings great economic, technical and environmental advantages. They enable the efficient, safe and sustainable exploitation of copper ore at great depths, while optimizing costs and reducing the impact on the environment.

Acknowledgments: The authors express their gratitude to the Ministry of Science, Technological Development and Innovation of the Republic of Serbia, for supporting scientific research, which is essential for the advancement of a knowledge-based society; Contract on realization and financing of the scientific research work of the Faculty of Mining and Geology in 2025 (451-03-136/2025-03/200126).

REFERENCES

Bajić S., Bajić D., Gluščević B. & Ristić Vakanjac V. (2020). Application of Fuzzy Analytic Hierarchy Process to Underground Mining Method Selection. Symmetry, 12(2):192, DOI:10.3390/sym12020192.

Bajić S., Bajić D., Gluščević B. & Ristić Vakanjac V. (2023) Applying the VIKOR method to select the optimal underground mining technology. Comptes rendus de l'Académie Bulgare des Sciences, January 2023.

Bajić S., Bajić D., Glušćević B. & Gaćina R. (2023) Application of VIKOR method in the selection of an optimal solution of excavation "Borska Reka" ore deposit. 9th International Conference Mining and Environmental protection MEP, University of Belgrade-Faculty of mining and geology, Sokobanja, Serbia, May 2023.

Milićević Ž., Milić V. & Svrkota I. (2012). Problems in the application of the method of undercutting in the Bor deposit, Institute of Mining and Metallurgy Bor, Mining works, br. 4 pp. 283-292, YU ISSN: 1451-0162.

Petrović D., Svrkota I., Stojadinović S., Milić V., Pantović R. & Milićević Ž. (2012). Ore body "Borska Reka", the future of exploitation in the Bor pit. Underground exploitation 21, Faculty of Mining and Geology, Belgrade, pp. 1-7, YUISSN03542904.

Petrović D., Milić V., Svrkota I., Stojadinović S. & Denić M. (2015). Possibility of applicationof backfill methods with cementing fill in ore body "Borska reka". Underground mining enginnering 27, University of Belgrade – Faculty of mining and geology, pp. 1-10, YUISSN03542904.

Popović G., Milanović D. & Mihajlović D. (2018). Prioritization of criteria for selecting a copper exploitation method, 8th International Symposium on Natural Resources Management, Zaječar, Serbia, May 19, pp. 250-256. Faculty of Management, Zaječar.

Popović G,. Đorđević B. & Milanović D. (2019). Multiple Criteria Approach in the Mining Method Selection. 47.(4), pp. 47-62, DOI:10.5937/industrija47-24128.

Torbica S. & Petrović N. (1997). Methods and technology of underground exploitation of unstratified deposits. Teaching manual, Faculty of Mining and Geology, Belgrade, ISBN 86-7352-010-X.

MADEN MÜHENDİSLERİ ODASI
1954
TMMOB
MADEN TETKİK VE ARAMA
GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
TMMOB
MADEN MÜHENDİSLERİ ODASI
www.sondaj.org.tr