

Sondaj Türkiye 2022

V. Uluslararası Sondaj Kongresi ve Sergisi

Drilling Turkey 2022

V. International Drilling Congress and Exhibition



27-28 Ekim/October 2022 - İzmir

www.sondaj.org.tr • www.drilling.org.tr

Bildiriler Kitabı / Proceedings Book

Editörler / Editors

Samed Bozdoğan - Dr. Güneş Ertunç - Dr. Ediz Sadık Kanbir - Dr. Bülent Toka



TMMOB MADEN MÜHENDİSLERİ ODASI
UCTEA CHAMBER of MINING ENGINEERS



ISBN: 978-605-01-1550-5

Published by
Baskı

TMMOB Maden Mühendisleri Odası
Kültür Mh. Yüksel Cd. No: 40 Çankaya/Ankara

October/Ekim 2022
Ph/Tel: +90 312 425 10 80
Fax/Faks: +90 312 417 52 90

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

SONDAJ TÜRKİYE 2022

DRILLING TURKEY 2022

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

Editors
Editörler

Samed Bozdoğan
Dr. Güneş Ertunç
Dr. Ediz Sadık Kanbir
Dr. Bülent Toka



UCTEA Chamber of Mining Engineers
TMMOB Maden Mühendisleri Odası

Executive Committee of the Congress

Kongre Yürütme Kurulu

Chairman Başkan	Saffet DURAK
II. Chairmans II. Başkan	Dr. Bülent TOKA
Secretary Yazman	Cem LAFCI
Treasurer Sayman	Veyis SIR
Members Üyeler	M. Erşat AKYAZILI Gül UZUN AYDIN Emre BABÜR Safa BAKRAÇ Samed BOZDOĞAN Kemal ÇAKMAK C. Ali DEMİRCAN İlker ERTEM Mustafa HACARLIOĞLU Dr. Ediz Sadık KANBİR Mustafa KANBUR Niyazi KARADENİZ Dr. Mehmet Volkan ÖZDOĞAN Kemal ÖZTÜRK Cemil SEÇKİN Muharrem TORALIOĞLU Salih Gürel ÜNSAL M. Mesut YILDIZALP Ömer YÜKSELCE

Board Members of UCTEA Chamber of Mining Engineers

Maden Mühendisleri Odası Yönetim Kurulu

President Başkan	Ayhan YÜKSEL
Vice president II. Başkan	Veyis SIR
Secretary Yazman	M. Erşat AKYAZILI
Treasurer Sayman	Mehmet ZAMAN
Members Üyeler	Hakan Baran KIRMAÇ Cem LAFÇI Gözde SALAR

DANIŞMA KURULU / ADVISORY COMMITTEE

Dr. Serhat	AKIN	Orta Doğu Teknik Üniversitesi
Dr. Niyazi	AKSOY	NTU Jeotermal
Dr. M. Ertan Yusuf	AKÜN	Uluslararası Kıbrıs Üniversitesi
Sinan	ARSLAN	İzmir Jeotermal A.Ş.
Özgür	BALAMİR	GeothermEX
Dr. Mehmet Erdinç	BİLİR	Zonguldak Karaelmas Üniversitesi
Bülent	ÇAĞLAR	TPAO
Dr. Oya	CENGİZ	Süleyman Demirel Üniversitesi
Dr. Ramazan	ÇOMAKLI	Niğde Ömer Halis Demir Üniversitesi
Dr. Ahmet Hamdi	DELİORMANLI	Dokuz Eylül Üniversitesi
Dr. İ. Göktaş	EDİZ	Dumlupınar Üniversitesi
Dr. İlhan	EHSANİ	Şirnak Üniversitesi
Dr. Hasan	ERGİN	İstanbul Teknik Üniversitesi
Bayram	ERKAN	Gürmat Jeotermal
Dr. İlknur	EROL	Çukurova Üniversitesi
Dr. Güneş	ERTUNÇ	Hacettepe Üniversitesi
Dr. Melih	GENİŞ	Zonguldak – Karaelmas Üniversitesi
Dr. İsmail Hakkı	GÜCÜYENER	GEOS Energy
Abdullah	GÜLGÖR	Gürmat Jeotermal
Dr. Türker	HÜDAVERDİ	İstanbul Teknik Üniversitesi
Dr. Ali	İMER	Orta Doğu Teknik Üniversitesi
Dr. Sair	KAHRAMAN	Hacettepe Üniversitesi
Dr. Askeri	KARAKUŞ	Dicle Üniversitesi
Dr. Kadir	KARAMAN	Karadeniz Teknik Üniversitesi
Dr. Nasser Madani	MADANİ	Nazarbayev University, Kazakistan
Dr. Saeed Soltani	MOHAMMADI	University of Kashan, İran
Dr. Yadigar	MÜFTÜOĞLU	Zonguldak Karaelmas Üniversitesi
Halil	MURAT	ODA
Gökhan	NASUH	Kayen Sondaj
Özer	ÖLÇER	ODA
Dr. Julián	ORTIZ	Queen's University, Kanada
Dr. Evren	ÖZBAYOĞLU	The University of Tulsa, ABD
Kemal	ÖZTÜRK	Eskişehir Osmangazi Üniversitesi
Dr. Mahmut	PARLAKTUNA	Orta Doğu Teknik Üniversitesi
Barbaros	ŞATIRLAR	BARKOM
Ahmet	ŞEKERCİ	ESKİ Genel Müdürlüğü
Bekir Sami	SEZGİN	BESSON
Dr. Erhan	TERCAN	Hacettepe Üniversitesi
Nuray	TOKA	MTA
Mehmet	TUĞRAN	ODA
Dr. İbrahim	UĞUR	Süleyman Demirel Üniversitesi
Dr. Ömer Faruk	UĞURLU	İstanbul Üniversitesi
Öner	YILMAZ	Soner Temel Mühendislik
Dr. Şahin	YUVKA	Dumlupınar Üniversitesi
Dr. Veysel	ZEDEF	Konya Teknik Üniversitesi

Saygıdeğer meslektaşlarımız, değerli bilim insanları ve sektör temsilcileri, TMMOB Maden Mühendisleri Odası tarafından düzenlenen Uluslararası Sondaj Kongresi ve Sergisinin beşincisi 27-28 Ekim 2022 tarihlerinde İzmir’de düzenlenecektir.

Ülkemizde sondaj faaliyetleri son yıllarda oldukça hızlı bir gelişme kaydetmiş ve yıllık sondaj miktarı milyon metrelerle ölçülecek seviyelere ulaşmıştır. Maden arama sondajları büyük oranda artarken, jeotermal sektörde yaşanan hızlı gelişmeye bağlı olarak jeotermal sondajlarda da büyük artış gözlenmiştir.

Ülkemizde ve dünyada yaşanan iklim değişikliği ile birlikte tarımsal, içme ve kullanma suyu temin amaçlı su sondaj kuyularına talep çoğalmakta ve bu çerçevede su sondaj tekniklerinin önemi giderek artmaktadır.

Ayrıca tüm inşaat faaliyetlerinde zemin sondajları yapılma zorunluluğu, tünel ve galerilerin bir çok alanda kullanıma açılması, baraj ve göletlerin geçirimsizlik problemlerinin çözümü gibi nedenlerle enjeksiyon ve zemin iyileştirme tekniklerinde de büyük ilerlemeler sağlanmıştır.

Daha önce 1996, 1998, 2003 ve 2009 yıllarında “Sondaj Sempozyumu” olarak düzenlenen Uluslararası Sondaj Kongresi ve Sergisi; gerek üst düzey bilimsel ve teknik niteliği, gerekse sondaj sektörünün tüm bileşenlerini kapsayan yapısı ile ülkemiz sondaj sektörünün en önemli etkinliği olma iddiasını sürdürmektedir.

Kongre süresince, Bilim Kurulu tarafından kabul edilen bildiriler ve konusunda uzman kişiler tarafından sunulacak çağrılı bildiriler ile sondaj mühendisliğindeki son gelişmeler katılımcıların bilgisine sunulacaktır.

Kongre kapsamında düzenlenecek sergi ile son teknoloji ürün ve hizmetlerin katılımcıların görüşüne sunulması amaçlanmaktadır.

TMMOB Maden Mühendisleri Odası, Covid-19 salgınından kaynaklanabilecek olumsuz koşullar nedeniyle kongreyi iptal etme, erteleme ya da çevrimiçi yapma hakkına sahiptir. Delegelere ya da firmalara Oda tarafından taahhüt edilen hizmetler bu kapsamdaki değişiklikler nedeniyle verilemezse, yapmış oldukları ödemeler kendilerine iade edilecektir. Kongrenin düzenlenmesine ilişkin tüm gelişmeler www.sondaj.org.tr adresinden duyurulacaktır.

Sondaj sektöründe faaliyet gösteren tüm sektör çalışanlarını, bilim insanlarını, araştırmacıları, ürün ve hizmet sunan firmaları, ilgili tüm kurum ve kuruluşları bir araya getirmeyi amaçladığımız Kongremize sizleri de davet eder, saygılar sunarız.

Saffet DURAK
Kongre Başkanı

Ayhan YÜKSEL
TMMOB Maden Mühendisleri Odası
Yönetim Kurulu Başkanı

Dear Colleagues,

The 5th International Drilling Congress and Exhibition of Turkey, organized by the Chamber of Mining Engineers will be held in Izmir, Turkey on 27-28 October 2022.

Drilling activities in Turkey have made a rapid development in recent years and the annual amount of drilling has reached levels that can be measured in million meters. While mineral exploration drillings have increased to huge amounts, a great increase has been observed in geothermal drillings due to the rapid development in the geothermal sector.

With the climate change in our country and in the world, the demand for water drilling wells for agricultural, drinking and utility water supply is also increasing, and the importance of water drilling techniques is gradually increasing in this context.

In addition, great progress has been made in grouting and soil improvement techniques due to the necessity of soil drilling in all construction activities, the opening of tunnels and galleries for use in many areas and for creating a solution to permeability problems of dams and ponds.

International Drilling Congress and Exhibition of Turkey, previously held in 1996, 1998, 2003 and 2009 as “ Drilling Symposium”, claims to be the most important activity of the drilling industry in our country, with its high-level scientific and technical quality and its structure that covers all partners of the drilling industry.

During the Congress the latest developments in drilling engineering will be presented with the papers accepted by the Scientific Committee and the invited papers will be presented by experts in their fields.

With the exhibition to be held within the scope of the Congress, it is aimed to present the latest technology products and services to the view of the participants.

TMMOB Chamber of Mining Engineers has the right to cancel, postpone or hold the Congress online due to adverse conditions that may arise from the Covid-19 outbreak. If the services promised to the delegates or companies by the Chamber cannot be provided due to changes in this scope, the payments they have made will be returned to them. All developments regarding the organization of the congress will be announced at www.sondaj.org.tr

We would like to invite you to our Congress, where we aim to bring together all industry employees, scientists, researchers, companies that offer products and services, and all relevant institutions and organizations operating in the drilling industry.

Saffet DURAK
Congress Chairman

Ayhan YÜKSEL
UCTEA Chamber of Mining Engineers
Chairman of the Board

İÇİNDEKİLER/CONTENTS

Türkiye’de Sondajın Öncüsü

Pioneer of Drilling in Turkey

Y. Suiçmez

1

DSİ ve Sondaj Uygulamaları

Drilling Activities Performed at DSI

Dr. A. Koçbay

9

Jeotermal Kuyularda Kuyu Bütünlüğü

Well Integrity in Geothermal Wells

E. Babür

18

Türkiye’deki Derin Jeotermal Sondaj Uygulamaları, Çevre Problemleri Ve Çıkarılan Dersler

Deep Geothermaldrilling Practices in Turkey, Environmental Problems And Lessons Learned

M. Tuğran

25

Sondaj Faaliyetleri ve Sosyal Lisans

Drilling Activities and Social License

Ö. Günay

31

Geliştirilmiş Jeotermal Sistem Projelerinde Karşılaşılan Problemler

Major Challenges on Enhanced Geothermal System Projects

H.O. Aydınli

39

Sondaj Kuyularında Saptırma ve A 75 Kuyusunda Saptırma İşlemi

Deviation in Drilling Wels and Deviation Operation in A-75 Well

M.K. Çakmak

47

Sondaj Kuyularında Problem

The Problems in Drilling Wells

M.K. Çakmak

61

Polimetallik Bir Maden Yatağında Karotlu Sondaj Arama Faaliyetlerine Bir Örnek (Yozgat, Akdağmadeni)

An Example of Core Drilling Exploration Activities in a Polymetallic Mineral Deposit (Yozgat, Akdagmadeni)

A. İlhan, Ö. Yılmaz, S. Tarhan

69

Jeotermal Araştırma Sondajlarında Alınması Gereken İş Güvenliği Önlemleri

Occupational Safety Precautions To Be Taken in Geothermal Drillings

H. Akıllı

81

Bir Kaya Tuzu Madeninde Kuyu Açma İşlemleri Sırasında Sondörlerin Maruz Kaldığı Gürültü Değerlerinin Araştırılması

Investigation Of Noise Values Exposure Of Boring Machinery Operators During Drilling Processes in a Salt Mine

İ. Erol, B. Bayraktar

93

Jeotermal kuyularda çimento kompozisyonunun belirlenmesi, Test kriterleri ve saha uygulamaları

B. Baldan, I. Güler, R. Şahin, M.E. Saliver, Ş. Şener

106

CO₂ Capture in Aquifer Crack Reservoirs And The Homogeneous Environments Considering the Aperture Rate and Fracture Orientation in Order to Reducing Environmental Pollution

P. Zafari, E. Moosavi - IRAN

119

Kesinti Taşınımı Modellenmesinde Yapay Sinir Ağları Uygulaması*Application of Artificial Neural Network in Cuttings Transport Modelling**T. Akgöl***127****Maden Araştırmalarında Yüksek Kaliteli Kayıpsız Örnekler İçin Sonik Sondaj Tekniği***Sonic Drilling Technique For High Quality Lossless Samples in Mining Surveys**K. Şen***139****Sıcaklığın Filtre Kek Üzerinde Etkisinin Analizi***An Analyse of the Effects of Temperature on Mud Filter Cake**Ö. Yaman Harman, M. Williams, S.G. Ünsal***146****Reduced Drilling costs through optimum tricone bit selection - Using a Horizontal Drill Rig (HDR)***H. Ergin, S. Bozdoğan***161****Derin Sondaj Kuyularında Basıncılı Su Deneyi (Bst) Uygulama Yöntemi ve Ekipmanları: Tünel Güzergâhı Jeoteknik İncelemesinden Bir Örnek***Practice Method and Equipment of Water Pressure Test in Deep Boreholes: A Case of Geotechnical investigation of Tunnel Route**H. Turan, A. Özdemir***168****Orta Anadolu'da Derin Karotlu Bir Tuz Arama Sondajı Uygulaması***A Deep Diamond Core Drilling Application For Salt Exploration in Central Anatolia (Turkey)**H. Turan, A. Özdemir***178****Kömür Sahalarında Arama Faaliyetlerinde Jeoteknik Sondajlara Dayalı Saha Madencilik Karakterizasyonun Belirlenmesi***Determination of Field Mining Characterization Based on Geotechnical Drillings in Exploration Activities in Coal Fields**T. Onargan, V. Özacar***195****Stress And Frictional Force Analysis of Core Jamming in Sarvak Formation***A. Soleimaninasab, A.D. Sadri, Dr. S.Jamshidi***205**

TÜRKİYE’DE SONDAJIN ÖNCÜSÜ *PIONEER OF DRILLING IN TURKEY*

Y. Suiçmez ^{1,*}

¹ *MTA Genel Müdürlüğü, Sondaj Dairesi Başkanlığı*
(*Sorumlu yazar: Yusuf.suicmez@mta.gov.tr)

ÖZET

Ülkemizde yeraltı zenginliklerinin araştırılmasına yönelik çağdaş düzeydeki sondaj çalışmaları 1935 yılında MTA'nın kurulmasıyla başlamıştır. MTA, kuruluşundan itibaren Türkiye'nin her yöresinde sondajlı aramalar yapmaktadır. Sondajlı arama çalışmaları Genel Müdürlüğümüz Sondaj Dairesi Başkanlığı tarafından yürütülmektedir. Başlangıçta Petrol Arama Grubu içinde yer alan Sondaj Bölümü, 1957 yılında Teknik Ameliyeler Şube Müdürlüğü ve 1976 yılında Sondaj Dairesi Başkanlığı olarak organize edilmiştir. Sondaj Dairesi Başkanlığı, Genel Müdürlüğümüzün 2804 sayılı kuruluş kanununda “Ülkemizin işletmeye elverişli madenlerini aramak, bulunanların kalite ve rezervlerini tespit etmek ve ayrıca madencilik sektörüne hizmet verecek altyapı çalışmalarını yapmak” şeklinde özetlenen görevleri kapsamında; metalik maden, endüstriyel hammaddeler, kömür, radyoaktif hammadde, jeotermal enerji, yeraltı suları gibi doğal kaynakların aranmasına yönelik sondaj çalışmalarının yanı sıra eğitim ölçümü, sondaj çamuru geliştirme ve bertaraf gibi işlemleri, sondaj kuyusu temizliği ve jeotermal enerji kuyu testleri yapmaktadır. Sondaj Dairesi Başkanlığı, Daire Başkanı yönetiminde 3 Koordinatör, 6 Birim Yöneticiliği ve 1 Büro Şefliği şeklinde organize edilmiş bir yönetim ile çalışmalarını sürdürmektedir. Genel Müdürlüğümüz, 1935 yılından 2021 yılı sonuna kadar kendi makineleri ile toplam 6.259.704 metre sondaj çalışması gerçekleştirmiştir. Hizmet alımı yoluyla ve TPIC tarafından yapılan sondajlar ile birlikte 11.747.101 metre sondaj yapılmıştır. 1983 yılından itibaren kamu kuruluşları, özel kuruluşlar ve şahıslar adına ücreti karşılığında sondaj, kuyu temizliği ve kuyu testleri çalışmaları da yapmaktadır.

Anahtar Sözcükler: MTA Genel Müdürlüğü, Sondaj Dairesi Başkanlığı

ABSTRACT

Drilling works at modern levels about researches for underground wealth of our country started with the foundation of MTA in 1935. MTA since its foundation is making surveys with drilling through out every region of Türkiye. The surveys with drilling are carried out by Drilling Department of our General Directorate. At the beginning Drilling Department which is located within Petroleum Research Group was re-organized as Technical Labour Branch Directorate in 1957 and as Drilling Department in 1976. Drilling Department Management, within the tasks summarized as “To explore our country’s mines which are suitable for mining and to determine found ones’ quality and reserves and also to make infrastructure operations to serve mining industry” in the founding law number 2804 of our General Directorate, is operating drilling operations intended for exploration of natural sources like metallic mine, industrial raw materials, coal, geothermal energy, underground water with drilling well cleaning and geothermal energy well tests. The Drilling Department continues its activities with a management organized as 3 Coordinators, 6 Unit Managers and 1 Office Chief under the Head of the Department. Our General Directorate, from 1935 to end of 2021, with its own machines achieved a total of 6.259.704 meters of drill work. Adding of drilling works realized with private service procurement and TPIC, 11.747.101 meters of drilling is done. From 1983 drilling works, well work over and well tests are provided to third bodies like government enterprises, private companies and individuals with payment.

Keywords: General Directorate of Mineral Research and Exploration, The Department of Drilling

MTA SONDAJ ÇALIŞMALARI

Tarihçe

Ülkemizde yeraltı zenginliklerinin araştırılmasına yönelik çağdaş düzeydeki sondaj çalışmaları 1935 yılında MTA'nın kurulmasıyla başlamıştır. MTA, 87 yıldır Türkiye'nin her yöresinde sondajlı aramalar yapmaktadır. Sondajlı arama çalışmaları Genel Müdürlüğümüz Sondaj Dairesi Başkanlığı tarafından yürütülmektedir. Başlangıçta Petrol Arama Grubu içinde yer alan Sondaj Bölümü, 1957 yılında Teknik Ameliyeler Şube Müdürlüğü ve 1976 yılında Sondaj Dairesi Başkanlığı olarak organize edilmiştir. Sondaj Dairesi Başkanlığı, Genel Müdürlüğümüzün 2804 sayılı kuruluş kanununda “Ülkemizin işletmeye elverişli madenlerini aramak, bulunanların kalite ve rezervlerini tespit etmek ve ayrıca madencilik sektörüne hizmet verecek altyapı çalışmalarını yapmak” şeklinde özetlenen görevleri kapsamında; metalik maden, endüstriyel hammaddeler, kömür, radyoaktif hammadde, jeotermal enerji, yeraltı suları gibi doğal kaynakların aranmasına yönelik sondaj çalışmalarının yanı sıra eğitim ölçümü, sondaj çamuru geliştirme ve bertaraf gibi işlemleri, sondaj kuyusu temizliği ve jeotermal enerji kuyu testleri yapmaktadır.



Şekil 1. Sondaj çalışmalarından bir görüntü

Genel Müdürlüğümüz, kısa ve uzun vadede sanayi kuruluşlarının hammadde ihtiyaçlarını karşılamayı, yeni hammadde kaynaklarını bularak endüstriyel gelişmelere imkân hazırlamayı, enerji darboğazlarının çözümüne yardımcı olacak mevcut bilinenleri geliştirmeyi, yeni enerji hammadde kaynaklarını bularak süratle değerlendirmeyi amaçlamıştır. Tüm bu amaçların gerçekleşmesi için yapılan çalışmaların en son ve gerçekçi aşaması sondaj çalışmalarıdır.

Sondaj Dairesi Başkanlığı, MTA'nın kuruluşundan bu yana Genel Müdürlüğümüzün etüt ve arama yaptığı tüm konularda ülkemizin her yöresinde, çok yoğun bir sondaj faaliyeti içinde olmuştur. Her türlü maden ve hammadde (metal ve metal dışı madenler, endüstriyel hammaddeler, enerji hammaddeleri) kaynaklarının aranması, rezerv, kalite ve işletme faktörlerinin ortaya çıkarılması amacıyla yer üstünde ve yer altında sondaj, galeri, kuyu ve yarma çalışmalarını yürütmüştür. 87 yıllık bir dönemde toplam 6.259.704 metre sondaj yapmıştır; ihaleli yapılan ve TPIC tarafından kurumumuz adına yapılan sondajlarla birlikte toplam 11.747.101 metre sondaj yapılmıştır. Bu çalışmalar neticesinde birçok maden ve jeotermal enerji kaynağı ülke ekonomisine kazandırılmıştır.

Sondaj Dairesi Başkanlığı, 1983 yılından itibaren kamu kuruluşları, özel kuruluşlar ve şahıslar için ücreti karşılığı sondaj yapmaya başlamıştır. Bu çalışmalarla kuruluşumuz bütçesine katkıda bulunulurken, sondaj çalışmalarında maliyet ve zaman analizlerinde daha gerçekçi sonuçlara varma olanağı da doğmuştur. Sondaj Dairesi Başkanlığı maden, endüstriyel hammaddeler, kömür, petrol-doğalgaz, jeotermal enerji, yer altı suları gibi tabii kaynakların araştırılması için hazırlanan projelerde sondaj operasyonlarının gerçekleştirilmesi işiyle görevlendirilmiştir. Görevleri arasında jeotermal kuyu temizliği, jeotermal ve soğuk su kuyu testleri de bulunmaktadır.



Şekil 2. Sondaj çalışmalarından bir görüntü

Sondaj Dairesi Başkanlığı, Daire Başkanı yönetiminde 3 Koordinatör, 6 Birim Yöneticiliği ve 1 Büro Şefliği şeklinde organize edilmiş bir yönetim ile çalışmalarını sürdürmektedir. Her bir birim, uzman personeli ile ilgili oldukları alanda, bilgisayar destekli çalışma ortamı içerisinde gereken çalışmaları ve organizasyonları yerine getirir. Günlük, haftalık, aylık ve yıl sonu çalışma raporlarını ilgili mercilere iletir. Bu personelin çoğunluğu işimizin niteliği gereği arazide görev almaktadır.

MADEN SONDAJ PROJELERİ KOORDİNATÖRLÜĞÜ

Maden Sondajları Birim Yöneticiliği

Maden Sondajları Birimi, Maden arama projelerinin sondaj çalışmalarını yapmaktadır. Bu sondaj faaliyetleriyle ülkemizin endüstriyel hammadde, polimetal, kömür v.b maden kaynakları tespit edilerek ekonomimize katkı sağlamaktadır.

İhaleli Sondajlar Takip Birim Yöneticiliği

İhaleli Sondajlar Takip Birimi, hizmet alımı yoluyla yapılan sondaj çalışmalarını takibini yapmaktadır.

JEOTERMAL KAYNAK VE HİDROJEOLOJİ SONDAJ PROJELERİ KOORDİNATÖRLÜĞÜ

Jeotermal Kaynak ve Hidrojeoloji Sondajları Birim Yöneticiliği

Jeotermal Enerji ve Hidrojeoloji Sondajları Birimi, Jeotermal enerji sondajları, Hidrojeoloji sondajları, jeotermal kuyu testleri ile jeotermal kuyu temizliği çalışmalarını yürütülmektedir.

MAKİNA MALZEME PLANLAMA VE AR-GE KOORDİNATÖRLÜĞÜ

Proje İzleme ve Ücretli İşler Birim Yöneticiliği

MTA projeleri ve ücretli işler kapsamındaki projelerin takibini, raporlanmasına ve sonuçlandırılmasına kadar olan sürecin koordinasyonu yürütür.

Makine Malzeme ve Planlama Birim Yöneticiliği

Sondaj kamplarına malzeme lojistiğinin sağlanmasını, bütçenin takibini, raporlanmasına ve sonuçlandırılmasına kadar olan sürecin koordinasyonu yürütür. Sondaj makine ve ekipmanlarının (kompresör, pompa, jeneratör v.s.) her an için faal durumda olmasını sağlar. Tamir, onarım ve bakımları takip eder. Sondaj çalışmalarının malzeme ve yedek parça taleplerini hızlı bir şekilde karşılar.

SONDAJ MAKİNE PARKI

Kurumumuz envanterinde kayıtlı 37 adet sondaj makinesi bulunmaktadır (Çizelge 1). Mevcut sondaj makinelerinin 27 adedi elmaslı sondaj, 10 adedi rotary sondaj makinesidir.

Ülkemizde kamu kurumları içerisinde en yüksek jeotermal ve karotlu sondaj yapma kapasitesine sahip olan Kurumumuz, sondaj makine parkı yenileme çalışmalarına devam ederken ekonomik ömrünü tamamlamış sondaj makinelerinin bir plan dâhilinde elden çıkarılması çalışmalarını da sürdürmektedir.

Sondaj makine parkının yenilenmesinin yanı sıra sondaj operasyonlarında kullanılan ekipman yenileme çalışmaları da planlı olarak yürütülmektedir. Jeotermal sondaj makinesi ile Erzincan- Çayırli sahasında 3.088,59 metre derinliğinde jeolojik araştırma sondaj kuyusu açılmış olup, bu kuyu Kurumumuzun açtığı en derin sondaj kuyusudur.

2021 YILI ÇALIŞMALARI

2021 yılında;

- **MTA makineleri ile** Yatırım projeleri kapsamında 124.948,55 m ve ücretli işler kapsamında 11.739,93 m olmak üzere toplam **136.688,48 m** sondaj,
- **İhaleli olarak** yapılan Yatırım projeleri kapsamında 174.611,80 m ve ücretli işler kapsamında 3.994,20 m olmak üzere toplam **178.606,00 m** sondajın ihale sonrası işlerinin takibi,
- **TPIC**(Turkish Petroleum International Company) tarafından yapılan Yatırım projeleri kapsamında 176.069,20 m ve ücretli işler kapsamında 36.177,50 m olmak üzere toplam **212.246,70 m** sondajın takibi yapılarak,

Yatırım projelerinde 475.629,55 m ve ücretli işlerde 51.911,63 m olmak üzere toplam **527.541,18 m** sondaj gerçekleşmiştir.

Çizelge 1. Sondaj makine parkı

ROTARY SONDAJ MAKİNELERİ					
Markası	Tipi	Adet	Kapasitesi	Modeli	Kullanım amacı
Failing	F-1500	1	450 m	1976	Maden ve Hidrojeoloji Son.
Gefco	40 KDH	4	600 m	2002	Maden ve Hidrojeoloji Son.
Gardner Denver	GD-3000	1	1.200 m	1967	Jeotermal
Wichtex	WR-6	1	1.500 m	1999	Jeotermal
National	NOV-750	1	2.750 m	2009	Jeotermal
Drillmec	MR-6000	2	2.200 m	2009	Jeotermal
TOPLAM		10			
ELMASLI SONDAJ MAKİNELERİ					
Markası	Tipi	Adet	Kapasitesi	Modeli	Kullanım amacı
Atalay	MS-1000	2	1.000 m	2008	Maden
Delta	D-750	7	700 m	2009	Maden
Son-Mak	RX-5	1	1.000 m	2009	Maden
Son-Mak	RX-6	2	1.500 m	2009	Maden
Metason	MSH-230	1	2.000 m	2009	Maden
Son-Mak	RX-6DH	9	1.500 m	2018	Maden
MBEF	PD-500	5	1.500 m	2018	Maden
TOPLAM		27			
GENEL TOPLAM		37			

Çizelge 2. 2021 Yılı MTA sondaj çalışmaları dağılımı

SONDAJ CİNSİ	YATIRIM PROJESİ				ÜCRETLİ İŞLER				TOPLAM	
	İş		Sondaj		İş		Sondaj		İş	
	Programı Revize (m)	230.750,00	Programı Revize (m)	34.140,50	Programı Revize (m)	34.140,50	Programı Revize (m)	34.140,50	Programı Revize (m)	34.140,50
Metallik Maden Aramaları										
Endüstriyel Hammadde Aramaları										
Kömür Aramaları										
Jeotermal Sondajları										
Nükleer Hammadde Aramaları										
Jeoteknik Araştırmalar										
Diğer (Asfaltit, Sondaj Ön Etüt, Jeofizik, Hidrojeoloji)										
TOPLAM MTA SONDAJLARI	485.649,75	124.948,55	124.948,55	124.948,55	62.874,00	11.739,93	11.739,93	11.739,93	548.523,75	136.688,48

2021 Yılı MTA Makinaları ile Yapılan Sondajların Dağılımı

Dairemiz 2021 yılında 124.948,55 metre MTA projesi ve 11.739,93 metre ücretli iş olmak üzere Toplam 136.688,48 metre sondaj işi gerçekleştirmiştir. 2021 yılında Dairemiz bünyesinde bulunan sondaj makinalarından 16 adedi kullanılmış olup bu makinalarla aşağıdaki sondajlar (Çizelge 3) gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 3. 2021 Yılı MTA Makineleri ile yapılan Sondaj Çalışmaları

Kömür Aramaları (m)	Jeotermal Sondajları (m)	Nükleer Hammadde Aramaları (m)	Asfaltit Aramaları (m)	Metalik Maden Aramaları (m)	Jeoteknik Araştırmaları (m)	Hidrojeoloji Araştırmaları (m)	Toplam Sondaj (m)
26.596,65	8.713,40	63.042,00	1.209,20	34.140,50	2.297,80	688,93	136.688,48

Kömür Sondajları

Denizli, Burdur, Antalya, Aydın, Malatya ve Zonguldak'ta **26.596,65** metre kömür arama sondaj çalışmaları gerçekleştirilmiştir.

Jeotermal Enerji Sondajları

Jeotermal enerji aramaları kapsamında Yatırım projelerinde; Tokat'ta **1.169,40** metre, ücretli işlerde; Kayseri, Kırklareli, Kütahya ve Tekirdağ'da **7.544,00** metre olmak üzere toplam **8.713,40** metre sondaj çalışması yapılmıştır.

Nükleer Hammadde Sondajları

Nevşehir, Yozgat ve Çanakkale'de **63.042,00** metre uranyum arama sondajı yapılmıştır.

Metalik Maden Sondajları

Elazığ'da **34.140,50** metre metalik maden arama sondajı yapılmıştır.

Asfaltit Aramaları Ücretli İşinde

Bolu'da **1.209,20** metre Asfaltit, **2.297,80** metre Jeoteknik, **688,93** metre Hidrojeoloji olmak üzere, toplam **4.195,93** metre sondaj yapılmıştır.

SONDAJ DAİRESİ VE GELECEK PLANLARI

Sondaj çalışmaları; arazide yapılan etütlere bağlı olarak maden yatağının bulunması ve rezervin belirlenmesinde kesin sonuç veren çalışmalardır. Sondaj faaliyetleri bakir arazi şartlarında tecrübeli teknik personel yönetiminde kalifiye işçi personel idaresinde uygun kapasitede makina, ekipman ve sarf malzemeleri ile yapılan çalışmalardır.

Özveri gerektiren sondaj çalışmaları kurumumuzun başarısına somut olarak yansımaktadır. Verimli çalışmak için sondaj makinalarının yanı sıra gerek kapasiteli, gerek ergonomik gerekse pratik olarak dizayn edilen ekipmanların da (pompa , jeneratör, tij taşıma aparatları, karavan) temini çalışmaları Dairemiz bütçesi çerçevesinde devam etmektedir. Tüm bu malzeme teminleri yakın gelecek sürecinde kurumumuzun sondaj çalışmalarını ekonomik olarak etki edecektir.

Son yıllarda yenilenebilir enerjiye verilen önem her geçen gün artmaktadır. Ülkemizin rüzgar, güneş, hidrolik ve jeotermal enerji bakımından potansiyeli yüksektir. Enerjide dışa olan bağımlılığı azaltabilmemiz için mevcut kaynaklarımızın geliştirilmesi, yeni teknolojilerin daha etkin kullanılması ve değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu kapsamda jeotermal enerjide sürdürülebilirliğin sağlanması yeni araştırmalarla mümkündür. Bunlardan biride her geçen gün yeni bilgiler eklenerek geleceğin enerji kaynaklarından kabul edilmeye başlanan UGS (Unconventional Geothermal Systems) çalışmalarıdır. Genel Müdürlüğümüzün de ülkemizde bu tür bir çalışmanın alt yapısını oluşturmaya başlaması önem arz etmektedir.

Bütün Dünyada devam eden salgın hastalık durumu ve buna bağlı oluşan ekonomik durum hammadde kaynaklarına ulaşımın önemini artırmıştır. Bu kapsamda yerli kaynakların bulunması ve işletilmesinin önemi sürekli artmaktadır.

Usta çırak ilişkisi ile uzun yıllardır yürütülen sondaj çalışmalarında nitelikli personelin yetişmesi de kurumumuzca önemsenmiştir. Buna paralel olarak kurumumuzun eleman yapısının gelişmesinin yanı sıra özel sektörde teknik eleman ve kalifiye işçiler yetişmesi sağlanmış ve özel sektörün canlanmasını sağlamıştır. Ancak Kurumumuz tarafından yürütülecek sondaj faaliyetleri, verimlilik ve sürdürülebilirlik açısından irdelendiğinde gerek teknik elemana gerekse kalifiye işçi personele ihtiyacımız olduğu aşikârdır. Bu çerçevede istihdamın önemsenerek yakın gelecek için personel alınması önem arz etmektedir.

DSİ'DE YAPILAN SONDAJ FAALİYETLERİ

Dr. Ayhan KOÇBAY ^{1,*}

**¹DSİ Jeoteknik Hizmetler Dairesi ve Yeraltısuları Dairesi Başkanı, Ankara
(*Sorumlu yazar: akocbay@dsi.gov.tr)**

GİRİŞ

Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü tarafından; baraj, gölet, regülatör gibi su yapıları ile su deposu, tasfiye tesisleri, santral yerleri gibi büyük yapıların temellerindeki kaya ve zemin birimlerinin jeolojik ve jeoteknik özelliklerini belirlemek amacıyla temel sondaj kuyuları açmak, su yapılarının inşası sırasında temellerini sağlamlaştırmak, geçirimsizlik perdesi oluşturmak gibi yapı temellerinde ve iyileştirme amaçlı kuyular açmak ve açılan kuyulardan enjeksiyon yapmak, her türlü jeoteknik sorunların araştırılması ve temellerin iyileştirilmesi için, gerekli sondajları açmak, arazi deneylerini, ölçüm ve gözlemlerini yapmak, başta sulama kooperatifleri olmak üzere tarımsal amaçlı, yeraltısuyu havza etütlerinde hidrojeolojik verilerin tespiti için araştırma amaçlı, yurtiçinde belediyelerin içmesuyunu temin amaçlı, yurtdışında da insani amaçlı ve güvenlik güçleri için yurt dışında su temini için su sondaj kuyuları açılmaktadır.

Bu amaçlara yönelik olarak 2022 yılı Eylül ayı sonuna kadar yaklaşık toplam; 4 000 000 m temel araştırma sondaj kuyusu ve 5 500 000 m su sondaj kuyusu açılmıştır. Bu çalışmalar mevcut kısıtlı makine ve personel imkanları ile devam etmekte olup alınacak yeni makine, ekipman ve personel ile artarak devam etmesi planlanmaktadır.

TEMEL SONDAJ VE ENJEKSİYON ÇALIŞMALARI

Su yapılarının temellerindeki kaya ve zemin birimlerinin jeolojik ve jeoteknik özelliklerini belirlemek amacıyla temel sondaj kuyuları açmak, yukarıda belirtilen yapıların inşası sırasında temellerini sağlamlaştırmak, geçirimsizlik perdesi oluşturmak gibi yapı temellerinde ve civarında temeli oluşturacak birimin ıslahı için kuyular açmak ve açılan kuyulardan enjeksiyon yapmak gibi çalışmalar temel sondaj ve enjeksiyon çalışmaları kapsamındadır. Ayrıca su yapılarına gerekli ve uygun doğal yapı gereçlerinin araştırılması ve rezerv tespitleri için de araştırma sondajları ve deneyleri yapılmaktadır. Bu çalışmalar Bölge Müdürlüklerimizdeki Sondaj Şube Müdürlükleri tarafından yürütülmekte ve Başkanlığımız bünyesinde Temel Sondaj ve Enjeksiyon Şube Müdürlüğüne yapılmakta ya da yaptırılmaktadır.

Ayrıca ihale kapsamına alınan enjeksiyon işlerine ait talimatların incelenmesi, çalışmaların talimat ve projelerine uygun yapılip yapılmadığının yerinde kontrolü, bu proje ve talimatlarda uygulama sırasında elde edilen bilgilere göre gerekli düzeltme ve değişikliklerin yapılması, bu çalışmaların ilerleme miktarlarının takip edilmesi de temel sondaj ve enjeksiyon çalışmalarımız arasında yer almaktadır. Sondaj Şube Müdürlüklerimiz bu işlerin yerinde kontrollük hizmetlerini yürüterek Bölge Müdürlüklerimize yardımcı olmaktadır. Bu çalışmalarla birlikte; temel sondaj ve enjeksiyon işinde çalışan sondör, enjeksiyon formeni, baş sondör gibi sanat sınıfı elemanların yetiştirilmesi ve geliştirilmesi için eğitim çalışmaları yapılmaktadır.

2018-2022 yılları kapsamında Sondaj Şube Müdürlüklerimizce idari imkanlarla yapılan temel sondaj ile enjeksiyon çalışmaları aşağıdaki çizelgelerde verilmiştir.

Çizelge 1. İdari imkanlarla yapılan temel sondaj ve enjeksiyon çalışmaları

FAALİYET YILI	TEMEL SONDAJ		ENJEKSİYON	
	Kuyu Sayısı (Adet)	Toplam Delgi (Metre)	Toplam Delgi (Metre)	Toplam Enjeksiyon (Ton)
2018	334	11 513	4 265	400
2019	451	14 886	6 484	382
2020	459	14 896	7 729	619
2021	329	10 649	1 350	100
2022 (Eylül)	236	6928	9559	412



Şekil 1. Temel sondaj çalışmaları

Çizelge 2. Kontrollüğü yapılan ihaleli temel sondaj ve enjeksiyon işleri

FAALİYET YILI	Temel Sondaj Delgisi		Enjeksiyon Delgisi	
	Kuyu Sayısı (Adet)	Toplam Delgi (Metre)	Toplam Delgi (Metre)	Toplam Enjeksiyon (Ton)
2018	2491	78326	485282	174667
2019	976	27788	284781	23749
2020	940	31678	375528	33361
2021	1313	55210	516120	27680
2022 (Eylül)	1455	44613	20877	41067



Şekil 2. Temel sondaj çalışmalarından görünüm

KAYA VE ZEMİN MEKANIĞI ÇALIŞMALARI

Kaya ve zemin mekaniği konularını içeren her türlü jeoteknik sorunların araştırılması ve temellerin iyileştirilmesi için, gerekli arazi deneyleri, ölçüm ve gözlemler yapılmakt, yapıların inşa edileceği temel zemin birimlerinin, tanımlama, taşıma gücü, oturma, şişme, duraylılık özellikleri ile gerilme-deformasyon ilişkileri yerinde (in-situ) ve laboratuvarında yapılan deneylerle tespit edilerek raporları yazılmaktadır.



Presiyometre Cihazı



Hidrolik Kriko Cihazı



Dilatometre Cihazı



İnklinometre Cihazı

Şekil 3. Kaya ve zemin mekaniği çalışmalarında kullanılan cihazlar

2018-2022 yılları arasında idari imkanlarla 25 projede yerinde Presiyometre Deneyi ve 2 projede yerinde Dilatometre Deneyinde toplam 1266 adet arazi deneyi yapılmıştır.

Çizelge 3. Yerinde Yapılan Arazi Deney Çalışmaları (Son 5 Yıl)

Çalışma Yılı	Program			Uygulama		
	Sondaj (Adet)	Derinlik (m)	Deney (Adet)	Sondaj (Adet)	Derinlik (m)	Deney (Adet)
2018 Yılı Toplamı	22	572	263	22	580	272
2019 Yılı Toplamı	10	340	155	10	340	147
2020 Yılı Toplamı	31	674	260	31	674	243
2021 Yılı Toplamı	21	563	282	21	527	263
2022 Yılı Toplamı (İlk 9 Ay)	24	145	341	24	145	341
TOPLAM	108	2294	1301	108	2266	1266



Antalya Eretepe Gölü Goodman Jack Dilatometre Deneyleri



Erzurum Tortum Şenyurt Gölü Presiyometri Deneyleri

Şekil 4. Yerinde yapılan deneyler

SU SONDAJ ÇALIŞMALARI

DSİ Genel Müdürlüğü bünyesinde 19 adet sondaj şube müdürlüğü ve sondaj şube müdürlükleri bünyesinde 43 adet su sondaj makinesi bulunmaktadır. Proje, malzeme temini sevk ve idare Merkezden, tatbikat faaliyetleri şube müdürlüklerince gerçekleştirilmektedir. Senelik olarak ortalama 40.000 metre ve 300 adet su sondaj kuyusu inşa edilmektedir. Bölge Müdürlüklerine bağlı 19 adet Sondaj Şube Müdürlüğünde toplam 43 adet rotary su sondaj makinesi bulunmaktadır.



Şekil 5. Sondaj şube müdürlüklerinin dağılımı

Çizelge 4. Su sondaj makineleri marka ve model dağılımı

SIRA NO	SU SONDAJ MAKİNELERİNİN MARKASI VE CİNSİ	PARKA GİRİŞ TARİHİ	MAKİNE ADEDİ
1	DAVEY	1963	3
2	SPEED STAR 20 SS	1976	14
3	TAMROCK DRILTECH DM 40	1990	13
4	FRASTE FS 400	2017-2018	12
5	FRASTE FS 500	2017	1
TOPLAM			43

Kurumumuz tarafından;

- Sulama kooperatifleri için tarımsal işletme su sondaj kuyusu,
- Yeraltı suyu havza etütlerinde hidrojeolojik verilerin tespiti için araştırma su sondaj kuyusu,
- Yeraltı suyu havzalarında yeraltı suyunun miktar, kalite ve kullanım miktarlarının tespiti amaçlı rasat kuyuları,
- Doğa ve Milli Parklar Genel Müdürlüğü ile yapılan protokol kapsamında yaban hayatını koruma ve destekleme amaçlı su sondaj kuyuları,
- Adalet Bakanlığı ile yapılan protokol kapsamında iş yurtlarında bulunan mahkumlara meslek edindirme amaçlı yapılan eğitimlerde kullanılmak üzere açılan su sondaj kuyuları,
- Fırat Kalkanı, Zeytin Dalı, Barış Pınarı hareketleri kapsamında Askeri üslerin kullanımı amaçlı su sondaj kuyuları,
- Fırat Kalkanı, Zeytin Dalı, Barış Pınarı hareketleri kapsamında terörden arındırılmış bölgelerde sivil hayatı destekleme ve Türkiye tarafından kurulan çadır kentlerde halkın içme ve kullanma suyunun temin amaçlı yapılan su sondaj kuyuları,
- Sınır karakollarımızın içme ve kullanma suyu temin amaçlı yapılan su sondaj kuyuları,
- Afrika açılım programı kapsamında Afrika Ülkelerinde yapılan su sondaj kuyuları,
- Belediyelerin içme ve kullanma suyu ihtiyacını gidermek üzere protokol kapsamı su sondaj kuyuları,
- Kamu Kurum ve Kuruluşlar tarafından içme ve kullanma ihtiyaçlarını gidermek için su sondaj kuyuları,
- Yeraltı barajları ve yeraltı suyu suni besleme için su sondaj kuyuları inşa edilmektedir.



Şekil 6. Su sondaj çalışmaları

Çizelge 5. Yurtiçi su sondaj çalışmaları

YIL	İŞLETME SONDAJI		ARAŞTIRMA SONDAJI		BEDELLİ SONDAJI		TOPLAM	
	Adet	Metre	Adet	Metre	Adet	Metre	Adet	Metre
1952 - 1970	1843	293078	4063	597885	1743	189821	7649	1080784
1971-1975	1819	252591	875	69062	641	56577	3335	378230
1976-1980	2538	346106	444	44423	767	76007	3749	466536
1981-1985	1163	149837	419	47005	720	64032	2302	260874
1986-1990	1507	197449	1337	114430	888	81497	3732	393376
1991-1995	2404	328605	944	118726	754	74653	4102	521984
1996	1087	140819	198	24931	47	6269	1332	172019
1997	829	111577	253	34645	81	9351	1163	155573
1998	612	83794	251	36240	77	9137	940	129171
1999	536	77230	248	34980	77	9580	861	121790
2000	677	92744	260	35139	57	6664	994	134547
2001	475	68280	315	44974	54	6598	844	119852
2002	512	69123	343	49949	25	2983	880	122055
2003	339	53510	163	23203	13	1352	515	78065
2004	182	29702	79	10487	11	803	272	40992
2005	199	27744	118	16061	23	1352	340	45157
2006	316	50094	87	13916	36	2217	439	66227
2007	302	46335	154	21609	23	1829	479	69773
2008	329	51479	186	24602	33	4082	548	80163
2009	253	42610	140	18748	92	17130	485	78488
2010	351	70883	148	24018	30	4783	529	99684
2011	296	46299	114	17890	5	456	415	64645
2012	327	53526	105	16137	11	1193	443	70856
2013	200	36369	181	23832	12	1545	393	61746
2014	98	13798	205	24373	6	765	309	38936
2015	76	12289	187	24216	2	375	265	36880
2016	42	6578	217	29076	3	438	262	36092
2017	93	15756	182	29508	1	200	276	45494
2018	141	24056	196	31569	5	918	342	56543
2019	74	12270	203	31262	8	584	285	44116
2020	39	7353	115	15047	2	352	156	22752
2021	87	16389	162	20946	1	190	250	37525
2022 İlk 9								
Ay	73	10802	55	8883	4	656	132	20341
Yurtdışı	658	65020					658	65020
TOPLAM	20477	2904095	12947	1677772	6252	634389	39676	5216286

167 Sayılı Yeraltıları Hakkındaki Kanuna, Yeraltıları Tüzüğü ve Yeraltıları Teknik Yönetmeliğine göre her yıl 1 Ocak - 31 Mart tarihleri arasında serbest piyasada yeraltıları ile iştigal eden sondör, kuyucu, galerici, tünelci ve kehrizcilere Sondör Yeterlik belgesi, kuyuculuk ve galericilik belgeleri sınavları yapılmaktadır. 2022 yılında yapılan “Sondör Yeterlik Sınavı” neticesinde belge almaya hak kazanan 108 kişiye “Sondör Yeterlik Belgesi” hazırlanmış olup, adreslerine gönderilmiştir. 2022 yılı sonu itibariyle toplam 5921 kişiye sondör yeterlik belgesi verilmiştir.

SONDÖR YETERLİK BELGESİ		Nüfus Kayıt Bilgileri	
TC KİMLİK NO :		Baba Adı :	Ana Adı :
ADI :		Doğum Yeri / Tarihi :	
SOYADI :		İl / İlçe :	
BELGE NO :		Mah./Köy :	
BELGE TARİHİ :		Aile Sıra No :	Cilt No : Sıra No :
SINIF / BRANŞ :			
VERİLİŞ TARİHİ :			
Seri No:			

DSİ GENEL MÜDÜRLÜĞÜ
JEOTEKNİK HİZMETLER ve
YERALTI SULARI DAİRE BAŞKANI

Şekil 7. Sondör yeterlik belgesi

2022 Yılı itibariyle yurtdışında 661 adet (512 adet Afrika + 151 adet Suriye) su sondaj kuyusu inşa edilmiş olup ülkemizin yurtdışı politikasına da katkıda bulunulmuştur. İnşa edilen bu su sondaj kuyuları ile 3.220.000 kişiye yetecek miktarda içme ve kullanma suyu temin edilmiştir. Bu kuyuların güncel yaklaşık maliyeti 47 milyon TL dir.



Şekil 8. Afrika su sondaj çalışmalarından görünüm

Çizelge 6. 2022 yılı itibariyle yurtdışında yapılan çalışmalar

Ülke Adı	Açılan Kuyu Sayısı	Faydalanan Kişi Sayısı	Eğitim verilen personel	Yapılan Etüd Çalışmaları	Hibe Edilen Malzemeler
SUDAN	3		13 Sondör 6 Mühendis	19 yerleşim yerine ait Jeofizik etüd raporu hazırlandı Tarımsal iş birliği projesi kapsamında teknik gezi düzenlenmiştir. Hamerosam göletinin ön inceleme raporu ve Dachau barajının uygulama projesi hazırlandı.	3 adet su sondaj makinası ve ekipmanı hibe edildi.
ETİYOPYA			7 Mühendis		
CİBUTİ	1	(Eğitim Amaçlı)		Göletler konusunda ön inceleme raporu hazırlandı.	1 adet su sondaj makinası ve ekipmanı
	258	874.000			1 adet su sondaj makinası ve ekipmanı
NİJER	3			Agadez- Irhazer bölgesinde yeraltısuyu varlığının araştırılmasına yönelik etüd çalışması yapılmıştır. Gölet, depolama vb.su yapılarına ilişkin planlama çalışmaları yapılmıştır. 3 adet yeni, 2 adet rehabilitesi gerekli depolama yeri belirlenmiştir.	
SOMALİ	25	235.000			
BURKİNA FASO	84	260.000			
MALİ	36	62.000			
MORİTANYA	102	419.000			
SURİYE	151	1.370.000			
TOPLAM	661	3.220.000			

2019-2020 yıllarında Suriye’de Barış Pınarı Harekatı kapsamında terörden arındırılan bölgelerde (Resulayn Telabyad) bulunan askeri üslerin içme-kullanma suyu ihtiyacının temini amacıyla inşa edilen 37 adet su sondaj kuyusuna ilave olarak 2021 yılında 5 adet su sondaj kuyusu inşa edilmiştir. Ayrıca; Bahar Kalkanı harekatı kapsamında toplam 3 adet su sondaj kuyusu inşa edilmiş olup su verim deneyleri yapılacaktır.



Şekil 9. Suriye su sondaj çalışmalarından görünüm

2021 yılı sonu itibariyle Suriye’de Fırat Kalkanı Harekatı ile 101 adet, Barış Pınarı Harekatı ile 44 adet ve Bahar Kalkanı Harekatı ile 6 adet olmak üzere toplamda 151 adet su sondaj kuyusu ile yaklaşık 1.370.000 kişiye yetecek temiz içme ve kullanma suyu temin edilmiştir. Suriye’de su sondaj kuyusu inşa çalışmalarımız devam etmektedir. Türkiye tarafında mülteci kamplarında 30 adet su sondaj kuyusu açılmış olup 376 l/s toplam debi ile 650.000 kişiye yetecek temiz içme ve kullanma suyu temin edilmiştir.

Bu çalışmalar dışında; Türkiye’de kamp bölgeleri dışında yaşayan başta KİLİS ilimiz olmak üzere Belediyelere katkı amaçlı içme ve kullanma suyu temini için toplam 42 adet su sondaj kuyusu inşa edilmiştir. Suriyede ise savaştan etkilenen 60 kuyuda bakım onarım çalışması yapılarak bu kuyularda toplamda 232l/s su olduğu tespit edilmiştir. Ve bu kuyuların 19 adedi faydaya dönüştürülmüştür.

JEOTERMAL KUYULARDA KUYU BÜTÜNLÜĞÜ WELL INTEGRITY IN GEOTHERMAL WELLS

E. Babür^{1,*}

¹ Maden Müh., emekli.

(*Sorumlu yazar: emrebabur@yahoo.com)

ÖZET

Jeotermal projelerin (özellikle elektrik üretiminde) en kritik noktası jeotermal kuyulardır. Bu kuyuların “yaşamları” süresince işlevlerini ilk günkü gibi sürdürmeleri, üretim ve özellikle enjeksiyon kuyularında, jeotermal akışkanların istenilmeyen formasyonlara gönderilmemesi gerekir. Bu önemli ilkeyi çalıştıkları süre boyunca sağlayan kuyular “kuyu bütünlüğü”ne sahip kuyulardır. Bu yazının içeriği, Türkiye mevzuatında olmayan “kuyu bütünlüğü” konusudur.

Anahtar Sözcükler: Kuyu bütünlüğü, mekanik bütünlük testi.

ABSTRACT

The most critical point of geothermal projects (especially in electricity generation) are geothermal wells. These wells should maintain their functions during their “life” as on the first day, and geothermal fluids should not be sent to undesired formations in production and especially injection wells. Wells that meet this important principle throughout their operation are wells that have “well integrity”. The content of this article is about “well integrity” which is not in Türkiye legislation.

Keywords: Well integrity, mechanical integrity test.

GİRİŞ

İnsanlık çağlar boyunca çeşitli amaçlar için, özellikle yakın geçmişten itibaren enerji temini amaçlı kuyular açmakta ve bunları üretim ve enjeksiyon amaçlı kullanmaktadır. Çalışma ömürleri süresince bu kuyulardan üretilen veya kuyular aracılığıyla, aynı rezervuara geri basılan akışkanların yeraltında veya yüzeyde içme, kullanma, tarımsal sulama suyu kaynaklarına (akifer veya yüzey rezervuarı), istenmeyen ortamlara gitmemesi gerekir. Aksi durum çevreye zarar vereceği gibi, sözkonusu doğal kaynaklar da zarar görebilecektir. Enjeksiyon (reenjeksiyon) kuyularına basılan akışkanlar zararsız olabileceği gibi, kimyasal içerikleri nedeniyle zararlı maddeler de içerebilir.

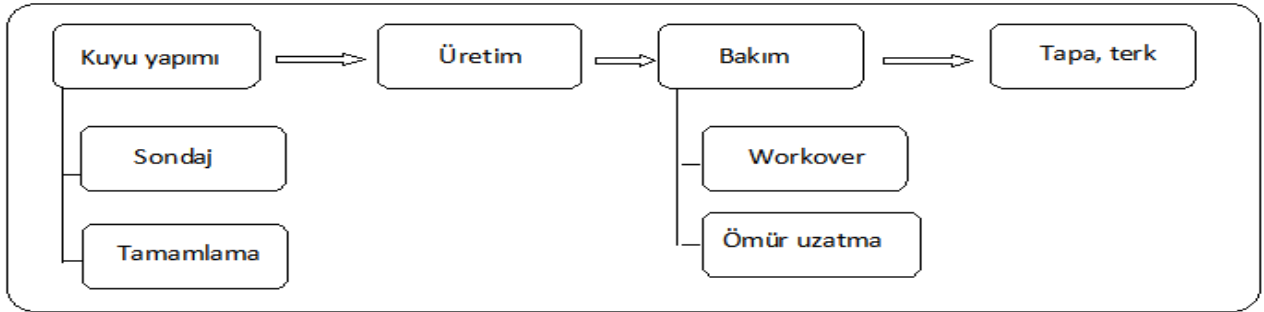
Üretim ve reenjeksiyon işlemleri sırasında; akiferlere zarar verme durumunu önlemek için kuyu bütünlüğü (well integrity) konusu ortaya çıkmış ve dünyada özellikle enjeksiyon kuyularında önem kazanmıştır. Kuyu bütünlüğü konusu doğal olarak her türlü üretim/enjeksiyon kuyusu için önemlidir ancak bu konuda ülkemizde mevzuatımız bulunmamaktadır (Dünyada bazı ülkelerde konu mevzuata bağlanmıştır, örnek olarak EPA, “United States Environmental Protection Agency” enjeksiyon kuyularını, enjekte edilen akışkana bağlı olarak altı adet başlıkta incelemektedir (<https://www.epa.gov/uic/general-information-about-injection-wells#categorized>). Bu yazıda jeotermal kuyulardaki kuyu bütünlüğü konusu incelenecektir.

ÖN BİLGİ

Petrol (ve doğalgaz) sektöründe eski, yaygın ve kazançlı kullanımı dolayısıyla kapsamlı bir veri deposu vardır. Jeotermal sektöründe henüz bu derece bir bilgi birikimi yoktur ancak petrol sektöründen öğrenilenlerle, hangi veriler kullanışlı vb. bilgilerle ileride jeotermal sektöründe kullanılabilecek veriler toplanabilir (Lohne, 2016).

Özellikle elektrik üretiminde kullanılan jeotermal kuyuların işletilmesinde; rezervuardan büyük miktarlarda (örneğin 3000 ton/saat) akışkan rezervuardan çekilmekte ve enerjisi alındıktan sonra tekrar rezervuara (başka bir bölgeden) enjekte edilmektedir. Bu büyük kütle hareketi sırasında, üretim ve özellikle enjeksiyon aşamalarında kuyu, bu projelerin en kritik noktası olarak ortaya çıkmaktadır (Herlo, 2020).

Bir kuyunun (petrol veya jeotermal) yaşam döngüsü Şekil 1 de verilmiştir.



Şekil 1. Bir kuyunun (petrol veya jeotermal) yaşam döngüsü (Lohne vd., 2016)

Bir kuyunun birincil ve uzun vadeli işlevi, yeraltındaki rezervuar ve yüzey arasında bir kanal görevi görmektir. Her kuyunun, bu görevini yaparken zamanla karşılaşacağı çeşitli etkiler sonucu hasara uğraması olasıdır. Petrol kuyularının bu işlevini eksiksiz yerine getirmesiyle ilgili çok sayıda makale bulunmakla birlikte, jeotermal kuyular için bu konuyu kapsayan makale sayısı kısıtlıdır (Ghasemi, 2015). Yöntem olarak, ilk önce petrol sektöründeki kuyu bütünlüğü konusunu kısaca görüp, ardından da jeotermal sektörüne bakalım.

KUYU BÜTÜNLÜĞÜ

Petrol sektöründe kuyu bütünlüğü standardize edilmiştir. Bu standartlardan en yaygın kullanılan ve kabul edilenleri NORSOK D-010 ve ISO TS 16530-2 standartlarıdır. Kuyu bütünlüğünü; NORSOK D-010 “Bir kuyunun ömrü boyunca formasyon akışkanlarını kontrolsüz salması riskini azaltmak için teknik, operasyonel ve organizasyonel çözümlerin uygulanması”, ISO TS 16530-2 “Akışkanların yeraltı formasyonlarına veya yüzeye kaçmasını önlemek ve engellemek” olarak tanımlar.

Bir kuyunun bütünlüğünün yaşamı süresince sağlanmasının yolu, kuyunun periyodik olarak kontrol edilmesinden geçer.

Burada bu standartların neden jeotermal sektöründe de kullanılmadığı sorulabilir. Bunun için, petrol ve jeotermal sektörlerinde konunun öznesi olması nedeniyle, bu kuyular arasındaki farklara bakalım (Allahvirdizadeh 2020, Lohne 2016).

Petrol ve Jeotermal Kuyular Arasındaki Farklar

- Jeotermal kuyular sert (>240 Mpa basınç dayanımı), aşındırıcı (>%50 kuvars içeriği), kırıklı çatlaklı formasyonlarda, düşük basınçlı, korozyif akışkanlar ve bazı durumlarda rezervuar sıvılarında çok yüksek katı madde içeren ortamlarda açılır. Petrol kuyularında 150 °C yüksek sıcaklık olarak tanımlanırken, ülkemizde bu sıcaklık jeotermal kuyular için alt değer sayılabilir.

- Jeotermal kuyuların karşılaştığı formasyonlar aynı sahada bile, petrol ve gaz kuyularına oranla daha değişkendir.

- Jeotermal sondajlarda sondaj dizisi ve BHA daha çok aşınır ve arıza yapar.

- Benzer farklılıklar sondaj akışkanlarında da vardır.

- Jeotermal kuyularda kuyu dizaynları da farklıdır. Petrole oranla daha geniş deliklere ve casinglere ihtiyaç duyar. Ayrıca rezervuar akışkanı genellikle direk üretim casingi içinden üretilir (petrol sektöründe tubing içerisinden üretim yapılır).

- Casing tasarımı ve malzemesi sıcaklık değişimiyle farklılaşır. Jeotermal kuyulardaki sıcaklık değişimleri casing üzerinde yüksek termal gerilimlere neden olur. Bu gerilimler casing dizisinin özellikle bağlantılarında hasara neden olabilir.

- Casing çimentosu jeotermal kuyulardaki en önemli noktalardan birisidir. Kuyudaki bütün casing dizilerinin tüm uzunlukları boyunca, arada çimentosuz boşluk kalmayacak biçimde çimentolanmış olması gerekir.

- Bu farklara, özellikle ülkemizdeki jeotermal kuyularda çeşitli amaçlar için çok miktarda asitleme yapılması eklenebilir.

JEOTERMAL KUYULARDA KUYU BÜTÜNLÜĞÜ

Yukarıda yazılı ve benzer farklar nedeniyle jeotermal kuyular için kuyu bütünlüğü konusu, günümüzde dünyada henüz bir standarda bağlanmamıştır. Bu konu pek çok ülke mevzuatında yer almadığı gibi Avrupa Birliği mevzuatında da yer almamaktadır. Jeotermal kuyular konusunda dünyada referans kabul edilen Yeni Zelanda “Code of Practice For Deep Geothermal Wells (2015)” de bile kuyu bütünlüğü standardize edilmemiş, konu “kuyu izlenmesi”yle ilişkilendirilmiş ve bir sorun gözlenirse tamirinin yapılması istenmiştir.

Jeotermal kuyulardaki kuyu hasarlarının neden olduğu çevre kirlilikleriyle ilgili yayınlanmış makaleler bulunmaktadır. (Aksoy 2009, Doğdu 2002, Herlo 2020).

Bu konuda ülkemizdeki mevzuat eksikliğini gören TMMOB Maden Mühendisleri Odası tarafından “Jeotermal Sondajlar Yapım ve Denetim Yönetmeliği” hazırlanmıştır. Aşağıda, hazırlanan bu yönetmeliğin kuyu bütünlüğü bölümü kısaca anlatılmıştır. Hazırlanan yönetmelikte “Kuyu bütünlüğü”, “Mekanik kuyu bütünlüğü testi” ni araç olarak kullanır.

Mekanik Kuyu Bütünlüğü Testi

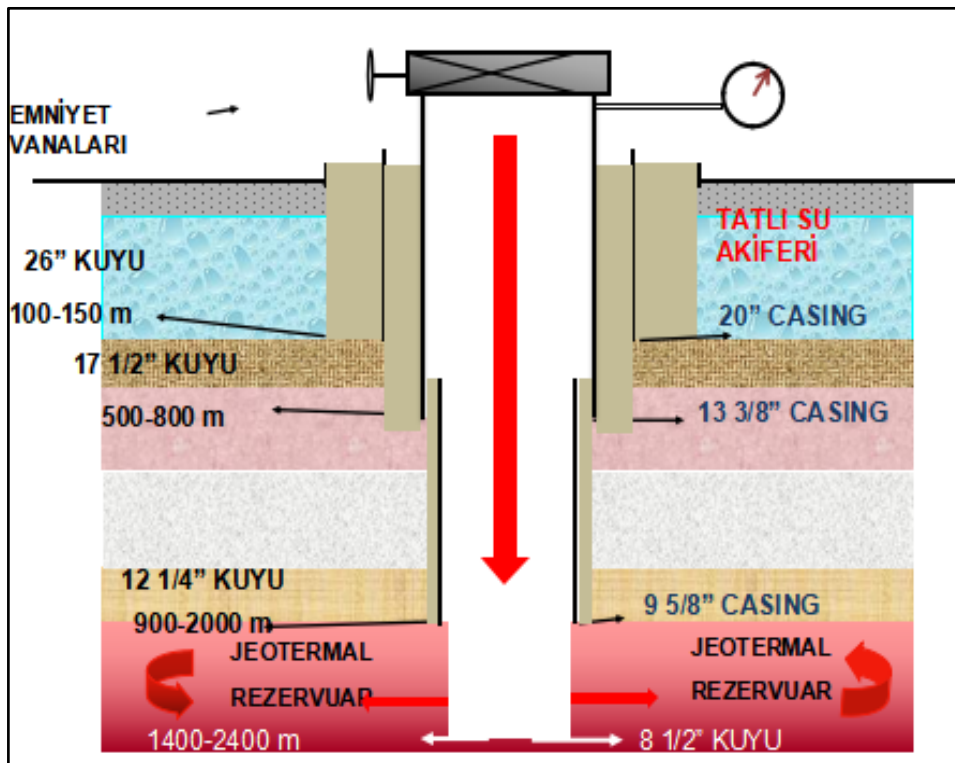
“Kuyudan üretilen veya kuyuya basılan akışkanın istenmeyen formasyonlara karışıp karışmadığını öğrenmek için yapılan test.” olarak tarif edilmektedir. Mekanik kuyu bütünlüğü testi içsel ve dışsal olarak ikiye ayrılmaktadır.

İçsel Kuyu Bütünlüğü Testi

“Kuyunun içinin, kuyu bütünlüğü açısından durumunu öğrenmek, casingde ve/veya çimentoda anlamlı bir kaçak olup olmadığını öğrenmek için yapılan test”.

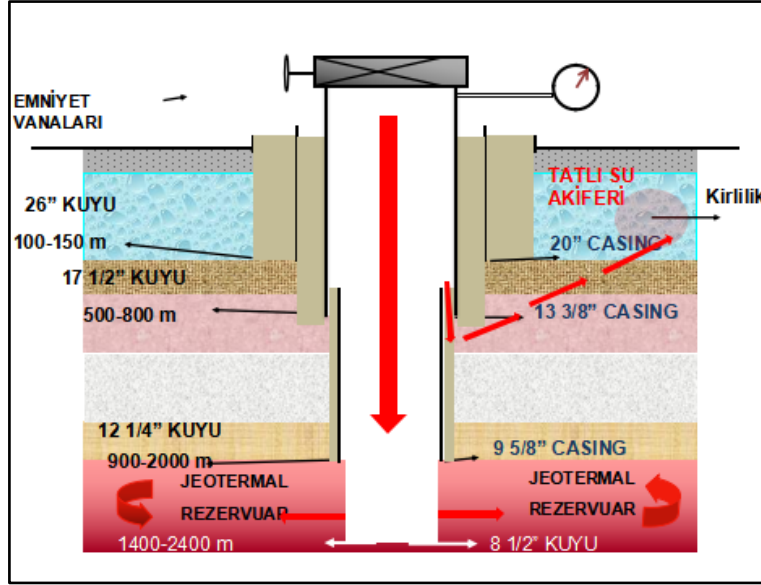
Dışsal Kuyu Bütünlüğü Testi

“Kuyunun dışında, kuyunun yakınında dikey kanallar nedeniyle yeraltı sularına anlamlı bir akışkan hareketi olup olmadığını öğrenmek için yapılan test” olarak tanımlanırlar. Şekil 2 kuyu bütünlüğüne sahip bir jeotermal kuyuyu enjeksiyon durumunda göstermektedir. Kuyu, yüzeyle rezervuar arasında sızdırmaz bir kanal görevi görmektedir ve çevre (yüzey ve yeraltı) güvendedir.

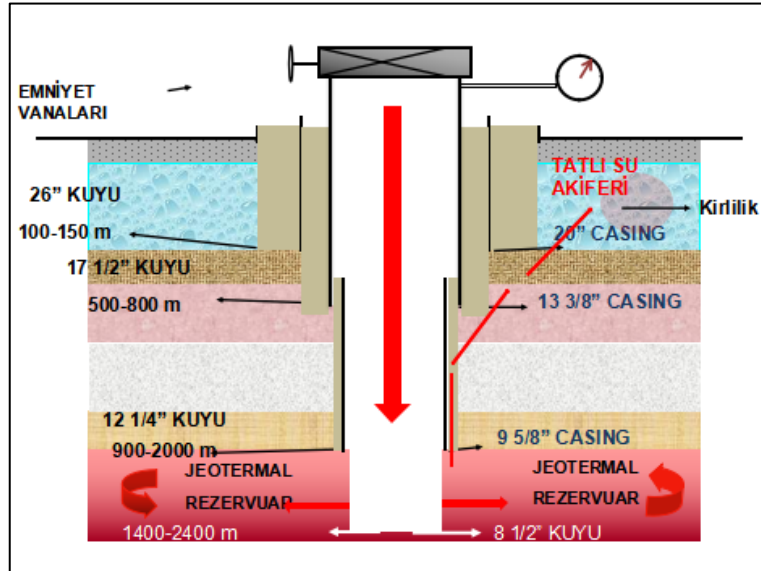


Şekil 2. Kuyu bütünlüğü olan, bir jeotermal enjeksiyon kuyusu.

Şekil 3, içsel bütünlüğü bozulmuş bir kuyuyu enjeksiyon durumunda göstermektedir. Yöredeki temiz su kaynağı (akifer) kirlenmektedir. Şekil 4, dışsal bütünlüğü bozulmuş bir kuyuyu enjeksiyon durumunda göstermektedir. Akiferde kirlenme olmaktadır.



Şekil 3. İçsel bütünlüğü olmayan j. enjeksiyon kuyusu



Şekil 4. Dışsal bütünlüğü olmayan j. enjeksiyon kuyusu

Maden Müh. Odası tarafından hazırlanan yönetmelik önerisinin ilgili bölümü şöyledir;

“Madde 16 İşletmede olan tüm jeotermal kuyular yer altı sularına ve çevreye verebileceği olası zararların önlenmesi, hem kuyu içi hem de yüzey ekipmanlarında zaman içerisinde oluşabilecek problemlerin belirlenebilmesi ve kuyu bütünlüğünün sağlanması amacıyla, tamamlandığı tarihten başlamak üzere enjeksiyon kuyuları için 5 yılda bir, üretim kuyuları için 10 yılda bir Mekanik Kuyu Bütünlüğü Testi ile periyodik olarak denetlenecektir. Mekanik Kuyu Bütünlüğü Testi;

- Kuyu bitiminde tüm üretim ve enjeksiyon kuyuları için,
- Önemli workover (asitleme vb.) işlemlerinden sonra tüm kuyular için,
- Üretim kuyusunun enjeksiyon kuyusu olarak değiştirilmek istendiğinde,
- İdarenin talep etmesi halinde süreye bakılmaksızın yapılır”.

Madde 16.1 İçsel Kuyu Bütünlüğü Testleri

Aşağıda yazılı testlerden ilgili İdare tarafından uygun bulunan testler yapılmalıdır.

Casing Basınç Testi: İşletmede olan tüm kuyular periyodik olarak mekanik bütünlük açısından hidrolik teste tabi tutulur. Test, İdare görevlisinin gözetiminde yapılır. Hidrolik basınç testleri, bir tapanın (packer) enjeksiyon bölgesine mümkün olduğunca yakın yerleştirilerek kuyubaşının kapatılması ve kuyudaki akışkana basınç uygulanmasıyla yapılır. Uygulanacak test basıncı, casingin patlama basıncının % 70 ini geçemez ve en az 70 bar olarak otuz dakika uygulanır. Testin başarılı sayılması için basınç düşümünün otuz dakika sonunda en fazla % 10 olması gerekir.

Caliper veya Ultrasonik Casing Görüntüleme Testi: Casing et kalınlığının yeni casing nominal et kalınlığının % 75'inden az olmamasını gerektirir. Kuyu bu testi geçemezse, İdare'nin tekrar kullanım için onayı olmadan hizmet dışı bırakılır. İdare onayı için kuyu sahibi, testi geçmeyen kuyu ile ilgili bir projeyi İdare'ye sunar, onaylanmasından sonra uygulamayı yapar ve tekrarlanan test sonucu kuyu uygunsa İdare onayıyla devreye alınır.

Radyoaktif Tracer Testi: Radyoaktif tracer gözlemi, enjeksiyon sırasında, enjekte edilen sıvılara radyoaktif izleyiciler eklenmesiyle ve sonra kuyuda radyoaktivitenin ölçülmesiyle kuyudaki casingde ve casingin arkasında, enjeksiyon bölgesinin yakınında bir hareket olup olmadığını saptamada kullanılır.

Madde 16.2 Dışsal Kuyu Bütünlüğü Testleri

Aşağıda verilen testlerden ilgili İdare tarafından uygun bulunan testler yapılmalıdır.

Sıcaklık Logları: Kuyu boşluğuna yakın hareket eden sıvıları tanımlamanın çok yönlü ve hassas bir yoludur. Sıcaklık logları, kuyunun yakınındaki kapalı zonlara akışkan hareketini ve küçük casing sızıntılarının yerini saptamada da kullanılır.

Gürültü Logu (Noise Log): Gürültü loglarının kullanımı, kuyudaki casingin arkasındaki akışın gözlenmesine dayanır. Bu bölgede bazı noktalarda akış türbülanslı olabilir. Türbülanslı akış, kuyu boyunca önemli mesafeler katedebilecek gürültüye neden olur. Gürültü logları, sıcaklık logu alınması için gereken sıcaklık stabilizasyonuna ulaşılması amacıyla enjeksiyon işlemlerinin durdurulmasının pratik olmadığı durumlarda uygundur. Ayrıca casing kaçak noktalarının yerlerini saptamak için de kullanılabilir.

Çimento Logu (CBL): Casing çimentolama operasyonu sonrasında çimentonun casingin dışına sağlam bir şekilde yapışıp yapışmadığının saptanmasında, ses üreten araçlardan verilen sesin yansımalarının alınıp değerlendirilmesiyle kullanılır.

Radyoaktif Tracer Testi: Sıcaklık logu veya gürültü logu ölçümlerinden en az biri ile birlikte yapılır.

SONUÇ

Dünyada, özellikle Avrupa'da jeotermal kaynaklı enerji kullanımı ve araştırmaları artarak devam etmektedir. Yeşil ve yenilenebilir enerji olarak isimlendirilen jeotermal enerji, ne yazık ki ülkemizde özellikle elektrik üretiminde, yöre halkının tepkisiyle karşılaşmaktadır. Bunda, jeotermal projelerdeki en önemli nokta olan kuyuların açılması ve kontrol edilmesine yönelik düzenlemelerin ülkemiz mevzuatında yer almamasının da etkisi vardır. Bu konunun acilen tartışılarak mevzuatımıza alınması gerekmektedir. Jeotermal enerjinin hakettiği yere ülkemizde de gelmesi amacıyla çalışma yapan TMMOB Maden Müh. Odası'na teşekkür ederim.

KAYNAKLAR

- Aksoy, N., Şimşek, C., Gündüz, O. (2009). Groundwater contamination mechanism in a geothermal field: A case study of Balçova, Turkey. *Journal of Contaminant Hydrology*, Elsevier.
- Allahvirdizadeh, P. (2020). A review on geothermal wells: Well integrity issues. *Journal of Cleaner Production*, Elsevier.
- Code of practice for deep geothermal wells. NZS 2403:2015.
- Davies, R. J., Almond, S., Ward, R.S., Jackson, R. B., Adams, C., Worrall, F., Herringshaw, L. G., Gluyas, J.G. (2014). Oil and gas wells and their integrity: Implications for shale and unconventional resource exploitation. *Marine and Petroleum Geology*, Elsevier.
- Doğdu, M.Ş., Bayarı, C.S. (2002). Akarçay Havzası'nda (Afyon, Türkiye) jeotermal kökenli kirlenme: 2. yeraltısuyu kirliliği. *Hacettepe Üniversitesi Yerbilimleri Uygulama ve Araştırma Merkezi Bülteni*.
- Ghasemi, M., Shadravan, A., Alfi, M. (2015). Zonal Isolation in Geothermal Wells. *PROCEEDINGS, Fortieth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, January 26-28, 2015*.
- Herlo, M. V., Alvez, P. (2020). Environmental impact of the construction and operation of geothermal water wells on groundwater. Conference paper, *INSTALAȚII PENTRU CONSTRUCȚII ȘI CONFORTUL AMBIENTAL*, Conferința cu participare internațională, Ediția a 29-a, TIMIȘOARA, ROMÂNIA.
- ISO/TS 16530-2, First Edition (2013), Technical Specification. Well integrity Part 2: Well integrity for the operational phase.
- Jeotermal Sondajlar Yapım ve Denetim Yönetmeliği (2021). TMMOB Maden Mühendisleri Odası.
- Lohne H.P., Ford E.P., Mansouri M., Randeberg E. (2016). A roadmap for transferring well integrity risk assessment from oil and gas to geothermal. Technical Report. Geowell.
- Lohne H.P., Ford E.P., Majoumerd, M.M., Randeberg E. (2016). Well integrity risk assessment in geothermal wells- Status of today. Technical Report. Geowell.
- NORSOK STANDARD, Rev. 3. (August 2004), D-010. Well integrity in drilling and well operations.

**TÜRKİYE’DEKİ DERİN JEOTERMAL SONDAJ UYGULAMALARI, ÇEVRE PROBLEMLERİ
VE ÇIKARILAN DERSLER**
*DEEP GEOTHERMAL DRILLING PRACTICES IN TURKEY, ENVIRONMENTAL PROBLEMS AND LESSONS
LEARNED*

M. TUĞRAN*
(*Sorumlu yazar: mehmet.tugran@gmail.com)

ÖZET

Türkiye’de jeotermal faaliyetler 1960 lı yıllarda başlamış ve jeotermal yasasının çıkarıldığı 2007 yılından sonra ise hız kazanmış ve elektrik üretimi 1650 MW lara ulaşarak Türkiye dünyada dördüncülüğe yerleşmiş ve gelişme rekoru kırmıştır. Ancak, sondaj ve rezervuar çalışmalarındaki olumsuzluklar, mevzuat ve denetim eksikliği, şirketlerin konuya yabancı olması, bilgili teknik elemanların son derece az olması çevre konularındaki problemleri tetiklemiştir.

Anahtar kelimeler : Jeotermal, rezervuar

ABSTRACT

Geothermal activities in Turkey started in the 1960s and gained speed after 2007, when the geothermal law was enacted, and Turkey's electricity generation reached 1650 MW, placing it in the fourth place in the world and breaking a development record. However, the negativities in drilling and reservoir works, the lack of legislation and inspection, the fact that companies are unfamiliar with the subject, and the very few knowledgeable technical personnel have triggered environmental problems.

Keywords : Geothermal, reservoir

GİRİŞ

Türkiyede jeotermal enerjiden elektrik üretimi 15 yılda 100 kat artmıştır. Ancak açılan kuyuların çok büyük çoğunluğunda rezervuar kille delinmiştir. Fay kesilemeyen kuyularda çatlaklar yüksek sıcaklık ve basınçla tıkanmıştır. Derinlik arttıkça çatlakların daha ince olması yanında daha yüksek sıcaklık ve basınçla daha iyi tıkanmıştır. Kuyu bitiminde performans arttırmak için üretim değerlerini bile görmeden asitlemeler yapılmıştır. Kuyularda casing çimentolamaları da sağlıksız yürütülmüştür. Kuyuların çoğunda çimentolamaların ardından CBL ile operasyonların sağlamlığı teyid edilmemiştir. Çimento sağlamlığı şüpheli olan kuyularda performans artırımı için defalarca yapılan asitlemelerin olumsuz etkilerinin olması kaçınılmazdır. Yüzey borusu iptal edilen kuyular öncelikle kontrol edilmelidir. Özellikle enjeksiyon kuyuları kontrolü periyodik olarak yapılmamaktadır.

Sondaj

Çamur

Sektördeki çoğu şirkette kuyuların rezervuar bölümleri ne yazık ki kil ile kazılmıştır. Bazı şirketlerde kil azaltılmışsa da MBT yinede 5 lb/bbl den aşağıya düşürülememiştir. Oysa rezervuar bölümü kazılmaya başlanmadan önce, bir önceki 12.25” bölümden kalan çamurların atık havuzuna atılması ve çamur tankların tamamen kilden temizlenmesi gereklidir. Yüksek sıcaklık nedeniyle çatlakların içinde pişerek kalan çamur, derinlerde yüksek basınç nedeniyle daha da etkili tıkaç görevi yapmıştır (Hole,1996). Aslında su ile sondajda da kirlilik oluşmaktadır. Ama kuyu bitiminde yeterli

temizlik akışı ile çoğu temizlenebilmektedir. Yine de ideali havalı su ile sondajdır. Türkiye’de hava paketi ile çok az yerde çalışılmış ve yaygınlaştırılamamıştır (NTS 2403,2014)

Casing

Jeotermal kuyularda üç çimentolu casing kullanılması yılların deneyimi olmasına rağmen ilk başlarda 20” yüzey borusu indirilmemiş ancak Manisa’da oluşan çevre felaketinden sonra yoğun olarak kullanılmaya başlanmıştır. Kuyularda sedimanter hariç metamorfik bölümlerinin büyük çoğunluğunun sağlam olmasına rağmen rezervuar filtrelili boru ile teçhiz edilmiş ve kuyu performansı düştüğü gibi gereksiz maliyet artışına neden olunmuştur.

Çimento

Çimentolamalar genellikle sağlıklı yapılamamıştır. Hiç olmazsa şüpheli kuyularda CBL alınması gerekirken, çok az kuyuda ölçüm vardır ve çimentonun sağlıklı olup olmadığı anlaşılamamıştır. 9 5/8” üretim borusunun 13 3/8” casing’e asıldığı kuyularda iki boru arasında ki sızdırmazlığı sağlayan çimentonun tam olarak kontrol edilmemesi çeşitli problemlere neden olmuştur. Yüzeye kadar çimentolamalarda ise seviye düşmesi nedeniyle top job işlemi yapılmış ve genellikle top job işlemi için anülüse su boruları indirilmiştir. Oysa bu işlem sonucunda iki boru arasında sıvı kalabilmekte ve bu sıvı üretim halinde casingte collapse neden olabilmektedir. Doğru işlem; çimento basılırken sirkülasyon kesilmesi halinde anülüsün su ile flush edilmesi ve sonradan anülüse çimento basımına devam edilmesi gereklidir. Çimentolamada sirkülasyon kesilmeden işlem bitirildiyse çimento seviyesinin düşeceği hesaba katılarak anülüse hiç su kaçırılmaması ve prizlenme sonrasında spool vanadan çimento basılması gerekir.

Diğer bir olumsuzluk ta DV tool kullanılmasıdır. İki safhada yürütülen çimento operasyonunda ikinci safha öncesinde prizlenme için yapılan sirkülasyon süresince çimento kaçmaya devam etmektedir. İkinci çimentolamaya geçerken arada sıvı kalmakta ve bu bölüm çimentosuz olduğu için genellikle uzayıp kısalmalar nedeniyle hasar oluşabilmektedir.

Çoklu Kuyu Lokasyonu

Aynı lokasyondan birden fazla yönlü kuyu açılmasına ancak 2010 lardan itibaren başlamış ve en son olarak 6 kuyuya kadar çıkmıştır. Kuyuların cellar aralıkları genellikle 8 metredir . Avantajları;

- Lokasyon maliyeti azalmıştır,
- Yol maliyeti azalmıştır,
- Su hatları maliyeti azalmıştır,
- Atık havuzu maliyeti azalmıştır,
- Nakliyat maliyeti azalmıştır,
- Yüzey boru hatları maliyeti azalmıştır,
- Her noktanın koordinatı bilinmesiyle sağlıklı korelasyon kolaylığı.

Rezervuar

Üretim ve Reenjeksiyon

Şirketler, kuyuları kazarken çatlakları kil ile tıkamaları nedeniyle ile devamlı fay arayarak gittikçe daha derine inmektedirler. Fay kesince bir miktar ilerlenerek kuyu bitirilmektedir, ancak fay kesilmezse daha derinlerde çatlaklar daha ince olmakta ve daha yüksek basınç ve sıcaklıkla daha iyi

tıkanabilmektedir. Bu da daha az üretim ve reenjeksiyon debisi, daha yüksek enjeksiyon basıncı ve daha yüksek maliyet demektir.

Toplam Entalpi

Kuyu programında belirtilen boru teçhizleri uygun yapılmayıp uzun bir rezervuar bölümünde üst kısımların entalpiyi düşüreceği için nerelerin kapalı geçileceğinin iyi programlanması gerekmektedir.

Fay Arama

Faylar, çatlaklar gibi kolaylıkla tıkanamadığından fay aramak için ilave maliyetler ve çabalar harcanmaktadır. Ancak fay için yürütülen çalışmalar ve açılmış kuyulardan elde edilen bilgilerle yapılan korelasyonlar yanıltıcı olmaktadır. Özellikle dik açıldığı farzedilen MWD kullanmadan açılan kuyularda kuyu bitiminde gyro ölçümü de alınmamakta ve fay koordinatları hatalı olabilmektedir (dik sayılan ama 400-500 metre çeşitli istikamete gitmiş sondaj örnekleri vardır). Diğer yandan sürekli yeni çatlak (kilsiz delinen kuyularda) kesilmesiyle de kümülatif olarak tam kaçığa ulaşılabilir. Buraya da fay işaretlenmesi yine bilgi kirliliğine neden olmaktadır.

Fay Aramak Yerine Transmissiviteyi Arttırmak

Fay kesilmeyince transmissiviteyi arttırmak kille kazılan kuyular için çok zordur. Fay kesilince tam kaçık olduğu için kör ilerleme söz konusu olup mümkün olduğu kadar fazla sondaj metresi önemlidir. Ancak takım sıkışma riski nedeniyle ve bu riski almak istemeyen sorumlular bu metreleri ne yazık ki çok kısa tutmuşlardır. Oysa su ile delinirken daha fazla riske rağmen 500 metrelere varan kör ilerlemeler yapılabilmektedir. Kille delinen kuyularda fay kesilince yetersiz sondaj metresi bir dezavantaj olurken daha az rezervuar kirliliği ise avantajdır.

Çamurda kil kullanılmadığı zaman, fay kesilmediği durumlarda çatlakların sürekli açık kalması söz konusu olup bir müddet sonra kümülatif olarak tam kaçığa ulaşılabilir. Transmissivite (kh) değerinde ki h, (yani delinen metraj) ne kadar fazla olursa transmissivite o kadar fazla olur.

Asitleme

Fay kesilmediği durumlarda kuyu bitirme işlemleri yapılırken üretimi bile görmeden asit işlemlerine başlanması alışkanlık haline gelmiştir. Ancak bu durumun borulara ve iki boru arasındaki çimentoya zarar vermesi kaçınılmazdır. Ayrıca nasıl olsa asitleme yapılacağı farzedilerek çamurda kalsiyum karbonat kullanılması asidin daha iyi reaksiyonu içindir. Ancak karbonatla beraber yine bentonit kullanılması çelişkili işlemdir. Kuyuda filtreli boru olduğu için packer kullanılamamakta (zaten böyle bir packer operasyonu astarı yüzünden pahalı olur) ve asit istenilen aralığa basılamamaktadır. Asitleme işlemi yerine termal geliştirme tercih edilmesi gereklidir. Asit operasyonunda asidin istenilen yere basılamaması ve pişmiş bentoniti çatlaklardan temizleyememesi asidi işlevsiz hale getirmektedir. Sadece asit öncesi ve sonrasında basılan soğuk su ve asidin kendisinin de soğuk olması ve hemen arkasından kuyuyu üretime alarak ısıtma, ve bu işlemi defalarca tekrar etme (7-8 kez asit yapılan kuyu örnekleri vardır) termal geliştirmedir. Ancak bu, asit olmadan sadece su basarak yapılabilir (Grant et al.,2011,2013).

Asitleme, kuyu bitimi ardından yapıldığı gibi üretim kuyularında debi düşümleri ve enjeksiyon kuyularında basınç yükselmeleri nedeniyle de sürekli yapılmaktadır. Bu asitlemeler çoğu zaman soft acidizing yerine fabrikadan geldiği gibi seyreltmeden ve bullhead olarak kuyu başından yapılan kuyularda çok daha vahim durum yaratmaktadır. Muhafaza borularının korozyon ile yıpranması, çimentonun kontrol edilmeyişi yanında defalarca asitleme ile çok zarar görmesine neden olmaktadır.

Daha Derin Sondaj ama Bilgi Almama

Fay kesilememesi durumunda sürekli daha derine gidilmesi ile çok derin kuyular açılmakta ancak çatlakların kuyudan uzaklaşarak tıkanması ve kuyunun bitirilmesi sonunda kuyunun bu bölümlerinde sondaj çamuru dışında jeotermal akışkanın olmaması nedeniyle horner plotla formasyon sıcaklığının belirlenmeye çalışılmaması da eksikliklerdir.

Pompa Kullanımı

Her kuyuda üretim için pompa gerekip gerekmediği sağlıklı olarak incelenmemektedir. Kuyu teçhizinde toplam entalpi planlamasının yapılmaması (derine gidilecekse rezervuarın üst bölümlerinin kapalı geçilmesi gerekir) nedeniyle, iki boru arasının çimentolu olup olmadığının kontrol edilmemesi, gaz oranlarının düşmesiyle kuyuların üretime almada zorluklar yaşanması şirketlerde pompa indirmeyi gündeme getirmektedir. Ancak pompa gerekip gerekmediği statik sıcaklık ve basınç ölçümleriyle rahatlıkla anlaşılabilir. Ama çalışanların büyük çoğunluğu, örneğin 200°C sıcak suyun yoğunluğunu 1 gr/cm³ kabul ederek kuyuların öldürülmesi ve canlandırılması operasyonlarında hatalı işlemler yapmaktadırlar.

Temizlik Test Çalışmaları

Test süreleri kille delinen kuyular hariç hemen hemen bütün kuyularda yetersizdir. Kilsiz delinen derin kuyularda temizlik için en az birkaç gün tam açık halde akış testi gerekirken bu sadece bir kaç saat yapılmaktadır. Yürütülen test çalışmalarının kirli kuyularda hatalı sonuç vermesi kaçınılmaz olmaktadır. Üretim kuyuları olarak kullanılanlar, bir şekilde kendilerini temizlemeye çalışmaktalar, ancak enjeksiyon kuyularının böyle bir şansı yoktur. İlave olarak boru hattı döşenirken hatlarının içindeki pislikler genellikle temizlenmeyip kuyuya basılmaktadır. Bu kuyular bir şekilde üretim kuyusuna çevrilirse yine kendi kendilerine temizlemeye devam edebilmektedir.

Mevzuat Eksikliği

2007 yılında kabul edilen jeotermalle ilgili yasa ve ilgili yönetmelikte çevre kirliliğine yönelik maddeler oldukça eksiktir. Deşarj için arıtıldıktan (boru nasıl arıtılabilir) sonra yapılabilir denmesi, MTA incelemesi sonucunda deşarj olası değilse tedbir alınarak yapılabileceği maddesinin yer alması şanssızlıktır. Elektrik dışı kullanımlarda deşarj yapılabileceği yine hatalı maddedir.

Teknik Eleman Eksikliği

Jeotermal yasasının çıkarılmasının ardından sektörde yaşanan hızlı gelişme nedeniyle jeotermal kuyuların kazılması için petrol sektöründen kuleler getirilmiştir. Sürdürülen çalışmalarda istihdam edilen sondaj mühendislerinin, tahmin edilebileceği gibi jeotermal deneyimlerinin eksik ve deneyim kazanım hızlarının sektör gelişimiyle aynı olmadığı görülmüştür.

Çevre Etkileri

Sondaj kuyularının açılması sırasında alınabilen önlemlerle çevre etkisi en aza indirilebilmektedir. İşletme sırasında jeotermal kuyulardan ve santral dan havaya ve çevreye verilebilecek zararlar yine önlem alınarak en aza indirilebilir.

Zararlı Gazlar

Emisyon halindeki NCG içindeki zararlı gazlar limitlerin altındadır. Sahalarda üretim devam ettikçe gaz oranları düşmektedir. Ve oranlar limitlerin çok daha altına inmektedir. Termik santrallerle

mukayese edilince bu oranlar çok düşük kalmaktadır. Bütün bunlara rağmen H₂S için işletmelere ölçüm zorunluluğu getirilmesi endişelerin giderilmesine yaramıştır.

Buhar

Buharın nem oranı nedeniyle özellikle incire olgunlaştığı zamanlarda zarar verdiği şikayetlerine rağmen Ege de incirde her yıl yeni üretim rekorlar kırılmaktadır. Örneğin Aydın yöresinde kurulu santrallardan kaynaklanan nem oranı çok düşüktür(%1-2). Diğer yandan hava soğutmalı soğutma kuleleri buhar çıkışını azaltarak daha az nem oranına neden olurlar.

Enjeksiyon Kuyuların Denetimsizliği

Şirketlerin geri basım yaptıkları enjeksiyon kuyularının sağlam olduğu konusunda hiçbir bilgi yoktur. Kontrol testi yapılmadan bilinemez, kendileri de bilemez. Kuyularda zamanla deformasyonların oluşabileceği petrol kuyularının istatistiklerinden bilinmektedir. 2016 tarihi itibarıyla 1.8 milyon kuyunun %35 i hasarlı bulunmuştur. Enjeksiyon kuyusundaki muhafaza borularında kaçak olup olmadığını ve boru arkasında kötü çimento, kanallaşma veya hiç çimento olmaması nedeniyle üst taraflarla irtibatlı olup olmadığı testlerle belirlenmesi gerekir. Ama bu işlemler henüz Türkiye’de mevzuat eksikliği nedeniyle yapılmamaktadır. Ayrıca bazı kuyuların hatalı delinmesi söz konusu olması ve bunun yanında sık sık asit basılması (hatta bazılarında doğrudan kuyu başından basılması) nedeniyle periyodik kontrolü şarttır.

Brine Deşarjı

Özellikle ilk yıllarda şirketlere denetim eksikliği, bilgisizlik ve duyarsızlıkla yaptıkları gizli veya açık deşarjlar günümüzde çok azalmıştır. Ancak “Bir damlasının bile deşarj edilmeden basılması gerekir” şeklindeki açıklamalar bu konuda çevre kirliliğinin bir bakıma sürmesine neden olmaktadır.

Kabarma ve Alçalma

Sahaların işletilmesi sırasında alçalma ve / veya kabarmaların takibi yapılmamaktadır . Oysa dünyanın çeşitli yerlerinde bu yüzey deformasyonları çok uzun yıllardır izlenip araştırılmaktadır (St Harvey et al.,2018). Örneğin Wairakei /New Zealand da alçalma ilk defa 1960 larda fark edilmiş ve 15 metreden fazla alçalma olmuştur (A. Bloomer., et al 2001). Alçalma mekanizmasını ve nedenlerini araştırmak için alçalma çanağında 4000 metre tam karotlu olarak 13 kuyu açılmıştır .

Alçalmada en önemli hasar çökme ile oluşmaktadır. Örneğin NZ Taupo Crown da ani çökme olduğu için yol trafiğe kapatılmıştır. İtalya Modena da birçok bina ve tarihi yapı hasar görmüştür. Svartsengi/ İzlanda sahasında 40 yılı aşkın sürdürülen izlemede 7-14 mm/yıl (1975 – 2015) alçalma görülmüştür (Melissa et al.,2021). Heber /South California sahasında 2005 yılına kadar alçalma varken sonra kabarma görülmüştür (-46 mm/yıl ve +22mm/yıl). Nedeni enjeksiyon seviyelerinin değiştirilmesidir (Mariana et al., 2013). Uydu gözlemleriyle deformasyon değerlendirmeleri yapılmakta ve iyileştirmeler programlanabilmektedir (Lucetina,2010,2012).

Yüzey Çıkışları

Bazı sahalarda sonradan yüzeyde görülen çıkışların çeşitli nedenleri olabilir; Mesela çok sığ kuyulara enjeksiyon yapılması veya enjeksiyon kuyularındaki hasarlar, veya kuyulara çeşitli nedenlerle yüksek basınç uygulanması, sık sık asit yapılması vs gibi nedenler olabilir (MMO,2021).

Diğer Etkiler

Sismisite, radyasyon, termal, gürültü ve görüntü kirliliği.

Yeterli Araştırma

Kabarma, alçalmalar ve yüzey çıkışlarıyla ilgili detaylı araştırmalar yapılmadan ve özellikle sahadaki kuyularla ilgili yeterli bilgi sağlanmadan nedenleri için doğal afet, kuraklık, deprem, fay, yöre halkının fazla su çekmesi gibi açıklamaların yazıldığı raporlar sektöre zarar vermektedir.

SONUÇLAR

Jeotermal enerjinin yenilenebilir, sürdürülebilir, yerli doğal kaynak, verimi yüksek, çok amaçlı olması, meteorolojik koşullardan etkilenmemesi, kömür ve gaz termik santrallerine göre çok daha düşük CO₂ emisyonlara sahip olmasıyla bu enerjiyi çok cazip hale getirmektedir. Ülkemiz bu enerji açısından oldukça zengindir. Ancak jeotermal enerji halk tepkisiyle karşılaşmıştır. Bu nedenle gerekli tüm önemler alınmalı, denetimler yapılmalı ve sonuçlar şeffaf olarak açıklanmalıdır. Özellikle enjeksiyon kuyuları denetlenmelidir. Bütün enjeksiyon kuyularının %100 sağlam olması mümkün değildir. Mutlaka yer altı sularına karışan kuyular veya istenildiği yere basılamayanlar vardır. Bu nedenle periyodik olarak kontrol edilmeleri gereklidir. Batı dünyasında, örneğin ABD'nin bazı eyaletlerinde enjeksiyon kuyuları en az 5 yılda bir (şüpheli görülenler yılda bir) teste tabi tutulurlar. Testten geçemeyenler tamir edilir, tamiri mümkün olmayanlara kuralına göre terk işlemi uygulanır. Kısacası enjeksiyon kuyularına muhafaza borularında kaçak ve boruların arkasında akışkan hareketi olmadığına dair ruhsat verilir ve bu şekilde enjeksiyona devam edebilirler. Yurdumuzda sıfır araçların bile baştan 3 yıl sonradan 2 yılda bir muayeneden geçirilmesini isteyen devletimizin bu konuda bir talebi yoktur. Acilen gerekli yasal düzenleme çıkarılmalı ve denetime başlanmalıdır.

KAYNAKLAR

- A.BLOOMER' & S. CURRIER.(2001). Effects of geothermal induced subsidence. Proceedings NZ Geothermal Workshop
- 2021 Denizli-Sarayköy-Tekkehamam jeotermal sahasında gözlenen sıcak su çıkışlarına ilişkin inceleme raporu. (2021) TMMOB Maden Mühendisleri Odası. Genel Merkez
- Grant, M.A., & Bixley, P.F., 2011 "Geothermal Reservoir Engineering" Academic Press
- Grant, M.A., 2012 "Thermal stimulation: the easiest and least recognised mechanism of permeability change" Paper presented at US/NZ geothermal workshop
- Grant, M., Clearwater, J., Quinao, J., Bixley, P. and Le Brun, M.: Thermal stimulation of geothermal wells: A review of field data. Proceedings, 38th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, St Harvey, M.C., Luketina, K., McLeod, J., and Rowland, J. (2018). Geothermal monitoring using remotely sensed data and cloud computing. Proceedings 40th New Zealand Geothermal Workshop. Stanford University, California. (2013).
- Hole, H.M., 1996. "Seminar on Geothermal Drilling Engineering – March 1996, Jakarta, Indonesia", Seminar Text, Geothermal Energy New Zealand Limited, Auckland, New Zealand.
- Luketina, K. M. 2010. Sustainability and the Democratic Process. World Geothermal Congress, Bali, Indonesia: International Geothermal Association.
- Luketina, K. 2012. The Waikato Regional Geothermal Resource. Technical Report 28, Waikato Regional Council.
- Melissa Anne De Freitas, , Guðni Axelsson and Páll Einarsson(2021). An Analysis of 40 Years of Subsidence due to Geothermal Production from the SvartsengiEldvörp Geothermal System in SW Iceland. Proceedings World Geothermal Congress 2020+1 Reykjavik, Iceland, April - October 2021
- Mariana Eneva, David Adams, Giacomo Falorni, and Jessica Morgan. (2013). Application of Radar Interferometry to Detect Subsidence and Uplift at the Heber Geothermal Field, Southern California. GRC Transactions, Vol. 37, 2013
- NTS 2403:2014, "Code of Practice for Deep Geothermal Wells" Standards Association of New Zealand.

SONDAJ FAALİYETLERİ VE SOSYAL LİSANS

DRILLING ACTIVITIES AND SOCIAL LICENSE

Ö. Günay

ÖZET

Sondaj faaliyetleri Maden Kanununda bir arama yöntemi olarak tanımlanmış, Petrol ve Jeotermal Kaynaklar ve Mineralli Sular Kanunu'nda ise hem arama ve hem üretim yöntemi olarak düzenlenmiştir. Arama yöntemi de olsa üretim faaliyeti de olsa sondaj ,doğal kaynakların bulunması ve işletilmesi amacına hizmet eder. Doğaya karşı yapılan sondaj faaliyeti ise çevre haklarının ihlalini doğurabilir. Dolayısıyla, terazinin bir kefesinde, doğal kaynaklardan faydalanma hakkı; diğer kefesinde ise çevre hakkı vardır. Bu hakların dengelenmesi gerekir. Bu yazıda, çevre hakkı ve doğal kaynaklardan faydalanma hakkının dengelenmesi konusu tartışılacak, sosyal lisans çözümü değerlendirilecektir.

Anahtar Kelimeler: sondaj, sosyal lisans, doğal kaynaklar, maden hukuku, çevre

ABSTRACT

Drilling activities are defined as an exploration method in the Mining Law, and are regulated as both exploration and production methods in the Petroleum and Geothermal Resources and Mineral Waters Law. Whether it is an exploration method or a production activity, drilling serves the purpose of finding and operating natural resources. Drilling activity against nature may result in violation of environmental rights. Drilling activity is important in terms of the right to benefit from natural resources and the right to the environment. In other words, one side of the scales has the right to benefit from natural resources, and the other side has the right to the environment. These rights need to be balanced. In this article, balancing the right to the environment and the right to benefit from natural resources will be discussed and the solution of social licensing will be evaluated.

Keywords: drilling, social licence, natural resources, mining law, the environment

GİRİŞ

Sondaj Tanımı

Sondaj farklı şekillerde anılmakta ise de Wikipedia'da "Dünya yüzeyinde delik açmaya yarayan yöntemlere verilen isimdir." şeklinde tanımlanmıştır.

Hukuken sondaj tanımları ve hukuktaki yeri

Sondaj tanımı ise, hukukumuzda ,farklı kanunlarda farklı şekilde ele alınmaktadır. 5686 Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu'nun 3. Maddenin 11. Fıkrasında 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; 23.Fıkrasında Arama: Jeotermal sistemden akışkan elde etmek amacıyla jeolojik araştırmalarla başlatılan, jeokimyasal ve jeofizik çalışmalarla desteklenen, yapılan tüm çalışmalara ait verilerin değerlendirilmesi sonucu belirlenen lokasyon veya lokasyonlarda amaç ve tekniğine uygun olarak jeolojik takiple açılan sondaj çalışmaları ile üretime yönelik test çalışmalarını da içeren projede belirtilen faaliyetler bütünü, 25.Fıkrasında İşletme: Arama faaliyetleri sonucunda elde edilen kaynağın üretim, kullanım, reenjeksiyon, enjeksiyon, deşarj ve bu faaliyetlere yönelik sondaj çalışmalarını içeren projede belirtilen faaliyetler bütünü şeklinde tanımlanmaktadır.

Türk Petrol Kanunu'nda ise: 2. maddenin d fıkrasında Arama sondajı: Petrol bulmak amacıyla kuyu açılmasını; Tespit sondajı: Petrollü arazinin boyutunu tespit etmek üzere sınırlı sayıda kuyu açılmasını, ı fıkrasında Üretim sondajı: Petrollü arazide üretim amacıyla kuyu açılmasını ifade eder şeklinde düzenlenmiştir.

Konu ile ilgili Maden Kanunu'nda, sondaj ile ilgili olarak arama yöntemi olarak bahsedilmektedir. Detay Arama Faaliyet Raporu: Detay arama döneminde madene yönelik maden arama projesinde belirtilen yöntem ve uygulamalar ile sondaj, yarma, kuyu, galeri gibi arama faaliyetlerine ilişkin bilgileri ve diğer belgeleri kapsayan kaynak raporu. 7. madde de "Ruhsatlı sahalarda görünür rezervi belirlemek üzere yapılan sondaj, kuyu, galeri, desandre gibi işler için" ve bir yatırım olduğu şeklinde düzenlenmiştir.

Her ne kadar yasal düzenlemede yok ise de sondaj işlemi çözelti madenciliğinde üretim yöntemi olarak ve fiilen kullanılmaktadır. Sondaj hem arama ve hem üretim yöntemidir. Dolayısıyla sondaj faaliyeti, farklı kanunlarda hem arama ve hem de üretim yöntemi olarak düzenlenmiştir. Doğal kaynakların aranması veya üretimi amacı ile kullanılmaktadır. Faaliyetin objesi doğal kaynaklardır.

Ancak doğal kaynaklara karşı yapılan bu faaliyetlere karşı, özellikle yerel halkın tepkisi gün geçtikçe artmaktadır. Her türlü yasal izin alınmış olsa bile , çevreyi korumak düşüncesi ile yerel halk örgütlenmekte ve arama için yapılan sondaj faaliyetlerine bile karşı çıkmaktadır.

Tüm yasal izinler alınmış olsa dahi, yerel halk, arama için yapılacak sondaj faaliyetlerine bile karşı çıkmaktadır

Kazdağları ve Artvin dışında ,Ordu'nun Fatsa ilçesine bağlı Yeşiltepe ile Çötelü köylerinde köylülerin karşı çıkışı, Çanakkale'nin Ayvacık ilçesi Arıklı Köyü'nde Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü'nce yapılan sondaja karşı, Aydın'ın Germencik ilçesine bağlı Dağyeni köylüsü Maden Tetkik ve Arama (MTA) tarafından yapılmak istenen bilgilendirme toplantısını protesto, Afyonkarahisar'daki Emirdağ yaylalarında altın arayan şirkete verilen maden arama ruhsatının iptaline yönelik köylülerin açtığı dava, TÜPRAG şirketine Emirdağ'a bağlı Tez köyü sınırları içerisinde mera vasıflı arazinin tahsisine karşı, Seferihisar Orhanlı köylülerinin direnişi Türkiye'nin ilk "Sakin Şehri" (Citta Slow) olarak bilinen İzmir'in Seferihisar ilçesinde zeytinlik ve meyve bahçelerinin ortasında yapılmak istenen jeotermal sondaj kuyuları için İzmir Valiliği tarafından verilen "ÇED Gerekli değildir" kararının yürütmesi mahkeme tarafından durdurulması,İzmir'in Ödemiş ilçesinden kovulan JES şirketinin , şimdi de Tire'ye el atmasına karşılık yerel halkın direnişi, İzmir'in Ödemiş ilçesinde 2 yıl önce halkın protestoları sonucu jeotermal kuyu açmasına izin verilmeyen ABN Madencilik firmasına karşı yapılan protestolar, Nurhak'a bağlı Biçin köyü yakınlarında demir-alüminyum madeni kurmak isteyen şirket, aynı bölge için iki farklı ruhsat alanı göstererek ÇED sürecinden kaçtı. Tokat'ta siyanürle altın arama çalışması yapan Galata Altın İşletmeleri A.Ş.'yi k,Ordu'nun Ünye ilçesinde maden aramak için sondaj yapan şirkete karşı direnen köylüler, başlattıkları oturma eylemine devam etti. Ordu ili Ünye ilçesine bağlı Yeşilkent, Çiğdem, Akçebel ve Üçpınar köylerindeki maden arama çalışmaları kapsamında yapılmak istenen sondaj çalışmaları devam ederken köylüler de topraklarına sahip çıkmak için başlattıkları oturma eylemlerini örnek gösterebiliriz.

Sondaj faaliyeti için mevcut kanunlara göre her türlü izin alındığı halde bu toplumsal muhalefetin oluşması ve her geçen gün gücünün artmasının nedenini araştırmak gerekir.

Yasal düzenlemeler yerel halkın sondaj konusunda bilgilendirilmesine ve konuya taraf olmasında yetersiz kalmaktadır.

İlk söylenebilecek söz belki de yerel halkın mevcut yasal düzenlemelerin yetersiz olduğu yönündeki algısı olabilir. Yerel halk ,kendi toprağında ,bir başkası tarafından sondaj yapılmasının,

dışardan müdahale olduğunu ve zarar vereceğini düşünüyor olur. Bir başka deyişle ,kendinden olmayan birinin zararına katlanmak istememektedir.

Buna karşılık sondaj yapan şirketlerden genel olarak açıklama gelmemekte, yapılan açıklamalarda da ne kadar büyük şirket olduklarını ve çevreye zarar verecek faaliyetleri olmadığını, mevcut kurallar ve yasal düzenlemelerin de üstünde tedbir aldıklarını beyan etmektedirler.

Doğal kaynaklarda mülkiyet sorunu

Öncelikli olarak doğal kaynaklardan elde edilen faydanın paylaşılmasındaki sorunları ve farklı görüşleri inceleyelim. Doğal kaynaklar kimindir sorusuna vereceğimiz cevap bizi bir sonuca ulaştırabilir. Konuyla ilgili görüşlerden ilkinde , doğal kaynaklar ,doğal kaynağın bulunduğu yerdeki toprak mülkiyetine bağlıdır. Tapusu olan ,toprağın altındaki doğal kaynağında tasarruf hakkına sahiptir. Diğer görüş, doğal kaynaklar gayrimenkul hukukundan ayrı olarak, devletin tasarrufundadır. Konu ile ilgili bir diğer görüş, doğal kaynaklar tüm insanlığın malıdır. Tespit edebildiğimiz son görüş ise, doğal kaynakların arama ve üretimi yüksek risk içeren faaliyetlerdir, yüksek teknoloji, büyük risk sermayesi, büyük organizasyon gerektirir. Bu nedenle de bunu ,sadece bu konuda uzman şirketler bu ihtiyacı karşılayabilir. Bu nedenle doğal kaynaklardan yararlanma hakkı ,ait olduğu devlet veya mülk sahibinden çok, bu riski üstlenecek firmaların hakkıdır.

Hangi tarafta iseniz yukardaki seçeneklerden sizin menfaatinize uygun olanı seçebilirsiniz.

Doğal kaynakların kullanımında sürdürülebilirlik kavramı

Doğal kaynakların kullanımında sürdürülebilirlik kavramı artık günümüzde kabul görmüş bir ilkedir. Sürdürülebilir kalkınma konusunu da içeren çevre sorunlarının değerlendirildiği, 1983 yılında BM Dünya Çevre ve Kalkınma Komisyonu oluşturulmuştur. Bu Komisyon tarafından yürütülen çalışmalar sonucunda, 1987 yılında “Ortak Geleceğimiz” başlıklı ünlü rapor yayımlanmıştır. Komisyon’a başkanlık eden Gro Harlem Brundtland’ın, aynı dönemde Norveç Başbakanı olması sonrasında sağlanan güçlü politik destek nedeniyle, “Brundtland Raporu” olarak da adlandırılan bu rapor, “sürdürülebilir kalkınma” kavramına zengin bir içerik kazandırmakla kalmayarak, bunun yaşama geçirilmesine yönelik küresel eylem planına giden yolun temel taşlarını döşemiştir.

Brundtland Raporu’nda getirilen “sürdürülebilirlik” tanımı, bugün için de geçerliliğini büyük ölçüde korumaktadır: “Sürdürülebilir kalkınma, bugünün gereksinim ve beklentilerini, gelecek kuşakların kendi gereksinimlerini ve beklentilerini karşılama olanaklarını tehlikeye atmaksızın karşılamaktır.” (Brundtland Raporu) Bu tanımdan hareketle, yerel yönetimlerin dünya ölçeğindeki çevre kuruluşu niteliğini taşıyan ICLEI – Uluslararası Yerel Çevre Girişimleri Konseyi tarafından sürdürülebilir kalkınma, gelecek kuşakların yaşam düzeylerini tehlikeye atmadan ve bugünün sorunlarını çözerken geleceği yaşanmaz hale getirmeden, toplumların esenlik ve gönenc artışının sağlanabilmesini ifade edecek şekilde tanımlanmaktadır: “Sürdürülebilir kalkınma, temel çevresel, sosyal ve ekonomik hizmetlerin, bu hizmetlerin dayandığı ekolojik ve toplum merkezli sistemlerin varlığını tehdit etmeksizin, herkese sunulabildiği kalkınma olarak tanımlanabilir. Sürdürülebilir kalkınma, yaşayan ve gelecekte yaşayacak tüm insanların, mevcut çevresel sınırlar dahilinde, sosyal ve ekonomik gelişmeye adil olarak katılmalarını sağlayabilmek için gerekli olan üretim ve tüketim tarzlarındaki değişimlerle ilgilidir.”

Bu nedenlerle doğal kaynakların kullanımın karşılığı sadece ve yalnızca kalkınma ve büyüme olmamalıdır. Kalkınma ,sürdürülebilir kalkınma anlamında , “bizden sonraki nesillerinde kullanımına bırakılmalı” şeklinde anlaşılmalıdır.

Nitekim Jeoloji Mühendisleri Odasının web sayfasından alıntıladığımız kısımda da “Ülkelerin kalkınmalarını sürdürebilmeleri ve hızla artan dünya nüfusunun ihtiyaçlarının karşılanabilmesi için daha fazla doğal kaynağın araştırılarak bulunması ve ortaya çıkarılması zorunlu hale gelmiştir. Geçtiğimiz

yüzyıllarda yer kabuğunun yüzeyinde veya yüzeye yakın noktalarında yer alan kaynakların azalması/tükenmesi nedeniyle insanoğlu, yer kabuğunun daha derin noktalarında araştırma, üretim ve geliştirme çalışmaları yapma ihtiyacı hissetmiştir. Yer kabuğunun daha derinlerinde yer alan kaynakların araştırılması, üretimi veya geliştirilmesinde sondaj ve sondaj teknolojisinin gelişimi insanoğluna yardım etmiş bunun sonucunda da günümüz dünyasında sondaj teknolojisi ve sondaj mühendisliği hizmetleri önemli bir gelişim göstermiştir. Yer kabuğunun binlerce metre altına inilerek kaynakların keşfedilmesi, üretimi ve geliştirilmesi son yıllarda geliştirilen sondaj teknolojileri sayesinde ekonomik olarak sürdürülebilir bir noktaya taşınmış bulunmaktadır. 1 “ şeklinde ifade edilmiştir.

Yatırımcı açısından sürdürülebilirlik

Oysa konuya farklı açılardan bakıldığında, yatırımcı açısından sürdürülebilirlik, ait olduğu ekonomik yapı nedeniyle mikro ekonomik hedef açısından kar ve makro ekonomik açıdan büyüme ihtiyacına karşılık gelmelidir. Başka deyişle, mevcut işletmesinde daha fazla doğal kaynak üreterek ,daha fazla kar edebilmeli ve daha fazla doğal kaynağa sahip olup, işletmelidir, Büyüme hedefini yerine getirmelidir. Oysa doğal kaynaklar tükenebilir varlıklar olup, sonlu bileşenlerdir. Bu nedenle yatırımcı ,tükenebilir kaynaklardan hızlı ve verimli bir şekilde faydalanma ihtiyacı ile doğal kaynakların tükenmesi ikilemi içindedir.

Bilim ve teknoloji, yatırımcının tasarrufunda ise, daha derindeki ve daha az nitelikli doğal kaynakları üretmek için çaba sarf edecek, önüne engel çıksın istemeyecektir. Bu nedenle çok derinlerden ve çok az nitelikli doğal kaynakları üretmek isteyecek ve bu durum yatırımcı için sürdürülebilir olacaktır.

Yerel halk açısından sürdürülebilirlik

Yerel halk ise sürdürülebilirlik konusunda yatırımcıdan farklı düşünüyor olmalı ki, kendinden önce var olan doğal kaynağa ,kendi ihtiyacı kadar kullanıp, kendinden sonraki nesile de korunmuş ve kulllanmış bir biçimde bırakmak istiyor olabilir. Köyündeki su kaynağını kullanıp, belki bir çeşme yapıp ,kendi torunlarına da aynı şekilde bırakmak isteyebilir; ya da jeotermal kaynağı ılıca olarak kullanmaya devam isteği olabilir.

DOĞAL KAYNAKLAR KALKINMA İÇİN KULLANILMALIDIR ÖNERMESİ KİMİN MENFAATİNE DİR?

Türkçede kalkınma, ilerleme (terakki) modernleşme, çağdaşlaşmanın eşanlamlısı olarak kullanılmaktadır. Kalkınma yerine de “gelişme” kavramı tercih ediliyor. Latin kökenli Batı dillerinde “development / underdevelopment”, ikilemi bizde, kalkınma/azgelişmişlik veya gelişmişlik/azgelişmişlik biçimini almaktadır. Kemal Demiray’ın Temel Türkçe sözlüğünde kalkınma, kalkınmak eylemi, kalkınma hızı, bir ülkede iki tarih arasında ekonomideki gelişme olarak anılmaktadır. Türk Dil Kurumu Sözlüğü’nde ise, kalkma, kalgımak, kalkındırmak, kalkınmasını sağlamak; kalkınmak, düşmüş olduğu perişan durumdan kurtulmak şeklinde tanımlanmaktadır (Başkaya, 2011). Tanımlara bakıldığında hepsinde ortak olan içerik olumludur. Arzu edilebilir, ulaşılması gereken olarak gözükmektedir.

Kalkınma Kavramının Geçmişi

Ulus devletlerin kurulmasından önceki dönemde kalkınma kavramına rastlanmamaktadır. Ulus devletlerin kurulmasından sonra, uluslar arasındaki kabul edilemeyen eşitsizlikler kalkınma kavramını da doğurmuştur. Bu nedenle Kalkınma kavramı 1950 ’li yıllardan itibaren literatüre girmiştir (Başkaya, 2011). Önceki dönemde geçerli olan “ilerleme”, “modernleşme”, “batılılaşma” veya “muasır medeniyetler seviyesi” ifadelerinin yerini kalkınma sözcüğü almıştır.

¹ TMMOB Jeoloji Mühendisleri Odası (jmo.org.tr) 7,07,2022 tarihinde alınmıştır.

Benzer açıklama “Kalkınmanın deniz feneri İkinci Dünya Savaşı’ndan hemen sonra inşa edilmiştir. Avrupalı sömürgeci devletlerin çökmesinden sonra ABD, kurucu babalarının vasiyet ettiği “yol gösterici fener” olmak görevine dünya çapında bir boyut kazandırma fırsatı bulmuştur. Kalkınma fikrini ABD ortaya attıktan sonra bütün ülkelere kendisini izleme çağrısında bulunmuştur. Bundan sonra Kuzey ile Güney arasındaki ilişkiler bu kalıba uygun olarak sürdürülecek; “kalkınma” cömertlik, rüşvetçilik ve Güney’e ilişkin politikaların özelliği olan baskının karışımı bir genel çerçeve içinde gerçekleşmiştir. Yaklaşık yarım yüzyıl boyunca gezegen üzerinde iyi komşuluk, “kalkınma” kavramı ile birlikte düşünülmüştür (Sachs, 2007).

Kalkınma kavramının ilk defa ABD Başkanı Truman’ın 20 Ocak 1949 tarihindeki başkanlığa seçildiği gün yaptığı konuşma ile başladığını söyleyen görüşler de mevcuttur (Estevo, 2007). Bu konuşmasında Truman: *“Az gelişmiş bölgelerin geliştirilmesi için ve ekonomilerinin büyütülmesi için bilimsel ilerlememizi ve endüstriyel gelişmemizi yeni bir cesur program ile bu bölgelere sunmamız gerekiyor. Eski emperyalizmin başka ülkelerden kar elde etmesi gibi bir anlayışın bizim programımızda yeri yoktur. Bizim tasarladığımız demokratik ve namuslu alışveriş yapma ilkesini temel alan bir kalkınma programıdır”* ifadelerini kullanmıştır.

O halde kalkınma kavramının İkinci Dünya Savaşından sonra 1950’li yıllarda ortaya çıktığını ve az gelişmiş ülkeleri, gelişmiş ülkelerin seviyesine çıkartmak amacı taşıdığını söyleyebiliriz. Kalkınma kavramının, gelişmiş olan ABD’nin ortaya çıkardığını da vurgulamak gerekmektedir.

Ayrıca Estevo (2007)’nün “Günümüzde dünya nüfusunun üçte ikisini oluşturanların kalkınmayı herhangi bir kalkınmayı hayal edebilmeleri için önce kendilerinin azgelişmiş olduğunu algılamaları ve bu kavramın yaptığı çağrışımların bütün yükünün farkında olmaları gerekiyor” açıklamasına da hak vermemek mümkün değildir. Kalkınma kavramını tanımlayanlar, azgelişmiş ülkeler için iki hedef öngörmüşlerdir. Bunların ilki “herkes yarışta en önde gibi olacaktır (Küçük Amerika yaratma); ikincisi ise önde gidenler gibi olmak mümkündür. Bunun sonucunda, insanlar kalkınma diye bir şeyin mevcut olduğuna, bunun olumlu ve arzulanan bir şey olduğuna inandırılmıştır.

Sınırsız kalkınma hedefi sonucunda, kalkınma amacının sınırsız kullanımı ile hava, toprak, gürültü, elektromanyetik, genetik, ışık, görsel, sınırı aşan, küresel, uzay, atmosfer, uluslararası kirlilik yanında, ormansızlaşma, küresel ısınma ve asit yağmurları ile karşılaşmıştır. Çevreci tepkilerin yoğunlaşması ve kirliliğin insan hayatını hissedilir derecede etkilemesi sonucu sınırsız kalkınma kavramının değiştirilmesi ve sınırlandırılması uluslararası bir ihtiyaç halini almıştır.

Sürdürülebilir Kalkınma

Yukarıdaki açıklamalar neticesinde, “Sürdürülebilir Kalkınma” kavramı, ilk uluslararası ifadesini, Haziran 1972’de İsveç’in Stockholm kentinde yapılan “Birleşmiş Milletler İnsan Çevresi Konferansı” sırasında bulmuştur. “6 Haziran BM Dünya Çevre Günü”ne adını vermesi dışında hatırlanmakta güçlük çekilen bu Konferans’ın temel çıktısı olan Stockholm Bildirgesi’nde, çevrenin “taşıma kapasitesine dikkat çeken, kaynak kullanımında kuşaklar arası hakkaniyeti gözetken, ekonomik ve sosyal gelişmenin çevre ile bağlantısını kuran ve kalkınma ile çevrenin birlikteliğini vurgulayan ilkeler, “Sürdürülebilir Kalkınma” kavramının temel dayanaklarını ortaya koymuştur.

1983 yılında BM Dünya Çevre ve Kalkınma Komisyonu oluşturulmuştur. Bu Komisyon tarafından yürütülen çalışmalar sonucunda, 1987 yılında “Ortak Geleceğimiz” başlıklı ünlü rapor yayımlanmıştır. Komisyona başkanlık eden Gro Harlem Brundtland’ın, aynı dönemde Norveç Başbakanı olması sonrasında sağlanan güçlü politik destek nedeniyle, “Brundtland Raporu” olarak da adlandırılan bu rapor, “sürdürülebilir kalkınma” kavramına zengin bir içerik kazandırmakla kalmayarak, bunun yaşama geçirilmesine yönelik küresel eylem planına giden yolun temel taşlarını döşemiştir.

Brundtland Raporu’nda getirilen “sürdürülebilirlik” tanımı, bugün için de geçerliliğini büyük ölçüde korumaktadır: “Sürdürülebilir kalkınma, bugünün gereksinim ve beklentilerini, gelecek kuşakların kendi gereksinimlerini ve beklentilerini karşılama olanaklarını tehlikeye atmaksızın karşılamaktır” (Brundtland Raporu, 1987). Bu tanımdan hareketle, yerel yönetimlerin dünya ölçeğindeki çevre kuruluşu niteliğini taşıyan ICLEI – Uluslararası Yerel Çevre Girişimleri Konseyi tarafından sürdürülebilir kalkınma, gelecek kuşakların yaşam düzeylerini tehlikeye atmadan ve bugünün sorunlarını çözerken geleceği yaşanmaz hale getirmeden, toplumların esenlik ve gönenç artışının sağlanabilmesini ifade edecek şekilde, raporda şu şekilde tanımlanmaktadır: Sürdürülebilir kalkınma, temel çevresel, sosyal ve ekonomik hizmetlerin, bu hizmetlerin dayandığı ekolojik ve toplum merkezli sistemlerin varlığını tehdit etmeksizin, herkese sunulabildiği kalkınma ”olarak tanımlanabilir. Sürdürülebilir kalkınma, yaşayan ve gelecekte yaşayacak tüm insanların, mevcut çevresel sınırlar dahilinde, sosyal ve ekonomik gelişmeye adil olarak katılmalarını sağlayabilmek için gerekli olan üretim ve tüketim tarzlarındaki değişimlerle ilgilidir.

Bunun sonucunda, yaklaşık 50 yıl süren kalkınma kavramının yaşamı sona ererek, yerini sürdürülebilir kalkınma kavramına bırakmıştır.

Sürdürülebilir kalkınma kavramının bugünkü durumu:

Sürdürülebilir kalkınma, bugün hala, gerek hükümetlerin ve gerekse çevreye karşı faaliyet gösteren firmaların misyonu olarak lanse edilmeye devam edilmektedir. Gerek dünyada ve gerekse ülkemizde sürdürülebilir kalkınma ve özelinde sürdürülebilir madencilik tüm şirketlerin genel stratejileri arasında yer almaktadır.

Ancak geçen 20 yılda sürdürülebilir kalkınma ve özelinde sürdürülebilir madencilik bir yol almışsa da; beklenen sonuç sağlanmış gözükmemektedir. Sürdürülebilir madencilik, madencilikteki ÇED (Çevre ve Etki Değerlendirme) raporlarının kısmen de olsa hayata geçirilmesi ile bir aşama kaydetmiştir. Fakat bununla ilişkili eleştiriler de yapılmaya başlanmıştır: “Günümüzde, ÇED sürecindeki Halkın Katılımı Toplantısı’nın ya da reklam kapsamı dışına çıkamayan halkla ilişkiler çalışmalarının yöre halkının madencilik projesini benimsemesi (sosyal onay) için yeterli olmadığı, artık anlaşılmıştır (Oygur, 2019).

Yine benzer şekilde sürdürülebilir madenciliğin kavram olarak hoş karşılanmasına rağmen, içeriğinin tam belirlenmemesi ve ölçülememesi nedeniyle de eleştirilere neden olmaktadır. Nitekim “Ayrıca sürdürülebilirliğin “sektörel karar alma süreçlerine ölçülebilir şekilde entegre edilememesi de bu kavramın, maden şirketlerinin faaliyetlerini sorunsuz uygulayabilmeleri için çevreci bir göz boyama olarak kullandıkları bir kavram” değerlendirilmesi yapılmasına neden olmaktadır (Vanclay, 2004; Kirsch, 2009).

Bu eleştirilerin artması, sürdürülebilir madenciliğin kendinden beklenen faydaları karşılamaması nedenleri ile ve belki de sürdürülebilir madencilğe bir içerik kazandırmak amacı ile madencilikte “sosyal onay” kavramı gündeme getirilmiştir.

Sosyal Onay

Sosyal onayla ilgili olarak dünyada, 90’lı yılların başında, iyi belgelenmiş kimyasal sızıntılar ve atık barajlarının yıkılması olaylarına bağlı olarak toplumla artan çatışmaya girmesi sonucunda madencilik sektörü, kendisini kamuoyunun yakından incelemesi altında bulmuştur. 1997’de, Dünya Bankası’nın düzenlediği “Madencilik: Gelecek 25 Yıl” konferansında, James Cooney yaptığı “Politik Riskin Yönetiminde Öne Çıkan Konular” başlıklı sunumda İşletme İçin Sosyal Lisans alınmasını önermiş ve madencilik yazınına girmiştir (Thomson ve Boutilier, 2011). Şu hâlde Sosyal Onay kavramı sürdürülebilir kalkınma kavramıyla yakından bağlıdır. Sosyal onayın tanımı ilk kez Joyce ve Thomson (2000) tarafından “Bir maden arama veya işletme projesine ait etkinliklerin yürütülmesi için toplumun geniş anlamda

kabulüne, onayına sahip olunduğunda işletme için Sosyal Lisans mevcuttur” şeklindeki açıklamalara rastlanmaktadır (Oygur, 2018).

Sosyal onayı anlatacak en iyi sözcükler ise şu şekilde ifade edilebilir: ‘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.’ Pierre Lassonde - Newmont Mining Corporation Başkanı

Yukarda da anlatıldığı üzere yasal her türlü yasal izin alınmasına rağmen halkın tepkisi ,sosyal onay (lisans)ın alınmadığı, halkın onay verdiği projelerde ise sosyal lisansın alındığı varsayılmaktadır.

Sosyal onaya ihtiyaç duyulmasının nedenleri:

- Mevcut Çed sürecinin, projeye karşı çıkışları minimize edecek şekilde uygulanamıyor olmasından,
- Çed yönetmeliğinin yetersizliğinden,
- Projelerin bilimsel anlamda hazırlanmaması ve süreç içinde sadece yasak savma anlamında denetimlerin yapılıyor olmasından,
- Doğal kaynakların mülkiyeti konusundaki tartışmalardan

kaynaklanıyor olabilir.

Endojen Kalkınma

Endojen kalkınma her ülkenin kendi özgeçmişine ve kendi öz kaynaklarına dayalı, orijinal bir kalkınma yolu bulması, sürece egemen olması, kitlelerin, son analizde bir toplumsal değişim süreci olan kalkınmaya aktif olarak katılması, sürecin öznesi durumuna gelmesi, kar maksimizasyonu yerine, gelir maksimizasyonunun alması, özel sermayenin kar oranını yükseltmesi yerine, yaşam kalitesinin yükseltilmesi kaygısının öne çıkarılması, neoklasik iktisadi yaklaşımların yerine sermaye birikiminin değil maddi refahın ortaya çıkarılması gibi tezleri içermektedir (Başkaya, 2007).

Buraya kadar yapılan açıklamalarla, kalkınma kavramının giderek sınırlandırma isteğinin öne çıktığı, içerik olarak belli aşamalar kaydederek, sürdürülebilir kalkınma ve sosyal onay (sosyal lisans),endojen kalkınma olarak gelişme gösterdiği görülmektedir.

SONUÇ

Bu kavramlara yapılan en güçlü karşı geliş düşüncesi ise, “kalkınmamış sayılanlar, kalkınmışlığı temsil edenler tarafından tanımlanıyor. Kalkınmış olduğu varsayılanlar ötekilerin kalkınmamış olduğuna karar veriyorlar. Kalkınmışlığa hüküm giymiş olanlar, ancak cezalarını çekerek, ıslah olarak, ötekilere benzeyerek bu durumdan kurtulabilirler” şeklinde açıklanarak öncelikli olarak tanımlarda usul hatasını vurgulamaktadır.

Bir diğer eleştiri ise, kalkınmanın yalnızca GSMH ile ölçüldüğü, parasal karşılığı olmayan hiçbir şeyin GSMH’ya dahil edilemeyeceği ve kalkınmışlık ölçüsü olamayacağı yönünde idi. Ancak, kalkınma sadece maddi refahın (beslenme, barınma, sağlık, eğitim, fırsat eşitliği vb.) artması değil, aynı zamanda, insan hakları, siyasal haklar uygun bir doğal ve sosyal çevrede yaşama vb. de, artık refah göstergeleri arasına dahil edilmiş durumdadır.

Böylece sürdürülebilir kalkınma, sürdürülebilir madencilik ,yeni tip madencilığe karşı gelmemekte, sömürge tipi madencilüğün devamını sağlayan bir kavram olarak karşımıza çıkmaktadır.

Buna karşılık ,yoksulların daha fazla yoksullaşmasının sürdürülmesinin önüne geçmek için sosyal onay kavramı geliştirilebilir. Sosyal onayı etkileyen çok çeşitli değişkenler ve henüz yeni bir kavram olması nedeniyle, belli bir reçetenin ileri sürülememesi, sosyal onay konusunda daha fazla çalışmayı gerektiriyor.

Ancak temel eleştiri, doğal kaynakların mevcut sistemde kâr amacı ile yapılıyor olması, mülkiyet kavramının doğal kaynaklar üzerinde de genişlemesi ile açıklanmasıdır. Bunun sonucunda sürdürülebilir kalkınma sadece mülk ve sermaye sahiplerinin kalkınmasının sürekliliğini değil, yoksulların ise daha yoksullaşmasına engel olacak ve doğal kaynakların gerçek sahiplerine iadesine neden olacağı yönündedir.

KAYNAKLAR

- Başkaya, F., 2011, “Kalkınma İktisadının Yükselişi ve Çöküşü”, Öteki Yayınevi, Ankara.
- Sachs, W. 2007, “Kalkınma Sözlüğü”, Özgür Üniversite.
- Estevo, G., 2007, “Kalkınma Sözlüğü”, Özgür Üniversite.
- Yaylaci, E. ve Duzgun, S. (2015). Madencilik Sektörü için Sürdürülebilirlik Kriterleri, 5. Madencilik ve Çevre Sempozyumu.

GELİŞTİRİLMİŞ JEOTERMAL SİSTEM PROJELERİNDE KARŞILAŞILAN PROBLEMLER MAJOR CHALLENGES ON ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEM PROJECTS

H.O. Aydınli^{1,*}

¹bePetro Consultancy

(*Sorumlu yazar: operation@be4petro.com)

ÖZET

Enerji kaynaklarında sürdürülebilirliğin sağlanması ancak yenilenebilir enerji kaynaklarının uzun vadeli olarak sisteme entegre edilmesi ile sağlanabilmektedir. Güneş, rüzgar, jeotermal ve hidroelektrik başlıca yenilenebilir enerji kaynaklarıdır. Bu kaynaklar arasında, jeotermal enerji diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına kıyasla yüksek verimlilik oranı ile farklılık göstermektedir. Jeotermal enerjide amaç yerin ısısını jeotermal akışkan vasıtası ile yüzeye taşımaktır. Jeotermal çalışmalarının büyük bir çoğunluğu geleneksel jeotermal çalışmalarından oluşuyor olsa da, son dönemde araştırmalar daha çok Geliştirilmiş Jeotermal Sistem (GJS) projeleri üzerine yoğunlaşmıştır. GJS, Kızgın Kuru Kayaç (KKK) sistemlerinden türetilmiş olup, enerji ihtiyacının karşılanmasında önemli bir role sahiptir. GJS bütün ülkelerin enerjide sıfır karbon hedeflerine ulaşmasını sağlayacak değerli bir üretim metodudur. Buna karşılık, GJS projeleri sondaj, kuyu yapısı ve hidrolik çatlatma alanında konvansiyonel yöntemler ile karşılaştırıldığında yeni problemler ortaya koymaktadır. Bu çalışmada, GJS projelerinde karşılaşılan zorluklarla ilgili genel bir değerlendirme sunulmaktadır.

Anahtar Sözcükler: Geliştirilmiş Jeotermal Sistem, Sondaj, Hidrolik Çatlatma, Kızgın Kuru Kayaç

ABSTRACT

The sustainability of the energy supply can only be achieved to use long-term energy transformation of renewables. Major renewable energy sources are solar, wind, geothermal, and hydroelectric energy. Geothermal energy varies from other renewables with its high efficiency rate. The fundamental purpose of geothermal energy is to generate electricity by transferring the earth's heat to the surface via geothermal fluid. Although the major focus for geothermal energy was conventional production, recent studies are mainly dealing with the non-conventional geothermal application which is called Enhanced Geothermal Systems (EGS). EGS derived from Hot Dry Rock (HDR) can play an important role in meeting energy demands. EGS is considered a valuable energy production method to achieve carbon free goals of all countries. However, it brings many new challenges on drilling, well integrity, and hydraulic fracturing. In the current study, an overview was presented about significant challenges on EGS.

Keywords: Enhanced Geothermal Systems, Drilling, Hydraulic Fracturing, Hot Dry Rock

INTRODUCTION

Geothermal energy, which exploits the earth's heat via geothermal fluid, has been used for a variety of purposes over the centuries. For thousands of years, the Maoris of New Zealand and aboriginal Americans used hot spring water for medicinal and nutritional purposes. The Romans and Greeks had geothermally heated spas. People in Pompeii who lived near Mount Vesuvius employed hot water from the soil to heat their homes. The Romans exploited geothermal fluids to cure skin and eye ailments. The Japanese have been experiencing geothermal baths for generations. In addition, geothermal energy was first economically employed for district heating in Boise, Idaho, USA in 1892 (Nersesian, 2010). Later in the nineteenth century, advances in thermodynamics led to the creation of power (electricity) from geothermal heat by converting hot steam energy into mechanical energy and,

subsequently, into electricity via generators and turbines. Obviously, the generation of geothermal power is associated with the Larderello in northern Italy (Stober and Bucher, 2013) as the first geothermal development for industrial applications.

Many geothermal power plants have recently been built all over the world. The majority of them are powered by traditional geothermal processes. Although the basic concept is the same, there is another approach to collecting the heat from the subsurface known as Enhanced (or engineered) Geothermal Systems (EGS). EGS, formerly known as hot dry rock (HDR) systems, arose from a concept developed in Los Alamos (USA) and Cornwall (UK) for utilizing the huge energy resource that exists as heat in the low-permeability rocks that underpin most continental regions at practically accessible depths. The primary idea is to design hydraulic links between two or more boreholes within the target reservoir to allow fluid to circulate through the heated rock at commercially viable rates. A significant amount of research has been undertaken in traditional HDR settings to discover artificial links with the desirable properties of a heat exchanger (Tester et al., 2006)). The primary distinction between EGS and conventional geothermal applications is their reservoir mechanism. Though conventional geothermal applications employed natural reservoirs, EGS reservoirs were artificially constructed (Clure and Horne, 2014).

HDR formations are typically encountered at depths of 3-6 km. The wells are connected together via an artificial fracture network. Basically, the fluid passes through the injection and production wells, absorbing heat from the underground and eventually reaching the surface (Moska et al., 2021). Basic EGS concepts were demonstrated in Figure 1.

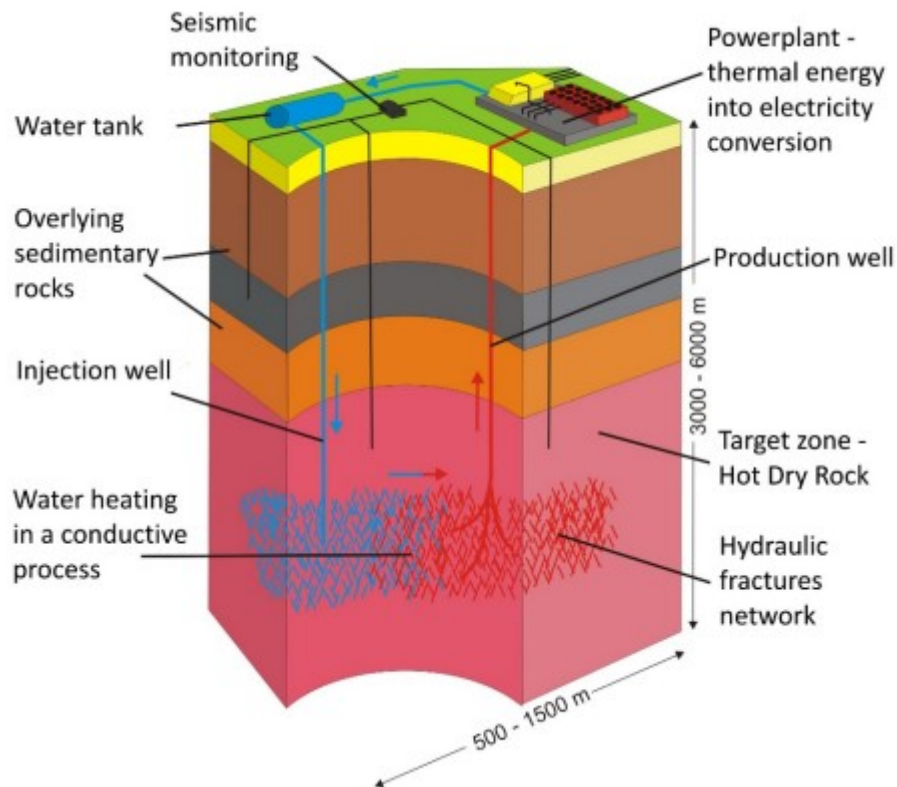


Figure 1. Basic concepts for doublet EGS

Theoretically, the design and implementation of EGS appear simple. However, it introduces several additional challenges in the areas of drilling, well integrity, and hydraulic fracturing (Jeanloz and Stone, 2013). Deep drilling beneath the top crustal lithosphere to develop EGS technology involves

several scientific and technological barriers. Among these is the need to enhance inadequate hydraulic connections between production/re-injection wells and fractured reservoirs by improving well trajectories whilst taking stress field direction and fracture geometry into consideration. Furthermore, the physical mechanisms and mechanics of generated seismicity in geothermal systems remain poorly understood, posing a significant challenge to be solved. Finally, the long-term hydraulic circulations between wells that induce flow, heat transfer, and chemical reactions must be analyzed, simulated, and projected (Genter et al., 2010).

Several studies were observed during the EGS investigations to contribute to practical EGS design and development to overcome the challenges. For example, using external fluids to stimulate generates micro-seismic activity (Majer et al., 2007). Microseismic activity causes earthquakes and the reactivation of tectonic movements (Gan and Lei, 2020). In a broad perspective, analysis techniques such as mathematical models and numerical simulation were employed to assist in managing these difficulties, evaluating the viability of EGS at various geothermal locations, and developing and executing geothermal system operations (White et al., 2018). In addition to drilling and well integrity, studies are hot topics for EGS. Recently, ENGINE (The Enhanced Geothermal Innovative Network for Europe) is a European Research Group comprised of 35 research and development sub-groups that have conducted research to manage drilling costs for EGS. The goal of that study is to reduce drilling costs by 20-30%, exploratory costs for a geothermal project by 20%, and the efficiency of generating power from the heat by 20% by 2020 in order to increase the popularity of EGS in Europe (Cladouhos, 2018).

EGS has the capacity to produce more than 70 GWe of electricity by 2050. However, further investigations are needed to determine the viability of EGS technology to overcome challenges for EGS projects. The goal of this study is to present the key challenges of drilling, well integrity, and hydraulic fracturing in the EGS at a glance.

ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEMS CHALLENGES

EGS Systems challenges can be classified into 3 major groups: drilling, well integrity, and hydraulic fracturing. A principle review is conducted for each challenge to depict the impact on the feasibility of EGS projects.

Drilling

The cost of establishing a geothermal field has been estimated to be between 4.5 and 5.5 million USD per installed MW, about half of which is spent on well drilling and completion (DiPippo, 2016). Several studies were conducted to improve the drilling technologies for geothermal operations. The Geothermal Technology Program (GTP) of the United States Department of Energy (DOE) has financed the development of drilling technologies to lower well installation costs and improve the profitability of conventional and enhanced geothermal wells (Dick et al., 2012).

Petroleum and geothermal well drilling vary depending on geological and physical characteristics such as rock type, reservoir pressure, temperature, casing and well design, and well completion procedure (Moya et al., 2018). Drilling is an important technique in reservoir exploration, analysis, extraction, and reinjection. Geothermal drilling is associated with a number of characteristics. Long-term geothermal exploration requires large-diameter wellbores at deeper depths. Drilling a geothermal well is extremely expensive since geothermal reservoirs are often positioned in volcanic rather than sedimentary rocks. As a result, the rocks encountered when drilling a geothermal well are harder, abrasive, and more fractured than those encountered in the oil and gas industry. The rising temperature causes rapid wellbore pipe corrosion and reduces the life of other components (Sircar et al., 2022).

Special case studies were performed to explore the compatibility of drill bits for hard and abrasive formations. Inappropriate bit selection can affect the bit hours. Tripping operations may occur more frequently. In addition to these challenges, having high torque in abrasive formations can damage bit rollers resulting in more complicated fishing operations. In that case, Iceland and west of Shetland basalt formations, and South Australia and Vietnam granite formations were observed to provide more information about drill bits (Dick et al., 2012). Based on simulations and an assessment of previous drilling investigations, roller cone or diamond-impregnated drill bits were determined to be the optimum choice for drilling hard basement rocks. However, in some conditions when basalts, granites, diorites, and granodiorites have lesser strength or are interbedded with softer rocks like volcanic tuff, a more aggressive bit type may produce better penetration rates while still providing enough durability to last 50 hours or more (Dick et al., 2012). Rotary drilling bits are categorized as roller or fixed cutter bits based on their design and drilling mechanism. The most common and widely utilized are milled tooth bits, tungsten carbide insert bits and PDC (polycrystalline diamond compact) bits. PDC bits typically have greater ROPs but are more expensive than roller bits. Because of the lack of elastomer-seal rolling components, PDC bits have a long life and high thermal resistance when used in geothermal drilling. PDC bits, on the other hand, perform poorly when drilling abrasive and cohesive formations or hard formations in the geothermal area. As a result, insert bits intended for hard rocks have largely been employed in geothermal well drilling to date (Naganawa, 2015).

Well Integrity

Well integrity issues during the drilling and production stages are a common concern in geothermal well drilling operations. Casings, annulus cement, and liners play major roles in well integrity; since a geothermal well should endure considerably longer than a standard hydrocarbon well, the significance of well barriers becomes prominent in geothermal drilling. In contrast to other difficulties for geothermal well drilling operations, casing and cementing problems appear to have the greatest impact on well integrity (Allahvirdizadeh, 2020).

According to Salim and Amani (2013), the most critical issues for geothermal include circulation loss and thick filter cake, which are likely to reduce cement formation bond strength; high temperature, which results in cement strength retrogression; and the presence of corrosive components such as CO₂. The major and oldest difficulty in a drilling operation that directly affects well integrity is lost drilling fluid circulation (Bugbee, 1953). It will increase the amount of non-productive time, resulting in an increase in cost. According to one assessment (Rehm et al., 2009), circulation loss-related expenditures accounted for approximately 10% of overall non-productive time spent in the Gulf of Mexico between 1993 and 2003. Since drilling fluid and lost circulation chemicals are generally expensive (25–40% of overall drilling expenses are connected to drilling fluid costs (Lecolier et al., 2005), their loss can have a major impact on costs (Lavrov, 2016). Furthermore, it has been observed that circulation loss costs account for 10-20 percent of total drilling operation expenses (Mansure et al., 2002). According to a report (Finger and Blankenship, 2010), circulation loss costs in geothermal drilling operations in the United States are roughly 10% of total well expenses and 20% for exploration wells. In the Hengill region of Iceland, 75% of drilled geothermal wells experienced circulation loss and wellbore collapse (Sverrir, 2014). These issues may result in poor cement work, placing the well's integrity at risk. Casing expansion over production in geothermal wells must be prevented by thoroughly cementing the casing. The casing's role becomes increasingly crucial during the production phase of a geothermal well, where finishing components are fitted because it can cause surface vibration and even blowouts owing to fluid/steam flow expansion (Saito, 1995).

Casing and cementing costs are considered in the completion of deep wells. Another approach to reducing expenses is to line the well with extensible casing. Considerable effort has gone into the creation of specialised equipment for use with expandable casings (Benzie et al., 2000; Filippov et al., 1999). However, in terms of durability, cement stability at high temperatures causes well integrity issues

throughout the well life cycle (Ostroot and Shryock, 1964). Shell Development has patented a solution that enables tubular casing plastic deformation on-site (Stewart et al., 1996).

Hydraulic Fracturing and Stimulation

Since the HDR formations have no permeability or extremely poor permeability, reservoir stimulation, using HF, is the only approach to access such reserves (McClure and Horne, 2014). Deep wells in EGS are analogous to oil and natural gas wells, as well as completion drilling techniques. The variations are due to greater depth, a larger magnitude of strains, higher temperatures, and the existence of crystalline, igneous rocks, which are commonly used as heat exchangers (Tester et al., 2006). EGS models provide for drilling at least two (doublets) or more (e.g., a triplet) wells connected by in-situ fracture mechanisms. The HF methodology for the EGS project is identical to that of the natural gas operation. The most important technological target that must be fulfilled during this procedure is the prediction of fracture geometry and estimation of propagation direction between wells, in order to gain hydraulic conductivity while preventing thermal short-circuiting, which leads to a decrease in the temperature of the received fluid (McClure and Horne, 2014).

The proppant grains are transported by the fracking fluid and fill the cracks. The fracturing process terminates when a pump with sufficient capacity and pressure is turned off; after the flow is turned off, the fluid filtrates through the pore space of the rock, causing a steady pressure reduction. The formation stresses begin to overcome the inducted pressure, causing the crack to close. The proppant grains that remain in the crack prevent it from closing completely and losing hydraulic conductivity. As a result, the propped fractures serve as extremely permeable arteries that connect the well to the reservoir (Kasza, 2019). Fresh water is the most widely employed process fluid in the intrusive HDR layers. Water with various chemical additives is also needed in some circumstances, particularly when fracturing in tight sediments, to minimise undesired liquid-rock interactions. Polymer-based fluids have improved transport characteristics due to their enhanced viscosity. It enables the inclusion of proppant materials, which impede fracture closure after the operation (Economides and Martin, 2007).

HDR system modeling is a difficult and costly process since it requires an understanding of critical rock features during reservoir operations. In addition, a long-term reservoir performance forecast is essential. Reservoir simulation is a well-known technique for pre-existing hydrothermal resources including hot water, steam, or multi-phase reservoirs in fractured/porous rocks (Sanyal et al., 2000). A numerical modeling tool is recommended to comprehend the dynamics between the various alternative phenomena occurring within the reservoir. Considerable efforts have been made in the domain to build 1D, 2D, and 3D geometric models that use a stochastic fracture network model to estimate the thermal performance of HDR systems over time (Robinson and Kruger, 1998).

By pumping fluid at high pressure, hydraulic fracturing (HF) creates an artificial fracture in the reservoir or reopens a pre-existing fracture (Economides and Martin, 2007). However, EGS stimulation can have a harmful effect on the environment. EGS initiatives are still in their early phases, with difficulties to overcome, knowledge to obtain, and sophisticated technology to implement. Methodical risk analysis and early detailed feasibility studies will be required for a technically and commercially feasible geothermal project. In low-permeability reservoirs, acid activation or hydraulic treatment methods contribute to the establishment of artificially increased hydraulic permeability. As a result, the EGS idea strives to increase geothermal use practically in a variety of situations, therefore unlocking a vast untapped resource (Huenges, 2016).

DISCUSSION AND CONCLUSION

An EGS is formed where hot rock exists while natural permeability or liquid content is inadequate. To develop an EGS, fluid is pumped into the ground, allowing previously closed fractures to reopen, resulting in permeability. By using increased permeability, water may pass through the fractured formation and transport heat to the surfaces, where electricity can be generated. The ground power plant accounts for a significant share of the total cost of an industrial EGS plant. Subsurface thermal reservoirs constructed artificially are mostly utilised for EGS research and development. EGS services might include boosting typical geothermal sources by discharging extra fluids through a hydrothermal system.

Research and development are critical for geothermal energy to contribute significantly to energy demands, among other renewables and innovative technologies for traditional fossil fuel systems. On the other hand, financial benefits are more essential in geothermal resource development than in oil and gas development and may be a barrier to the adoption of newly developed oil well drilling methods for geothermal drilling.

Especially for EGS wells, which are deeper than traditional geothermal applications, based on deeper formations, and formed of highly igneous rocks with higher strength. The cost of drilling is the most expensive part of the EGS wells. Geothermal drilling generates a harsh structure for drill bits. Selecting improper bits for the formations can increase the non-productive time. Improper bits can cause a low Rate of Penetration (ROP), frequent bit changes, and an increase in trip time. In addition to these difficulties, it creates excessive torque, which damages the roller cones and causes fishing operations.

Well integrity issues during the drilling and production stages are a typical challenge in geothermal well drilling operations. Fluid losses and inadequate cementing applications can have a negative impact on well integrity. Longer casing strings and higher temperatures are observed while drilling deeper. The consequences of drilling deeper can threaten the well's integrity. As a result, high-temperature chemicals for cementing operations can be added to reduce fluid loss and increase well stability. LCM, or loss control materials, should be introduced to the well where a high partial loss or total loss is observed in sedimentary rocks prior to reaching the target depth. Furthermore, to lower well costs associated with deep designed geothermal systems, innovative technologies like controlled pressure drilling (CPD) must be adopted (EGS).

Hydraulic fracturing either develops a new fracture in the reservoir or reopens an existing fracture. EGS stimulation, on the other hand, can be damaging to the environment. EGS programs are still in their beginnings, with challenges to overcome, expertise to acquire, and sophisticated technology to deploy. Poor HF simulations/activities typically result in seismic occurrences that are recorded by installed seismic monitoring. The most of them are low-magnitude cases that are ignored by people; however, there are also major ones, such as the one that occurred in Pohang, Korea, in 2017. The pressured liquid injected during the HF operation may allow sliding on the strained local fault surfaces, resulting in seismic occurrences in adverse conditions; however, relatively large shocks are rare.

Many new renewable energy projects are being established by developing countries in order to meet their 2050 carbon-free targets. Therefore, EGS is a hot topic. Although EGS has several fundamental limitations, recent technical improvements have made it feasible to overcome these obstacles. In the future, more practical EGS initiatives can be carried out.

REFERENCES

- Allahvirdizadeh, P. (2020). A review on geothermal wells: Well integrity issues. *Journal of Cleaner Production*, 275, 124009.
- Benzie, S., Burge, P. and Dobson, A., (2000), October. Towards a Mono-Diameter Well-Advances in Expanding Tubing Technology. In SPE European Petroleum Conference OnePetro.
- Bugbee, J. M. (1953). Lost Circulation-A Major Problem in Exploration and Development. *American Petroleum Institute Drilling and Production Practice*, P 14-27. 1953.
- Cladouhos, T. T., Petty, S., Bonneville, A., Schultz, A., & Sorlie, C. F. (2018, February). Super hot EGS and the Newberry deep drilling project. In 43rd workshop on geothermal reservoir engineering (pp. 1-13). Stanford University Stanford, California.
- Dick, A., Otto, M., Taylor, K., & Macpherson, J. (2012, October). A 300 C Directional Drilling System for EGS Well Installation. In Geothermal Resource Council Annual Meeting, Reno, NV.
- DiPippo, R., 2016. *Geothermal Power Generation: Developments and Innovation*. Woodhead Publishing, Elsevier Ltd., pp. 1e822 s.l. 978-0-08-100337e4.
- Drilling Performance, Injectivity and Productivity of Geothermal Wells. Sveinbjornsson, Bjorn Mar and Thorhallsson, Sverrir s.l.: Elsevier Ltd., April 2014, Geometrics, Vol. vol. 50, pp. 76-84. 0375-6505.
- Economides, M.; Martin, T. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*; ET Publishing: Houston, TX, USA, 2007.
- Filippov, A., Mack, R., Cook, L., York, P., & Ring, L. (1999). Expandable tubular solutions. In SPE annual technical conference and exhibition: Houston TX, 3-6 October 1999. Volume delta: Drilling and completion, 169-184.
- Finger, John, Blankenship, Doug, 2010. *Handbook of Best Practices for Geothermal Drilling*. s.l. Sandia National Laboratories. Contract Number: SAND2010-6048.
- Gan, Q. and Lei, Q., (2020). Induced fault reactivation by thermal perturbation in enhanced geothermal systems. *Geothermics*, 86, 101814.
- Genter, A., Evans, K., Cuenot, N., Fritsch, D., & Sanjuan, B. (2010). Contribution of the exploration of deep crystalline fractured reservoir of Soultz to the knowledge of enhanced geothermal systems (EGS). *Comptes Rendus Geoscience*, 342(7-8), 502-516.
- Huenges, E., (2016). Enhanced geothermal systems: Review and status of research and development. *Geothermal power generation*, 743-761.
- Jeanloz R, Stone H (2013) *Enhanced geothermal systems*. The MITRE Corporation, Jason Program Office, McLean.
- Kasza, P. Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs and methods of their analysis. *Prace INiG-PIB* 2019, 226. (In Polish with English Abstract).
- Lavrov, Alexandre, 2016. Chapter 1-The Challenge of Lost Circulation. *Lost Circulation*. Elsevier Inc., Trondheim.
- Lecolier, Eric, et al., 2005. Development of a nanocomposite gel for lost circulation treatment. May 25-27. In: SPE European Formation Damage Conference. Society of Petroleum Engineers, Sheveningen, The Netherlands, 978-1-55563-998-3.
- Majer, E.L., Baria, R., Stark, M., Oates, S., Bommer, J., Smith, B. and Asanuma, H., (2007). Induced seismicity associated with enhanced geothermal systems. *Geothermics*, 36(3), 185-222.
- Mansure, A.J., et al., 2002. Polyurethane grouting of rye patch lost circulation zone. In: IADC/SPE Drilling Conference, 26-28 February. Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, 978-1-55563-940-2.
- McClure, M.; Horne, R. An investigations of stimulation mechanisms in enhanced geothermal systems. *Int. J. Rock Mech. Min. Sci.* 2014, 72, 242–260.
- Moska, R., Labus, K., & Kasza, P. (2021). Hydraulic fracturing in enhanced geothermal systems—field, tectonic and rock mechanics conditions—a review. *Energies*, 14(18), 5725.
- Moya, D., Aldas, C., Kaparaju, P., 2018. Geothermal energy: power plant technology and direct heat applications. s.l. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 94, 1364e0321.
- Naganawa, S. (2015). Survey on Effective and Feasible Emerging Technologies for EGS Well Drilling. In *Proceedings*.

- Nersesian, Roy L., 2010. Energy for the 21st Century: A Comprehensive Guide to Conventional and Alternative Source, second ed. M. E. Sharpe Inc. s.l.
- Ostroot, G. Warren, 1964. Cementing geothermal steam wells, 12, s.l.: Society of Petroleum Engineers, December J. Petrol. Technol. 15, 1425e1429, 0149-2136.
- Rehm, Bill, et al., 2009. Managed Pressure Drilling. s.l.. Gulf Publishing Company, 9780127999876.
- Saito, S. (1995). A New Advanced Method for Top-Job Casing Cementing. Journal of the Geothermal Research Society of Japan, 17(1), 33-42.
- Sanyal, S.K., Butler, S.J., Swenson, D. and Hardeman, B., (2000). Review of the state-of-the-art of numerical simulation of enhanced geothermal systems. TRANSACTIONS GEOTHERMAL RESOURCES COUNCIL, 181-186.
- Salim, Prisca, Amani, Mahmood, 2013. Principal Points in cementing geothermal wells, 1, s.l. : CSCanada Adv. Petrol. Explor. Dev. 5, 77e91, 1925-5438.
- Sircar, A., Solanki, K., Bist, N., & Yadav, K. (2022). Enhanced Geothermal Systems—Promises and Challenges. Int. J. of Renew. En. Dev, 11(2), 333-346.
- Stewart, R.B., Gill, D.S., Lohbeck, W.C.M. and Baaijens, M.N., (1996), October. An expandable slotted tubing, fibre-cement wellbore lining system. In European Petroleum Conference. OnePetro.
- Stober, I., Bucher, K., 2013. History of geothermal energy use. [book auth.] stober I. And K. Bucher. Geothermal Energy, From Theoretical Models to Exploration and Development 15e24 s.l. : Springer.
- Tester, J.; Anderson, B.; Batchelor, A.; Blackwell, D.; DiPippo, R.; Drake, M.; Garnish, J.; Livesay, B.; Moore, M.; Nichols, K.; et al. The Future of Geothermal Energy—Impact of Enhanced Geothermal Systems (EGS) on the United States in the 21st Century; Massachusetts Institute of Technology: Cambridge, MA, USA; Idaho National Laboratory: Idaho Falls, ID, USA, 2006.
- White, M., Fu, P., McClure, M., Danko, G., Elsworth, D., Sonnenthal, E., & Podgorney, R. (2018). A suite of benchmark and challenge problems for enhanced geothermal systems. Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources, 4(1), 79-117.

SONDAJ KUYULARINDA SAPTIRMA VE A 75 KUYUSUNDA SAPTIRMA İŞLEMİ

DEVIATION IN DRILLING WELS AND DEVIATION OPERATION IN A-75 WELL

M. K. Çakmak

MTA İzmir Bölge Müdürlüğü, Emekli

ÖZET

Sondaj işlemi kısaca araştırma veya işletme amaçlı yeraltına doğru silindirik biçimli delik açma (kazı) işlemidir. Kazı işleminde ana amaç sondajın istenilen doğrultu ve derinlikte en kısa sürede tamamlanmasıdır. Hazırlanan sondaj programları, pratiğe her zaman istenilen şekilde yansımaz. Sondaj mühendisinin görevlerinden biride kuyu sapmalarını en aza indirerek (minimize ederek) kuyuyu istenilen doğrultuda bitirmektir. Aksi takdirde yüksek sapma açısı kuyuda istenilmeyen teknik zorluklarla karşılaşmasına ve hatta kuyunun terk edilmesine kadar gider. Formasyon ve sondaj şartları nedeniyle oluşan doğal sapmalar oluşabileceği gibi kuyu problemlerinden dolayı kuyuyu saptırmak zorunda da kalınabilir. Kuyuyu saptırma yöntemlerinden biri de saptırma kamaları kullanılmasıdır. Bu çalışmada A-75 kuyusunda kullanılan kuyu saptırma kaması ve saptırma işlemi anlatılmıştır.

Anahtar Sözcükler: Sondaj, saptırma kaması, saptırma işlemi.

ABSTRACT

Drilling is a cylindrical hole drilling (excavation) underground for research or operation purposes. The main purpose of the excavation process is to complete the drilling in the desired direction and depth as soon as possible. Prepared drilling programs are not always reflected in practice as desired. One of the tasks of the drilling engineer is to finish the well in the desired direction by minimizing (minimizing) the well deviations. Otherwise, the high deflection angle leads to undesirable technical difficulties in the well and even to the abandonment of the well. Natural deviations may occur due to formation and drilling conditions, or it may be necessary to deviation the well due to well problems. One of the methods of deviating the well is the use of a deviation tools. In this study, the well deviation tool and deviation process used in the A-75 well are explained.

Keywords: Drilling, deviation tool, deviation operation

GİRİŞ

Kuyu saptırmanın çeşitli nedenleri bulunur. (1) Açılan bir kuyusunun istenilen doğrultunun dışına çıkması nedeniyle kuyuyu tekrar eski doğrultusuna getirmek için kuyu saptırılır. Ayrıca, (2) Bir cevher damarı, tek bir kuyu açılarak cevher üstünden birkaç değişik noktadan saptırılarak istenilen verilere ulaşmak için (3) Göl, deniz, nehir, bataklık ve yerleşim yerlerinin altında bulunan cevher yataklarına ulaşmak için (4) Sondaj bitiminde karot alınamayan veya istenilen yüzdede alınamayan karotlar için (5) Kuyu problemleri yaşandığında, kuyunun devamı için üst noktalardan kuyu saptırması yapılabilir.

Sondaj kuyusu derinleştikçe sapma olasılığının artması genel prensiplerdendir. Geniş çaplı sondajlara göre, küçük çaplı sondajlarda sapma ihtimali ve miktarı daha fazladır.

Kuyu sapmalarının nedenleri aşağıdaki şekilde listenmektedir.

1. Aşırı topet (morset) baskısı.
2. Kuyudaki elmas çapına uygun, tijlerin kullanılmaması.
3. Aşınmış ya da eğri tijlerin, takım dizisinde kullanılması.
4. Aşınmış ve kısa boylu karotiyer kullanılması.
5. Topetteki (morset) tijin ekseninde bağlanmaması ya da eğri olması.
6. Aşınmış- çaptan düşmüş, elmas, portkron, zırh kullanılması
7. Sirkülasyon sıvısının aşırı miktar ve basınçta olması.
8. Formasyona uygun elmas kullanılmaması
9. Birbirini takip eden sert ve yumuşak formasyonlar, yeraltı boşlukları, mağaralar, çatlak sistemleri ve faylanmalar.

KUYU SAPMALARINA KARŞI ALINACAK ÖNLEMLER

Kuyu sapmalarının nedenleri olarak sıraladığımız olayların tamamını önlemek mümkün olmamakla birlikte, dikkat edildiğinde sapma olayını minimuma indirebiliriz. Bunun için, (1) Aşınmamış, çaptan düşmemiş ve kesme özelliğini yitirmemiş formasyona uygun elmas kron kullanmak, (2) Mümkün olduğunca uzun boyda, aşınmamış ve eğri olmayan karotiyer kullanmak, (3) Tarayıcı özelliği olan portkron kullanmak. (4) Kuyu çapına uygun çapta, aşınmamış ve eğri olmayan tijler kullanmak. (5) Sondajın ilk metrajında (30-50 m) ağırlık tijleri kullanmak. (6) Çap düşmelerde mutlaka kuyuyu borulamak. (7) Aşırı topet baskısından kaçınmak. (8) Sirkülasyon sıvısı, kuyu şartlarına uygun olmalı, kullanılan çamur pompasını uygun basınç ve debide çalıştırmak ve (9) Derin kuyularda, belli aralıklarla kuyunun eğimi ölçmek önerilmektedir.

SAPTIRMA KAMASI İNİLİRKEN DİKKAT EDİLECEK HUSUSLAR

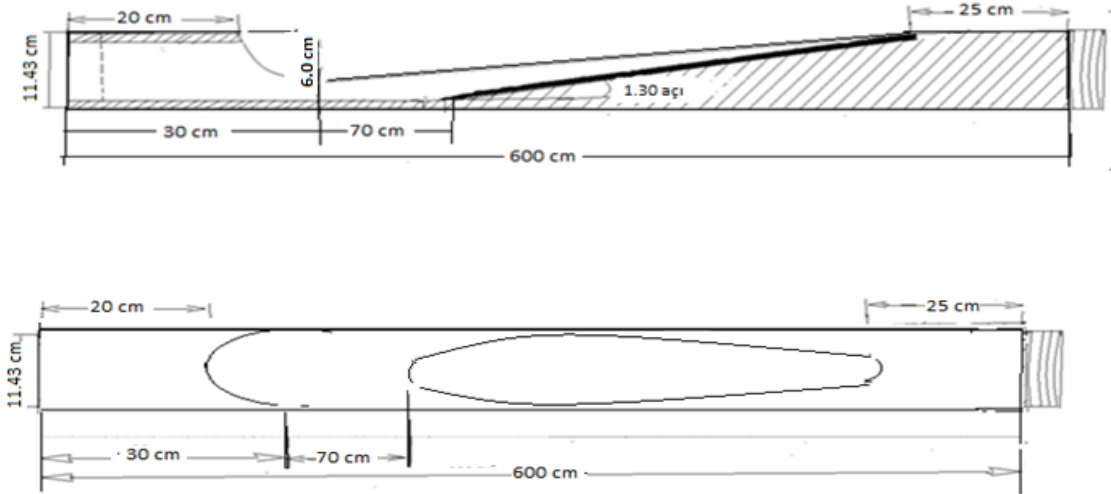
Kuyuya indirilecek saptırma kamaları değişik özelliklerde olmasına rağmen ana prensip olarak dikkat edilecek hususlar şunlardır.

1. Saptırma kamasını hangi amaçla kuyuya indirmek gerektiği iyi analiz edilmelidir.
2. Saptırma kamasının indirilecek metraja kadar kuyu iyi analiz edilmeli, kuyuda geçilen birimler incelenmelidir.

3. Kuyu tabanı veya belli bir metrajda saptırma yapılacaksa, kamanın sabitlenmesini sağlayacak ön çalışma yapılmalıdır. Ağaç tapa kullanılacaksa, suda şişme özelliği olmalıdır. Lif yapısı boyuna olacak şekilde hazırlanmalıdır.
4. Tapanın çapı, kuyu çapından 4-5 mm daha küçük çapta olmalıdır. İndirme işlemi yavaş fakat kesintisiz olmalıdır.
5. Saptırma kamasının pimleri, kama tabana indirildiğinde kopması gerektiğinden pirinç veya bakırdan olmalıdır.
6. Saptırma noktasındaki formasyonunun sertliği yumuşak olmalıdır. Elmas kamaya dalma yapmayıp formasyonu kesmelidir.
7. Saptırma işleminde kullanılan karotiyer kısa olmalıdır.
8. Saptırma işlemi sırasında kullanılan elmas kademeli olmalıdır.
9. Muhafaza borusundan kama yapıp iniliyorsa, kamanın uç kısmına mutlaka formasyona sabitlenecek, dönmeyecek şekilde hazırlanmalıdır.
10. Muhafaza borulu kama iniş işleminden sonra, ağırlığın 2/3 askıya alınıp kuyu ağzından sabitlenmelidir.
11. İlerlemeye geçildiğinde karotiyerin kamadan çıkışına kadar kesintisiz çalışmalıdır.
12. Karotlar takip edilmeli, tam silindir şeklini aldığı anda (sapma gerçekleştiğinde) takım çekilerek, yeni elmas ve karotiyerle çalışmaya devam edilmelidir.

SAPTIRMA KAMASININ HAZIRLANIŞ AŞAMASI

HW muhafaza borusu, Şekil 1'deki gibi ölçülendirilmiş şekilde hazırlanır.



Şekil 1. HW Muhafaza Borusundan Yapılan Saptırma Kaması.

Saptırma kamasının hazırlanış aşamaları aşağıda listelenmiştir:

1. HW muhafaza borusunun dış kısmından 30 cm ölçülerek işaretlenir.
2. 30 cm işaretlenen yerden. Dik bir çizgi çekilerek 6.5 cm'lik kısım HW muhafaza borusunun her iki tarafından işaretlenir.
3. HW muhafaza borusunun erkek kısmından (dış dibinden) 25 cm ölçülerek işaretlenir.
4. İşaretlenen 25 cm'lik noktadan sağa ve sola doğru 2 cm ölçü alınarak işaretlenir.

5. HW muhafaza borusunun dişi kısmından işaretlenmiş olan 6.5 cm'lik ölçüden, HW muhafaza borusunun erkek kısmından işaretlenmiş olan 2 cm'lik kısmına düz bir çizgi çekilir
6. Aynı işlem borunun diğer tarafına da yapılır.
7. İşaretlenen kısımlar düzgün şekilde kesilir.
8. HW Muhafaza borusunun dişi kısımdan 100 cm'lik kısım işaretlenir.
9. Kesilen parça ters çevrilir, uygun şekilde borunun içinden erkek kısma doğru yerleştirilir.
10. Kaynak işlemi, erkek tarafından, dişi tarafa doğru yapılır.
11. Fazla parçalar kesilir. Yüzey tıraşlanarak düzgün hale getirilir.
12. HW muhafaza borusunun dişi kısmından 20 cm'lik kısım işaretlenir. Yarım ay şeklinde 30 cm'lik kısma kadar kesilir.
13. Kamanın tüm kesilen yüzeyleri spiral ve eğeyle düzeltilerek keskin kısımlar giderilir.

Not : Muhafaza borusundan kama yapımında; Dik olarak kesme yüksekliği, içinden geçecek olan elmas çapının 1/2 ölçüsü dikkate alınır. HW = 6.0 cm, NW = 4.42 cm, BW = 3.65 cm alınır.

SAPTIRMA KAMASININ HAZIRLANMASI

Kuyuda saptırma işlemine karar verildiğinde, öncelikli olarak saptırılacak noktanın ve saptırma noktasındaki kuyunun konumunu iyi bilmek gerekir. Orijinal kama yerine elimizdeki olanaklarla yapacağımız basit saptırma kamasında dikkat edeceğimiz hususlar kademeli olarak aşağıda temsili olarak anlatılmıştır. Sondaj kuyusunun durumuna göre hazırlanan saptırma kaması belli farklılıklar gösterir. HW muhafaza borusundan 6 m kamanın hazırlanışı Şekil 2'de verilmektedir.



Kama giriş kısmının işaretlenmesi



Kama çıkış kısmının işaretlenmesi



İşaretlenen kısımdan kama kesme işlemi



HW muhafaza borusunun kesilmesi



Kama giriş kısmı



Kama çıkış kısmı



Kaynak işlemi



Saptırma kamasına tahlisiye kaynak edilir.



Kamanın son kontrolü yapılır.

Şekil 2. HW muhafaza borusundan 6 m kamanın hazırlanışı

Çizelge 1 ve 2’de sırasıyla sondaj derinliklerine göre sapma miktarı ile hazırlanan muhafaza borularında oluşan sapma açıları verilmektedir.

Çizelge 1. Sondaj derinliklerine göre sapma miktarı

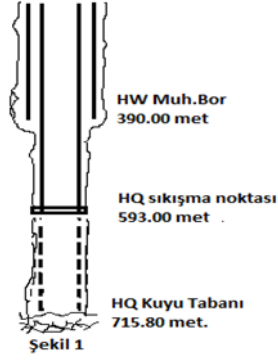
Sapma Açısı (°)	Kuyu derinliği (m)	Sapma miktarı (m)
2	100	3,49
	250	8,73
	500	17,46
	1000	34,92
5	100	8,74
	250	21,87
	500	43,74
	1000	87,5
10	100	17,63
	250	44,08
	500	88,16
	100	176,32

Çizelge 2. Hazırlanan muhafaza borularında oluşan sapma açılarını gösterir çizelge

Muhafaza Borusu	Uzunluğu (m)	Sapma açısı (°)
HW	6 (5,5)	1,12
	3 (2,5)	2,47
NW	6 (5,5)	0,86
	3 (2,5)	1,89
BW	6 (5,5)	0,7
	3 (2,5)	1,52
AW	6 (5,5)	0,55
	3 (2,5)	1,2

A 75 KUYUSUNDA SAPTIRMA İŞLEMİ

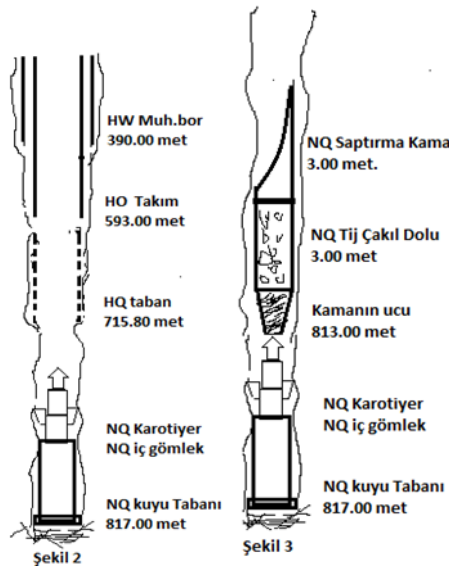
Afyon – Dinar – Dombayovası Linyit Kömürü rezerv tespit sondajlarında 40 KDH-2 havalı sondaj makinesi ile A 75 sondajı 20.01.2018 tarihinde 5 5/8" PDC ile kırıntılı ilerlemeye başladı. 26.01.2018 tarihinde 390,00 metrede kırıntılı ilerleme durduruldu HW sol muhafaza boruları anılan metreye indirildi (Şekil 1). 40 KDH havalı sondaj makinesi lokasyondan alındı. 08.08.2018 tarihinde MS 1502 S elmaslı sondaj makinesi ile HQ çapta karotlu ilerlemeye geçildi.



Şekil 1. HW sol muhafaza boruları

05.09.2018 tarihinde 715,80 metrede takımın aşırı tork alması üzerine takımı rahatlatmak için boru içine kadar alındı. Ağır çamur verilerek taban bulma işlemine geçildi. İlerlemeye geçildiğinde top-head arıza yaptı. Vinç yardımı ile takım çekilmeye başlandı. 593,00 metrede HQ takım sıkıştı. (Şekil1).Top-head arızası giderildiğinde takım döndürülmeye çalışıldı, takım kurtarmak mümkün olmadı. Makine hidrolik pompa arızasının uzaması üzerine lokasyondan çekildi.

11.09.2018 tarihinde MS 1504 S elmaslı sondaj makinesi lokasyona oturtuldu. Sıkışık olan HQ takımın içinden NQ takımla geçilerek ilerlemeye karar verildi. 593,00 metrede sıkışık olan HQ karotiyerin içindeki durdurucu bilezik kesildi, portkron içindeki sarı ve elmas kesilmeye çalışıldığında. HQ elmasın çözüldüğü anlaşıldı. NQ takım tork almadan 715,80 metreye kadar indi ve ilerlemeye geçildi. Çözülen portkron ve elmasın kuyu cidarına sıkıştığı anlaşıldı.



Şekil 2. Kuyu durumunun şematik gösterimi

6.09.2018 Tarihinde NQ takımla ilerleme sırasında 817,00 metrede takım sıkıştı. NQ takımını kurtarmak için uğraşıldı takımın rahatladığı görüldü, kontrol amaçlı takım çekildiğinde NQ karotiyezin zırh altından sıyrıldığı görüldü. Kuyu tabanında karotiye ve iç gömlek kaldı. (Şekil 2)

NQ takımın içine N Qvarşat yerleştirilerek iç gömleği almak için iniş manevrasına geçildi. NQ takım 715,80 metrede takıldı, aşırı tork ve takımın zaman zaman sıkışması nedeniyle çekildi. NQ takımın daha önce içinden kesilerek geçilmeye çalışan fakat çözülerek kuyuda kalan HQ portkron ve elmasın üzerine oturduğu anlaşıldı.

NQ tijden saptırma kaması yapılarak kuyunun 813,00 metreden saptırılmasına karar verildi. 3.00 metrelik NQ tijin uç kısmına erkek tahliye kaynakla sabitlendi. Kuyu ağzında 3.00 metrelik NQ tijin içine ağırlık yapması için çakıl dolduruldu. Hazırlanan 3.00 metrelik NQ kama çakıl dolu tije vira ettirilerek kuyu ağzından serbest şekilde bırakıldı.

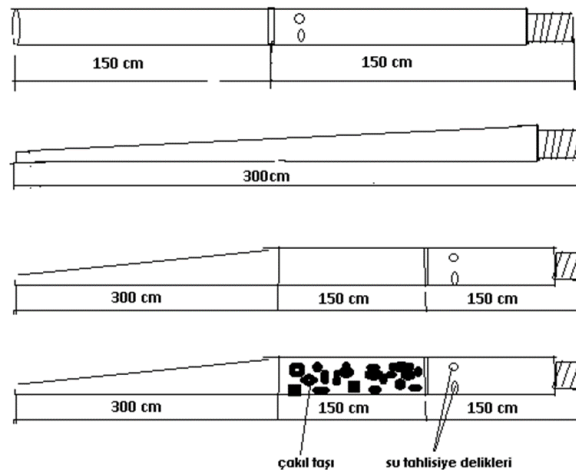
NQ karotiye kademeli matkap bağlanarak iniş manevrasına geçildi. Saptırma kamasının kuyu tabanına kadar gittiği anlaşıldı. Kamanın üzerinden kuyuyu saptırmak için ilerlemeye geçildiğinde takımın aşırı tork alması ve pompa saatinin yükselmesi üzerine takım çekildi. Matkabın matris kısmının tamamen sıfırlandığı, iç gömlek uzatmasının aşındığı, keçir ve segmanın parçalandığı görüldü (Şekil 3). NQ kamanın kuyu cidarına yaslanmadığı ve elmasın kama ucunu kestiği anlaşıldı.

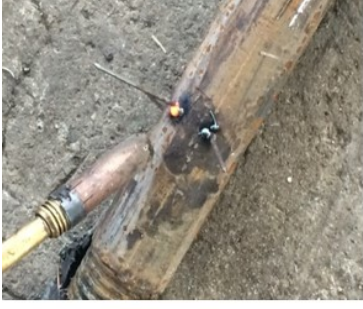


Şekil 3. 1. saptırma işlemi uygulanmasında, kuyudan çıkan elmas ve uzatma

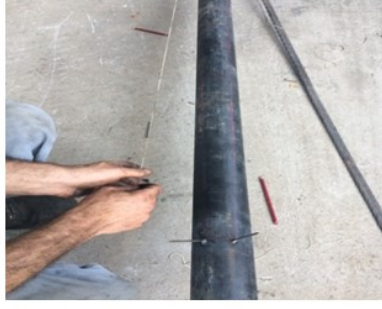
İKİNCİ KAMANIN HAZIRLANIŞI

N Çapta ki Tijin Kama Olarak Hazırlanışı :





Çivilerin Kaynaklanma İşlemi



İpin Çekilmesi



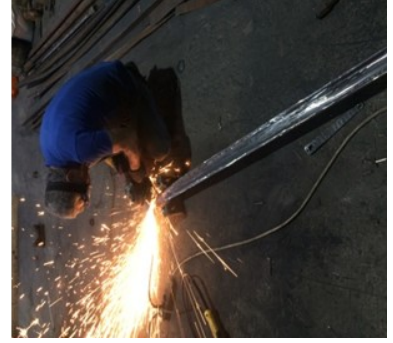
Tebeşirle İşaretlenme İşlemi



Kamanın Hazırlanışı



Kamanın Hazırlanışı



Kamanın Hazırlanışı



Saptırma Kamanın Giriş Ucu



Saptırma Kamanın Çıkış Ucu



Kamanın Presle Düzeltilmesi

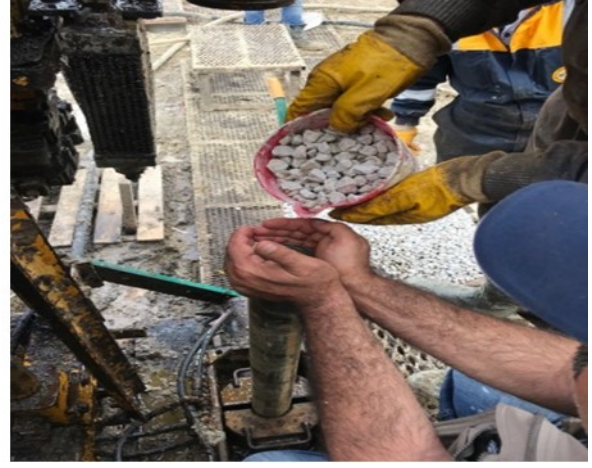
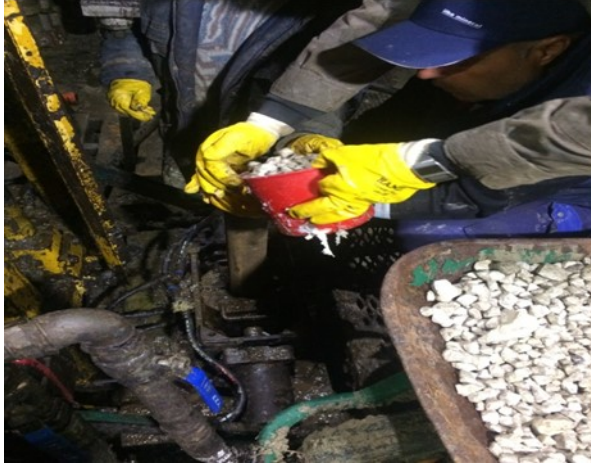


Kama Yüzeyinin Kontrolü



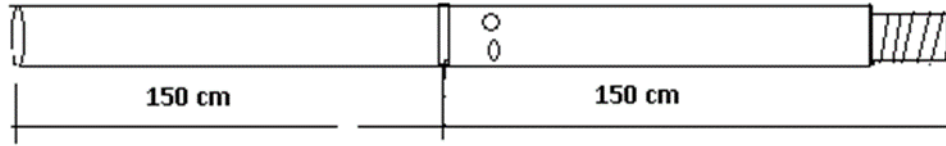
Kamanın Kuyu Çapı Kontrolü

Şekil 4. Kama hazırlanış aşamaları



Tijin çakılla doldurulması

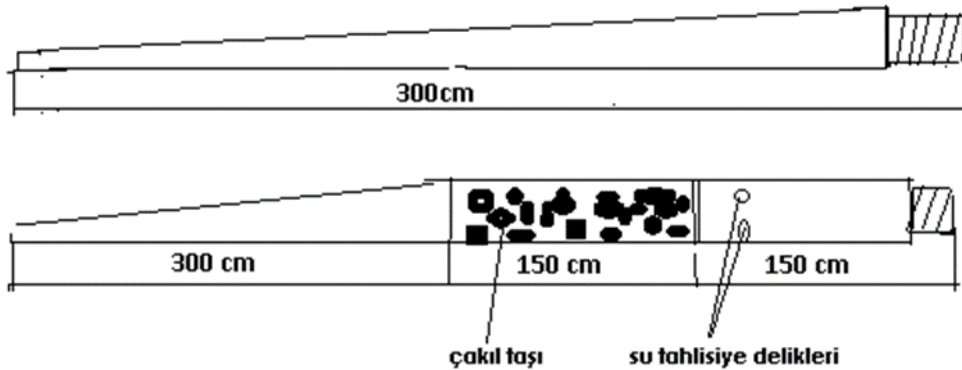
Şekil 4. (devam ediyor) Kama hazırlanış aşamaları



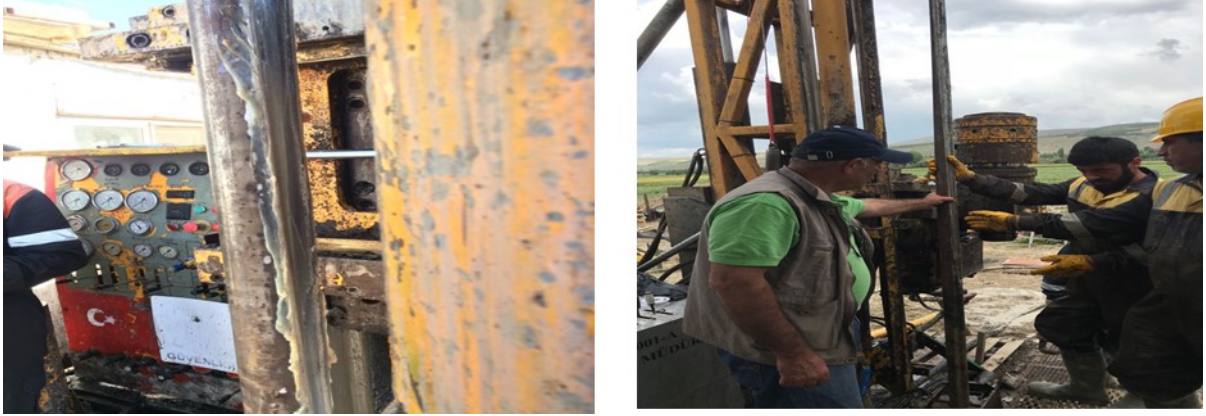
Şekil 5. Kama hazırlanış aşamaları, kaynatılan parça şematik görünüm

3 metrelik N çaptaki tijin 150 cm lik kısmı spiralle kesilerek içine parça kaynatılmıştır (Şekil 5). Alt kısmına kaynatılan parçanın yaklaşık 5cm lik aşağısından 4 adet tahliye deliği açılmıştır. (Kama kuyuya bırakıldığında sondaj çamurunun tahliye etmesi için)

Kama kuyuya serbest olarak bırakıldığında, kamanın yalpa yapmadan düz bir doğrultuda kuyu tabanına gitmesi için çakıl doldurulmuştur (Şekil 6). Alt kısmı ise kamanın yüzmeden belli bir hızla tabana ulaşması için hazırlanmıştır. Çakılla doldurulan tije, Hazırlanan kama bağlanarak serbest şekilde kuyuya bırakılmıştır.



Şekil 6. Kamanın şematik görünümü



Şekil 7. Kama yüzeyinin gres ile yağlanması ve kamanın kuyu ağzından serbest bırakılması

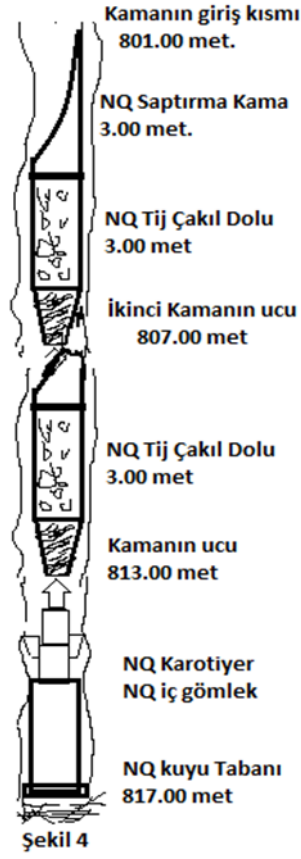
Karotiyerin ucuna emprenye matkap bağlanmasına karar verildi. Bir önceki işlemde emprenye matkabın kuyudaki saptırma kamasının ucuna takıldığı ve eğik yüzeyden sapma işlemini yapmadığı için matkabın kuyudaki kamanın ucuna takılmaması, (kamayı ortalaması) için kestamitden kamayı ortalaması için malzeme yapılmaya karar verildi.

Hazırlanan ortalayıcı, karotiyerin ucuna bağlanan emprenye matkabın içinden iç gömlek uzatmasının keçirine tutturularak düşmesi engellenmiştir.



Şekil 8. Kestamit malzemeden matkabın ucuna ortalayışının hazırlanışı

NQ takım 807,00 metreden itibaren tork almadan ilerlemeye geçmiştir. Zaman zaman pompa basıncı 20 bardan 40-60 bar arası yükselmiştir. 807,00 metrede sapma işlemi gerçekleştirilmiştir. Takım çekme işlemi yapılmadan amacına uygun olarak 22.09.2018 tarihinde 841,75 metrede durduruldu.



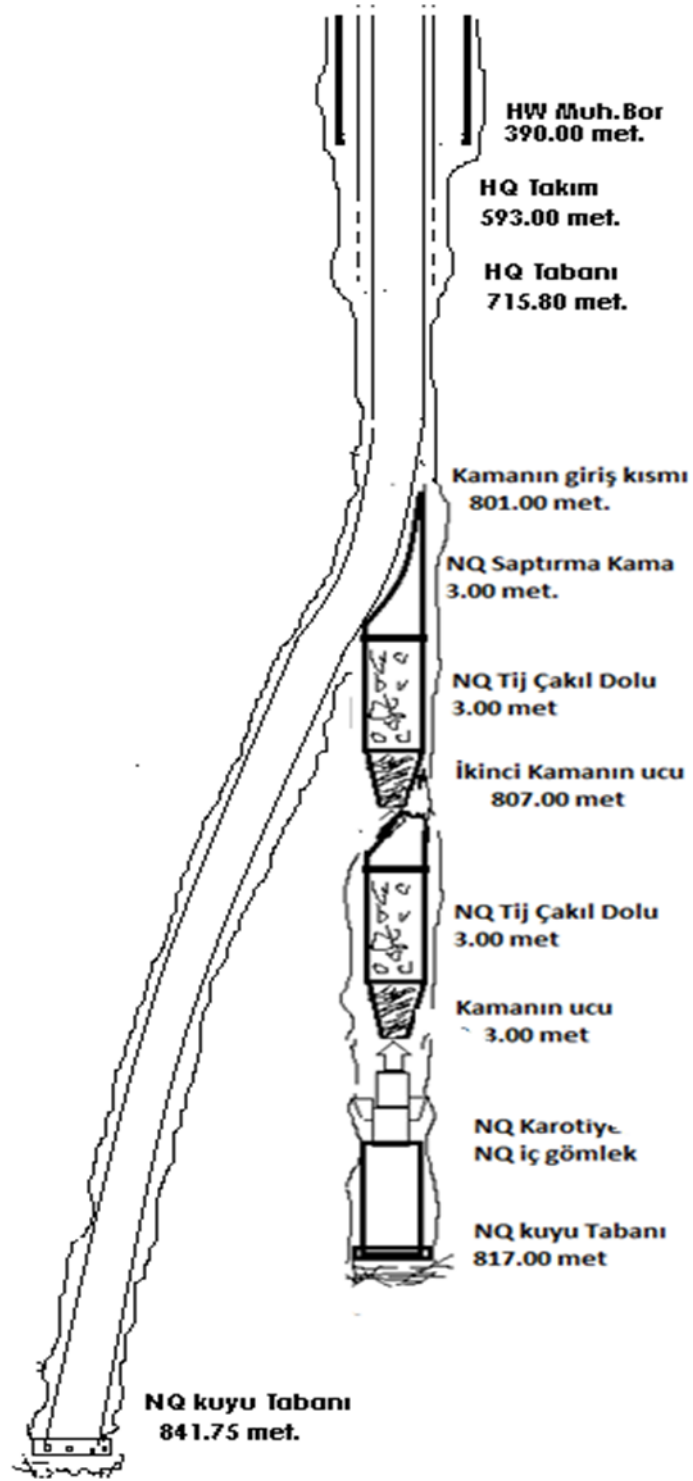
Şekil 9. Kuyuya serbest olarak bırakılan kamanın kuyudaki konumu



Şekil 10. Pompa ve tork saatinin kuyuyu saptırma sırasındaki konumları



Şekil 11. Kuyu saptırıldıktan sonra alınan ilk numuneler



Şekil 12. AK 75 sondaj kuyusunun bitmiş hali

SONDAJ KUYULARINDA PROBLEMLER

THE PROBLEMS IN DRILLING WELLS

M. K. Çakmak

MTA İzmir Bölge Müdürlüğü, Emekli

ÖZET

Sondaj çalışmaları büyük özen ve emek ister ve maliyeti yüksek bir çalışmadır. İnilen her derinlik artı maliyet ve zaman demektir. Sondajın ana prensiplerinden başlıcası istenileni en kısa zamanda ve en ekonomik bir şekilde yapmaktır. Sondaj çalışmaları sırasında istenilmeyen durumlardan biri de teknik olarak kuyuda yaşanan problemlerdir. Örnek olarak takım sıkışması, takım kopması, kuyunun sapması, kuyunun göçmesi gibi birçok istenilmeyen durumlarla karşılaşılır. Kuyu problemlerin çözümünde ana ilke en kısa zamanda sorunu ve nedenini bulmak ve buna uygun teknik çözümlerini geliştirerek uygulamaya geçmektir. Kuyu problemlerine karşı, zaman geçirilmeden verilen kararlar uygulanmalıdır. Zaman geçtikçe kuyuda sorunlar artar. Uygulamaya konulan teknik çözüm başarısız olursa ikinci, üçüncü hatta diğer uygulanacak işlemlerin önünü kapatmayacak yani kuyuyu terk edecek noktaya getirmeyecek şekilde A, B, C planları olmalıdır. En iyi çözüm “Bir şey olmaz” anlayışından uzak bir çalışma ile ön tedbirleri almaktır.

Anahtar Sözcükler: Sondaj, kuyu problemleri

ABSTRACT

Drilling work requires great care and effort and is a costly work. Every depth descended means plus cost and time. One of the main principles of drilling is to do what is desired in the shortest time and in the most economical way. One of the undesirable situations during the drilling works is the technical problems in the well. For example, many undesirable situations such as tool jamming, tool breakage, deviation of the well, collapse of the well are encountered. The main principle in solving well problems is to find the problem and its cause as soon as possible and to develop appropriate technical solutions and put them into practice. Decisions taken against well problems should be implemented without delay. As time passes, the problems in the well increase. If the technical solution put into practice fails, there should be plans A, B, C in a way that will not block the way for other processes to be applied on the second, third line, that is, not bring them to the point where they will leave the well. The best solution is to take preliminary measures with a study that is far from the understanding of "nothing will happen".

Keywords: Drilling, well problems

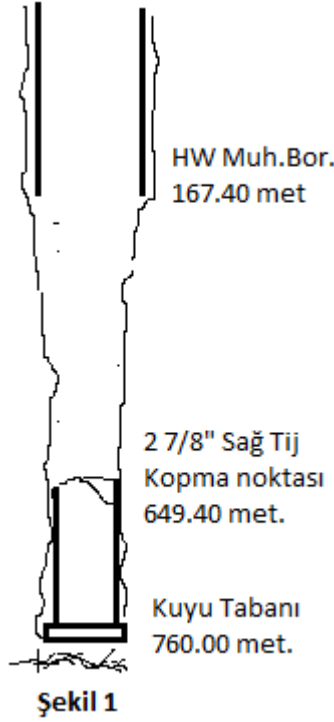
KUYU PROBLEMLERİ VE ÇÖZÜLMESİ

12.11.2018 tarihinde, Afyon-Dinar-Evciler sondaj kampında Sonmak 1512 S Elmaslı sondaj makinesi ile, EV-146 lokasyonunda ilerlemeye geçildi.

30.11.2018 tarihinde HQ takımla 769,40 m’de takım sıkıştı. Yapılan teknik müdahalelere rağmen kuyuda sorunlar aşılamadı. Kuyunun tekrarına karar verildi.

07.12.2018 tarihinde sondaj makinesi 9 metre kaydırılarak 5 5/8” PDC ile kırıntılı olarak ilerlemeye geçildi. 155,40 m’ye kadar kırıntılı ilerleme yapıldı. HW (Sol) Muhafaza Boruları 155,40 m’ye indirildi.

10.12.2018 Tarihinde 2 7/8” sağ tij ve 3 7/8” PDC ile 273.40 m’ye kadar ilerleme yapıldı. Kuyuda kaçak olduğu için HW Sol Muhafaza Boruları 155,40 m’den 167,40 m’ye sürüldü. Sedimanlı ilerlemeye devam edildi.



Şekil 1. Kuyunun şematik gösterimi

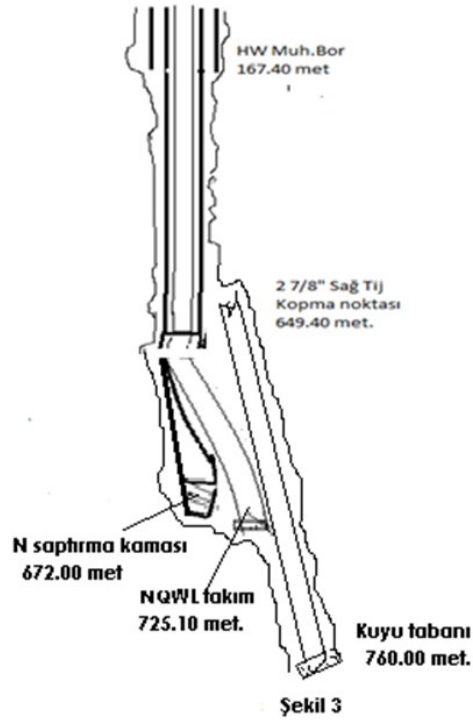
17.12 2018 tarihinde kuyu tabanı 760,00 m’de ilerleme bitirildi. Takım çekilmeye başlandı. Kuyudaki 2 7/8” sağ takım çekildiğinde 649,40 m’den takımın koptuğu anlaşıldı. (Şekil 1)



Şekil 2. Sağ dişi tahlisiye

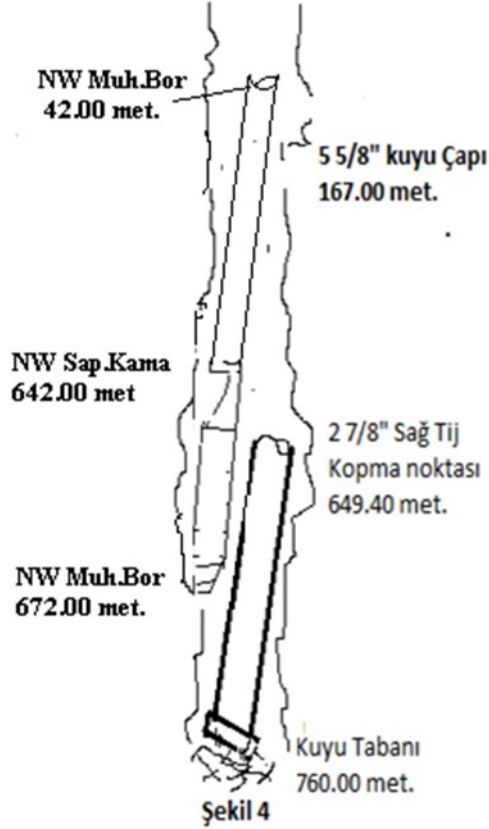
Kuyuda kalan 2 7/8 tijleri almak için tahlisiye işlemine karar verildi. Sağ dişi tahlisiye inildi. Dişi tahlisiyenin 649,40 m'de kopuk olan tijin yanından 666 m'ye kadar gittiği görüldü. Kuyuda genişleme olduğu anlaşıldı. Tahlisiye işleminden sonuç alınamadı. (Şekil 2)

NW Sol Muh. Borusunun ucuna saptırma kaması bağlanarak kuyunun 649,40 m'den saptırılmasına karar verildi.



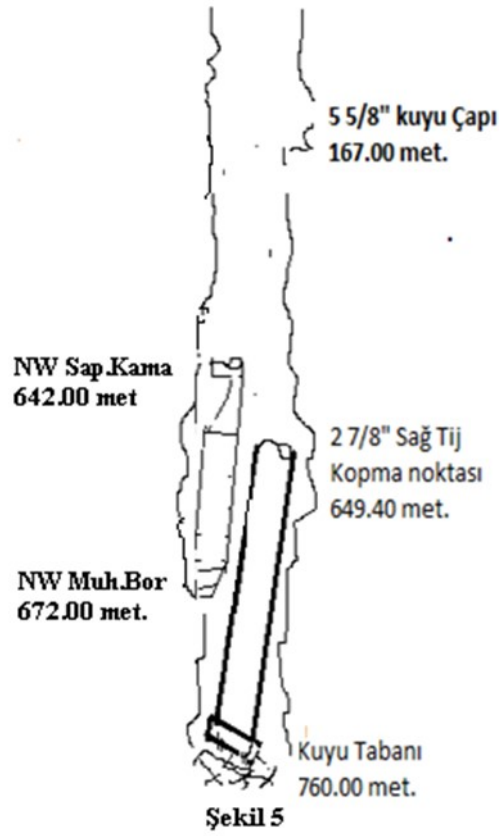
Şekil 3. Takım çekilmesi

19.12.2018 tarihinde NW Sol saptırma kamasının inilmesine başlandı. Saptırma kaması 672,50 m'ye kadar inildi Saptırma noktasının başlangıcı 666 m'dir. NQWL takıma kör vidye (Kapalı matkap) bağlanarak iniş manevrasına geçildi. NQ takımın 673 m'ye kadar rahat gittiği görüldü. Kuyunun sapmadığı, kopmuş olan 2 7/8" sağ tijin yanından ilerlediği anlaşıldı ana vinç yardımıyla ve ara sıra dönerek takım 724,20 m'ye kadar inildi. 725,10 m'de, aşırı tork ve sıkışma olaylarının artması üzerine takım çekildi. (Şekil 3)



Şekil 4. NW Sol Muhafaza Boruları şematik gösterimi

NW Sol Muhafaza Boruları ve kama kuyudan alındı. NW Sol Muhafaza takımın ucuna tahliye kaynatıldı. 4 adet (24.00 m) kuyuya inildi. N saptırma kaması bağlandı. Saptırma kamasının ucuna 24 metre N boru bağlanmasının amacı, bir önceki kamanın 649 m'de kopuk olan takımın yanından 672.00 m'ye kadar rahat bir şekilde gitmesidir. Bağlanan 24 metrelik boru kuyuda yastıklama görevi yapması ve Sapma noktasının başlangıç metresinin 642.00 metre olmasıdır. İniş manevrası sırasında, NW muhafaza boruları kuyuya kaçırıldı. Kuyu ağzından kaçırılan toplam muhafaza borusu 106 adettir (Kama hariç 636,00 metre). (Şekil 4)

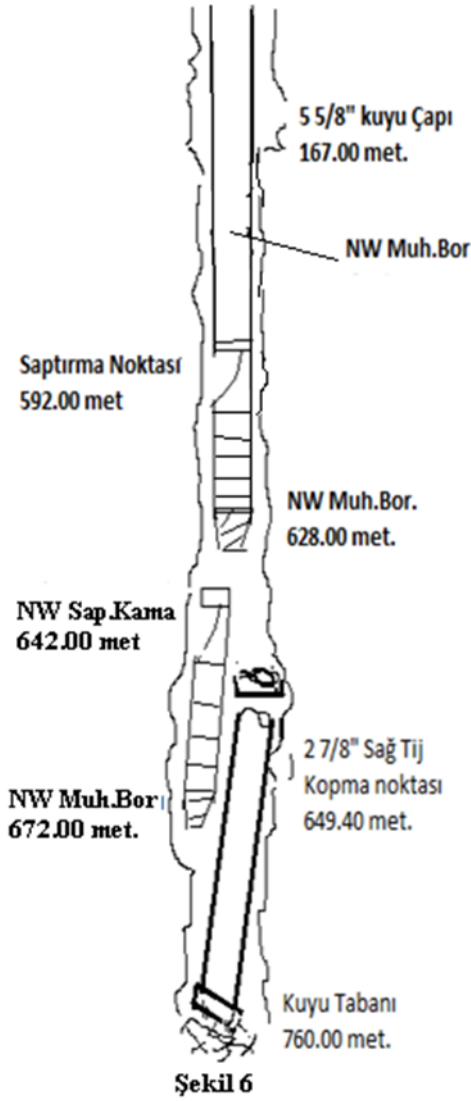


Şekil 5. Kuyunun şematik gösterimi

7 adet NW muhafaza borusu inilerek kaçan takım tutturuldu. Borular çekilmeye başlandı 15 adet geldi. Kuyuda 98 adet N boru kaldı. 2 7/8" sol takımla erkek tahlisiye inildi. İşlem sonunda 4 adet daha N boru alındı. 2 7/8" sağ takımla tahlisiye işlemine başlandı.

Tahlisiye işlemi yapıldı, 60 adet N boru çekildiğinde kuyudaki HW Muhafaza Borularının da birlikte geldiği anlaşıldı. Çekilmekte olan NW Muhafaza Boruları tabana bırakıldı. (672.00 m)

HW Muhafaza borularının tamamı alındı. Tabana bırakılan NW muhafaza borularının çekme işlemine devam edildi. Kuyudan 105 adet NW muhafaza borusu alındı. N saptırma kaması ve saptırma kamasının altına bağlanmış olan 4 adet NW muhafaza borusunun kuyuda kaldığı anlaşıldı. Kuyuda kalan toplam N boru 30.00 m'dir. (Şekil 5)



Şekil 6. Kuyunun şematik gösterimi

24.12.2018 tarihinde 5 Adet NW sol muhafaza borusu ve N saptırma kaması bağlanarak. 628.00 m'ye kadar inildi. Kuyu ağzından NW muhafaza boruları askıya alınarak sabitlendi.

25.12.2018 Tarihinde 2 7/8" sağ takıma N kör vidye bağlanarak iniş manevrasına geçildi. 580.00 m'den sonra dönerek inilmeye başlandı. 616.00 m'ye kadar inildi. Kuyunun sapmadığına karar verilerek takım çekildi.

Saptırma kamasının çıkış ağzının yerini değiştirmek için NW muhafaza boruları 180 derece döndürüldü.

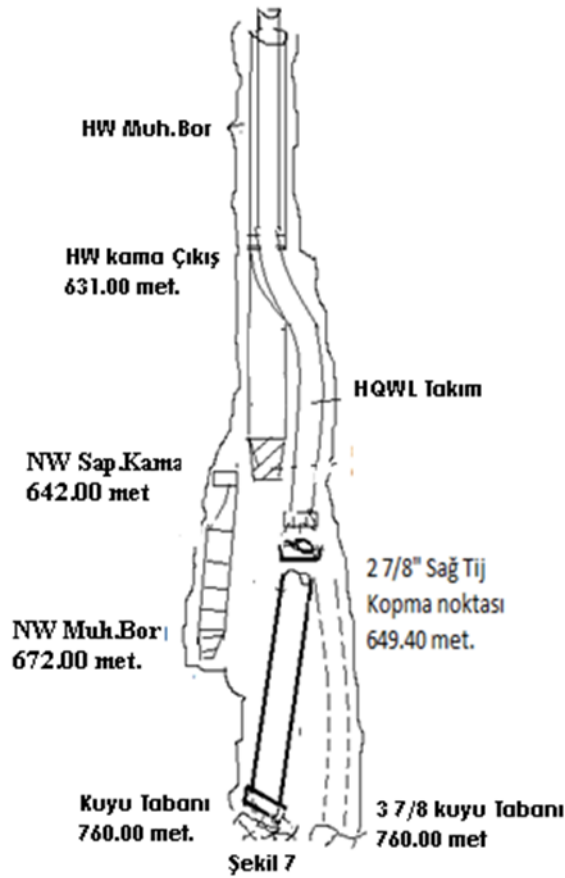
2 7/8" sağ takımla 760.80 m'ye kadar inildi. Daha önce terk edilen kuyu tabanına ulaşıldığından takım çekildi.

29.12.2018 tarihinde NQWL takım inilmeye başlandı. 649.00 m'de takım takıldı aşırı tork ve sıkışma başladı. İç gömlek alındığında uzatmanın kırıldığı görüldü. Takım çekildiğinde NQ Emprenye elmasın kuyuda kaldığı anlaşıldı. (Şekil 6)

2019 yılı çalışma programı çerçevesinde, sondaj işçileri diğer makinelere alındığı için makinede nöbetçi bırakılarak çalışmaya ara verildi.

05.02.2019 tarihinde sondaj makinesinin gerekli bakımları yapılarak çalışmaya devam edildi. Kuyudaki NW muhafaza borusunun çekilerek, kuyunun 5 5/8" PDC ile 600 m'ye kadar taranmasına karar verildi. 628.00 m'deki NW muhafaza borusu ve saptırma kaması, topet + vinç yardımıyla 20 ton asılma kuvveti ile çekilmeye başlandı. Kuyudaki NW muhafaza borusu ve saptırma kaması kuyu dışına alındı. 2 7/8" sağ tijlere 5 5/8" PDC bağlanarak tarama işlemine geçildi. Kuyu 600 m'ye kadar tarandı.

09.02.2019 tarihinde HW Sol Muhafaza Borusunun ucuna H saptırma kaması bağlanarak iniş manevrasına geçildi. 5 5/8" tarama tabanı olan 600 m'den aşağıya inerek saptırma kaması ucu 637,00 m'ye indirildi. 2 7/8" sağ takıma 3 7/8" PDC bağlanıp 631 m'den itibaren ilerlemeye geçildi. 760 m'ye kadar sedimanlı ilerleme yapılarak takım çekildi.

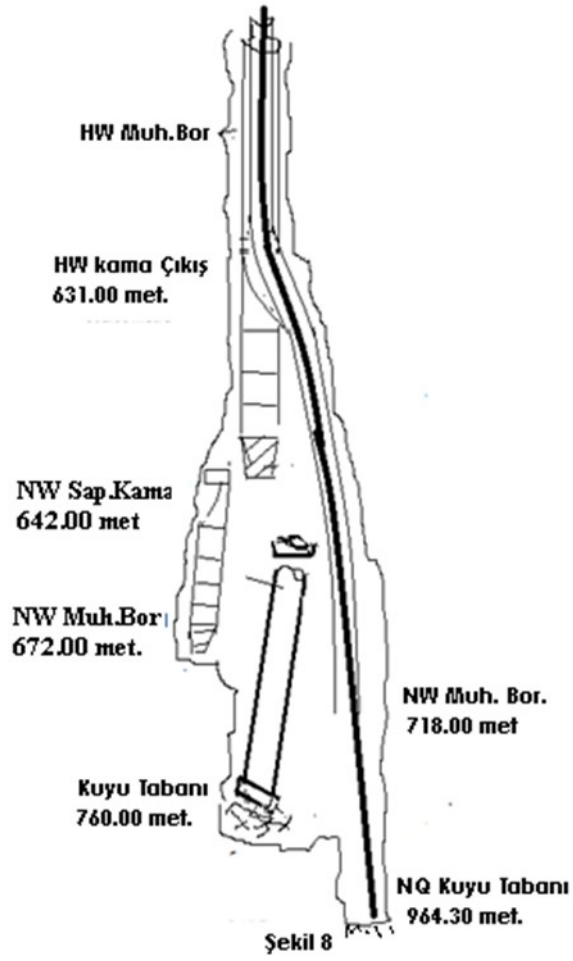


Şekil 7. Kuyunun şematik gösterimi

11.02.2019 tarihinde HQ takım hazırlanarak iniş manevrasına geçildi. 627 m'de takımın aşırı tork aldığı görüldü. HQ takım 650 m'ye kadar dönerek inildi. 650 m'de daha önce koparak kuyuda kalan 2 7/8" sağ tijlerin üzerine oturduğundan iniş manevrası gerçekleştirilemedi. HQ takım çekildi. (Şekil 7)

12.02.2019 tarihinde 2 7/8" sağ tijleri 760 m'de klavuz olarak bırakıp NW Sol Muhafaza Borularının inilmesine karar verildi.

NQ kör vidye bağlı 2 7/8" sağ takım 760 m'ye inildi ve klavuz olarak kuyuda bırakıldı. NW muhafaza boruları inilmeye başlandı. NW muhafaza boruları 718 m'de sıkışarak kaldı. Klavuz olarak bırakılan 2 7/8" sağ takım çekilerek kuyudan alındı.



Şekil 8. Tamamlanan kuyunun şematik gösterimi

13.02.2019 tarihinde NQWL takım kuyuya inilerek 760 m'den itibaren karotlu ilerlemeye geçildi. 21.02.2019 tarihinde kuyu amacına uygun olarak 964,30 m'de tamamlandı. (Şekil 8)

**POLİMETALİK BİR MADEN YATAĞINDA KAROTLU SONDAJ ARAMA FAALİYETLERİNE BİR ÖRNEK
(YOZGAT, AKDAĞMADENİ)
AN EXAMPLE OF CORE DRILLING EXPLORATION ACTIVITIES IN A POLYMETALLIC MINERAL DEPOSIT
(YOZGAT, AKDAĞMADENİ)**

A. İlhan^{1,*}, Ö. Yılmaz¹, S. Tarhan¹

¹ KRK Holding, Soner Temel Mühendislik İnş. ve Tic. A.Ş.

(* Sorumlu yazar: alpilhan@sonertm.com)

ÖZET

Maden aramacılığı, jeolojik prospeksiyon çalışmaları ile başlar. Haritalama, numunelendirme, jeofizik, tektonik ve stratigrafik yapılar, sondaj, cevher modelleme, kaynak/rezerv tahmini, cevher üretimi faaliyetleri ile devam eder. Çalışılan madenin kapatılması ve çevre düzenlemesi (rehabilitasyon) süreçleri ile son bulur. Yeraltında bulunan jeolojik formasyonlar ve bunlara bağlı oluşan cevherleşmeler hakkında bilgi sahibi olmak, cevherleşmelerin tipi, boyutları, doğrultu ve eğimi, tenör ve rezervlerinin belirlenmesi ve cevher yatak modellerinin oluşturulması, işletme yöntemi, cevher üretiminin yapılabilmesi için en önemli aşama sondaj faaliyetleridir. Belirlenen hedef alandaki cevher varlığı, arama sürecinde elde edilen sahaya ilişkin veriler ışığında sondaj faaliyetiyle netleştirilmektedir. Maden arama sondajlarında jeolojik, litolojik, hidrojeolojik, jeoteknik ve kimyasal parametrelere yönelik veriler toplanmaktadır.

Şirketimize ait ruhsat sahası Yozgat ili, Akdağmadeni ilçesi sınırları içerisinde bulunmaktadır. Saha genellikle örtülü olup, mostralara sınırlıdır. Ruhsat sahasında yapılan detaylı jeoloji ve alterasyon haritaları neticesinde jeofizik çalışmalarından elde edilen sonuçlarla birlikte hedef sondaj alanları belirlenmiştir. Sahada bugüne kadar yaklaşık 24000m karotlu sondaj yapılmıştır. Arazi gözlemleri, alınan numuneler ve yapılan sondajlardan elde edilen verilere göre, sahanın faylara bağlı, damar tipi ve ornatım tipi epitermal bir cevherleşme olduğu belirlenmiştir. Uluslararası JORC standartlarına uygun kaynak/rezerv tahmini raporlaması ve diğer veriler ışığında cevher yatağının ekonomik değerlendirilmesi yapılarak, saha işletmeye hazır hale getirilmiştir.

Anahtar Sözcükler: Jeoloji, Maden, Sondaj, Cevher, Kaynak/Rezerv, Uluslararası Standartlar

ABSTRACT

Mineral exploration begins with geological prospecting studies. It continues with mapping, sampling, geophysical, tectonic and stratigraphic structures, drilling, ore modeling, resource/reserve estimation, ore production activities. It ends with the closure of the working mine and the landscaping (rehabilitation) processes. Drilling activities are the most important steps to have information about the geological formations in the underground and the mineralizations associated with them, to determine the type, dimensions, strike and slope, grade and reserves of the mineralizations, to create the ore bed models, the operation method, ore production. The presence of ore in the determined target area is clarified by drilling activity in the light of the data related to the field obtained during the exploration process. Data on geological, lithological, hydrogeological, geotechnical and chemical parameters are collected in mineral exploration drilling.

Our company's license area is located within the borders of Yozgat province, Akdağmadeni district. The area is generally covered and the outcrops are limited. As a result of the detailed geology and alteration maps made in the license area, the target drilling areas were determined together with the results obtained from the geophysical studies. Approximately 24000 meters of core drilling was carried out in the field. According to the data obtained from field observations, samples taken and

drillings, it has been determined that the area is a vein type and replacement type epithermal mineralization connected to faults. The licence area has been made ready for operation by making an economic evaluation of the ore bed in the light of resource/reserve estimation reporting and other data in accordance with international JORC standards.

Keywords: Geology, Mining, Drilling, Ore, Resource/Reserve, International Standards

GİRİŞ

Coğrafi Konum ve Ulaşım

Çalışma alanı Yozgat ili, Akdağmadeni ilçesi, Karadikmen köyü civarında bulunmaktadır. Ruhsat 1/25.000 ölçekli I35-a3,b4 paftalarında yer almaktadır. Çalışma alanı Akdağmadeni’nden 17 km uzaklıkta olup, sahaya Akdağmadeni-Yozgat karayolunun 8. km’inde Oluközü Köyü içerisinde ayrılan stabilize yol ile ulaşılmaktadır. Diğer bir yol; Akdağmadeni-Yozgat karayolunun 16. km’sinde Hacıfakılı yol ayrımından girilerek, 6,5 km sonra Kırklar Köyüne ulaşılır. Buradan KD’ya ayrılan stabilize yol kullanılarak 2,5 km sonra ruhsat sahasına ulaşılabilir (Şekil 1).

Ruhsata en yakın yerleşim yeri, Karadikmen Köyü’dür. Köy merkezinden ruhsata en yakın mesafe 450 metredir. Ruhsatın kuzeydoğusunda Kirsinkavağı, güneydoğusunda Muşalıkale, güneyinde Konacı, güneybatısında Kırklar, batısında Örenkale ve kuzeybatısında Çaypınar Köyleri bulunmaktadır.

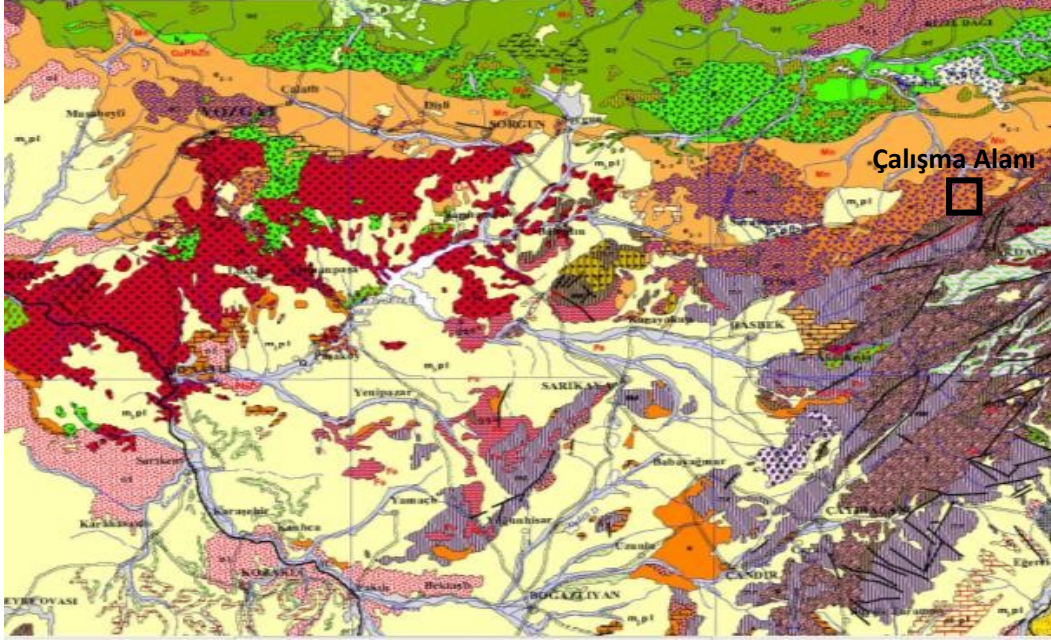


Şekil 1. Yer bulduru haritası

Bölgesel Jeoloji

Çalışma alanını içeren bölgede, birbirinden farklı tektono-stratigrafik kaya birimlerini ve deformasyon izlerini içeren Kırşehir masifi, İzmir-Ankara-Erzincan Zonu ve Sakarya Zonu olarak adlandırılan üç ana yapısal unsur bulunur. Sakarya Zonu ile Kırşehir Masifi arasında oluşmuş Neo-Tetis okyanusunun kapanmaya başlaması ile Kretase sonlarında okyanus kabuğu Kırşehir Masifi üzerine yerleşmiş ve buna bağlı olarak kırılma, kıvrımlanma, kabuk kalınlaşması, metamorfizma, volkanizma ve granit yerleşmesi meydana gelmiştir. Okyanusal havza Geç Kretase-Erken Paleosen sırasında tamamen

kapanmıştır. Sıkışma rejimi ise Eosen sonuna kadar devam etmiştir. Bölgede yer yer Eosen çökelleri ile metamorfikler arasında yer alan KD-GB yönlü doğrultu atımlı faylar vardır. Muhtemel Kretase sonu oluşan faylar sıkışmanın devam etmesine bağlı olarak Eosen sonuna kadar yanal ve düşey yönde hareket etmişlerdir. Eosen sonunda bölge giderek karasallaşmış, Neojen ve Kuvaterner’de yatay konumlu karasal çökeller havzayı doldurarak neo-otokton örtü kayalarını oluşturmuştur (Dalkılıç vd., 2008), (Şekil 2).



Şekil 2. 1/500.000 ölçekli bölgesel jeoloji haritası (MTA)

Maden Jeolojisi

Sahada görülen kayaçlar andezit, bazaltik andezit, bazalt daykları ve aglomeralardan oluşmaktadır. 1/100.000 ölçekli MTA jeoloji haritasında Pazarcık Volkanitleri olarak bahsedilen birime benzerlik göstermektedir ve neredeyse tüm sahayı kaplamaktadır. Andezitik kayaçlar genel olarak gri renkli, afanitik dokulu olup, plajiyoklas, amfibol ve az oranda da piroksen minerallerinden oluşmaktadır. Bu kayaçlar kimi yerde yoğun alterasyona uğrayarak kaolenleşmişlerdir. Bazı kesimlerde de Andezitleri kesen subvolkanik kayaçlar gözlenmekte ve bu kayaçlar da genel olarak porfiri dokulu ve ortaç karakterlidir. Ağcabeserek Tepe’de K45D doğrultulu, Karadikmen Köyü’nün güneybatısında BGB-DKD doğrultulu fay boyunca alterasyon zonlarını görmek mümkündür. Andezitler lokal fay zonlarında ve saha içerisinde yaklaşık olarak K80D doğrultulu fay zonu boyunca killeşmiş, silisleşmiş, breşleşmiş ve piritli görünmektedir (Şekil 3).



Şekil 3. Ruhsat sahası 1/10.000 ölçekli jeoloji haritası

Arama Yöntemleri

Ruhsat sahasının daha önce MTA tarafından yapılmış 1/25.000 ölçekli jeoloji haritası revize edilmiştir. Sahada detaylı jeolojik etütler yapılmıştır. Sahanın tamamının (1998,48 hektar) 1/5.000 ölçeğinde maden jeoloji haritası yapılmıştır. Sahada gözlenen jeolojik birimler, fay, mostra, alterasyon ve damar gibi jeolojik unsurlar harita üzerine işlenmiştir. Ruhsat sahasının 126,50 hektarlık kesiminde 1/1.000 ölçeğinde topoğrafya haritası ve detay jeoloji haritası hazırlanmıştır. Ayrıca bu çalışma kapsamında sahanın değişik yerlerinden 109 adet jeokimyasal ve 10 adet petrografik analiz için kaya numuneleri alınmıştır. Ruhsat sahasında belirlenen alanda 750'şer metre uzunluğunda toplam 42 adet profil (profiller arası 50 m) ve her profil üzerinden 25 metrede bir ölçüm alınarak manyetik ölçümler yapılmıştır. Buna ek olarak aynı profil ve ölçüm aralıklarında (31,5 km) IP/Rezistivite ölçümleri alınmış ve sülfürlü minerallere karşılık gelen alanlar belirlenmeye çalışılmıştır. Çalışmalar sonucunda sahada üç adet hedef alan belirlenmiş ve bu alanlarda sondaj çalışmaları yapılmıştır.

Örnekleme Yöntemleri

Ruhsat sahasında, yapılan haritalamalarda jeolojik birimlerin doğru bir şekilde isimlendirilebilmesi için 10 farklı noktadan petrografik analiz için numune alınmış ve ince kesit yaptırılarak numuneler tanımlanmıştır. Jeokimyasal analiz için killi, limonitli, silisli ve kuvars damarlı zonlardan alınan kaya numunelerinde; numune alınan damarın veya zonun belirli bir doğrultusu/gidişi varsa doğrultuya dik ve zonlu temsil edecek şekilde yonga örnek (chip sample) alınmıştır. Eğer zonun veya damarın duruşu tespit edilememiş ise değişik yerlerinden parçalar alınarak harmanlama numune alınmıştır. Bazı kesimlerde damar ya da silisli zonun devamının bulunması için yarma açılmış ve numune alınmıştır (Foto 1).

Sondaj karotları; killi, limonitli, silisli, kuvars damarı, mineralize zon veya fay zonları gibi cevherleşme açısından önemli olabilecek zonlar göz önünde bulundurularak, minimum örnek aralığı 1 metre olacak şekilde örneklenmiştir. Sondaj başlangıçları ve bitişleri dışında maksimum örnekleme aralığı 2 metredir.

Karot örnekleri arazide her manevranın ardından plastik karot sandıklarına düzgün bir şekilde yerleştirilmiştir. Daha sonra sandıklar Ankara'daki karot deposuna getirilmiştir. Buradaki karot loglama ve yarılama laboratuvarında, karotlar detaylı bir şekilde incelenmiş, arşivleme için fotoğraflanmıştır. Loglamadan önce karot verimlilik ve RQD ölçümleri yapılmıştır. Daha sonra örnek aralıkları belirlenmiş, karot kesme makinesinde ikiye ayrılmış, yarılardan biri torbalanmış, etiketlenmiş ve ACME'nin Ankara'daki Örnek Hazırlama Laboratuvarı'na gönderilmiştir. Örnek seti içine her 20 örnekte bir olmak üzere 1'er adet referans (standart) ve blank (boş) örnekleri ilave edilmiştir. Yine yaklaşık 20 örnekte bir çift (duplicate) örnek alınmıştır. Karotların yarılanan diğer yarıları daha sonra çeşitli amaçlı kullanımlar ve arşivleme için plastik sandıktaki yerlerine konulmuştur. Karot sandıkları şirketimize ait İzmir'deki depomuzda saklanmaktadır (Foto 2).

Alterasyon ve Cevherleşme

Saha gözlemleri ve alınan numuneler Karadikmen Köyü'nün güneybatısında bulunan, Sarıtaş Dere'nin kuzey yamaçlarını önemli hale getirmiştir. Mağara Tepe'nin 1 km güneydoğusundan başlayarak Eğrek Tepe'nin güney eteğine kadar uzanan yaklaşık 3 km'lik büyük bir yapısal zon tespit edilmiştir (Foto 3). K75D doğrultulu bu ana zon ile birçoğu KB-GD ve KD-GB doğrultulu olan tali kırıklarla kesiştikleri yerlerde killeşme, limonitleşme, silisleşme ve kuvars damarları görülmektedir. Yoğun killeşmiş, piritleşmiş, ince kuvars damarları bulunan, yer yer breşleşmiş zonlarda galen, kalkopirit, sfalerit ve pirit gözlenen başlıca cevher mineralleridir. Gang minerallerinden ise barit, karbonat, kil mineralleri ve özellikle ametist bulunması düşük sıcaklık ve sığ derinlikte oluşan epitermal cevherleşme için önemli

ipuçlarıdır. Fay zonu doğuya doğru takip edildiğinde kalsedonik-akma yapısı içeren bloklar görülmüştür (Şekil 4). Silisleşmenin yerini bazı yerlerde limonitik-manganlı-killi seviyeler almıştır. Özellikle bu kesimlerden alınan kaya numunelerinde yüksek Au, Ag, Cu, Pb, Zn anomali değerleri görülmektedir. Fay zonu üzerinde, Eğrek Tepe'nin altında, MTA tarafından yapılmış sıcak su sondajı, bu zonun buraya kadar uzandığını gösteren önemli delillerdendir. Ayrıca bu, sisteme cevher taşıyan sıvıların da aktif olabileceğini göstermektedir. Cevherli fayların dışında, bunları atıma uğratan mineralleşme sonrası faylar da sahada sıklıkla gözlenmektedir. Bu yapılar sınırlı sayıda gözlem noktası ve mostra olan sahayı daha karmaşık hale getirmektedir (Foto 5). Arazi gözlemleri, alınan numuneler ve yapılan sondajlardan elde edilen verilere göre, sahanın faylara bağlı, damar tipi ve ornatım tipi epitermal bir cevherleşme olduğu görülmektedir.



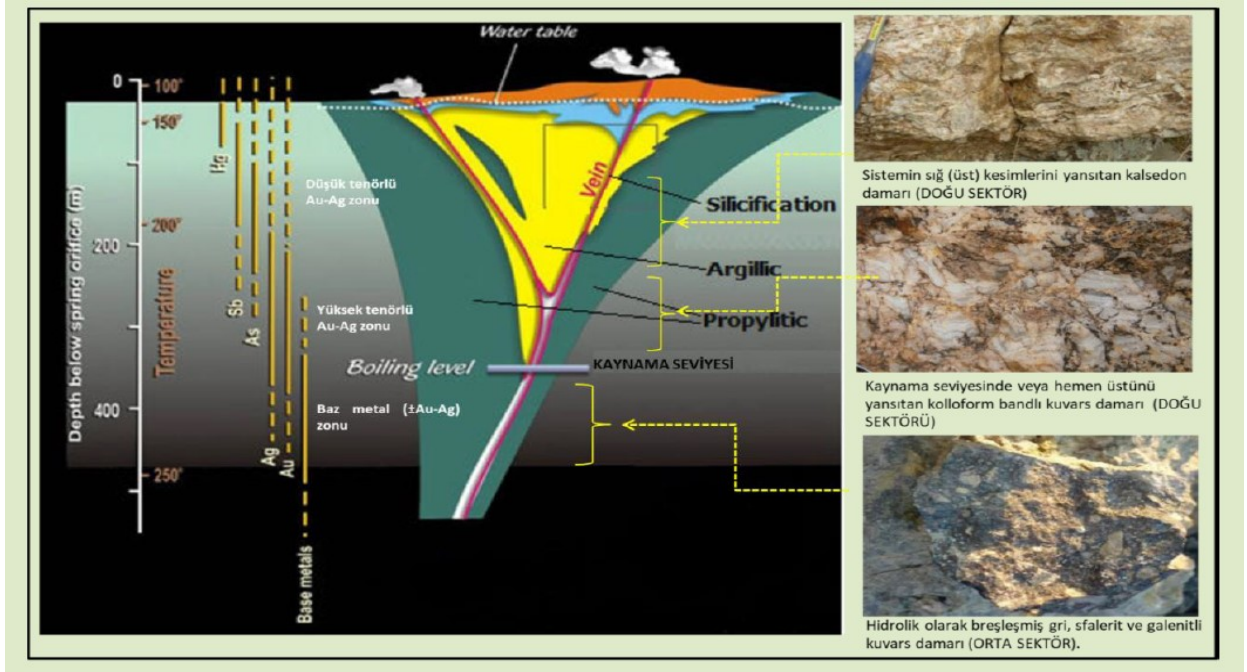
Foto 1. Yarma açma çalışmaları



Foto 2. Şirketimize ait karot sandık deposu (İzmir)



Foto 3. Cevherli zonun GB'ya uzanımı



Şekil 4. Volkanik kayalarla ilişkili düşük sülfürlü tip epitermal yatakları (Buchanan, 1981'den uyarlanmıştır).



Foto 5. Mineralleşme sonrası (post-mineral) fay (sol taraf piritli ve altere)

YÖNTEM ve UYGULAMA

Sondaj Çalışmaları

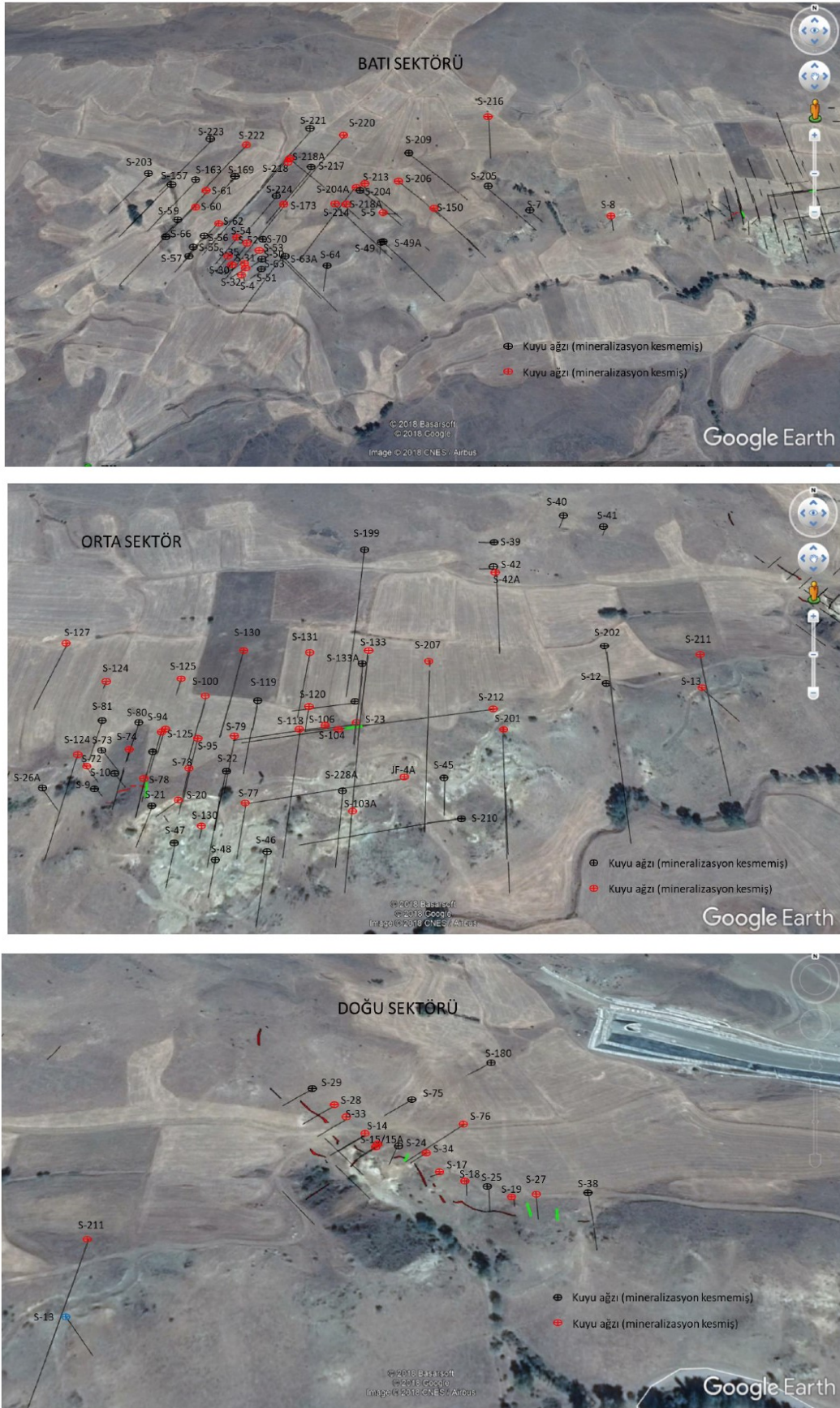
Sondajlı arama faaliyetleri maden aramalarında kullanılan çok önemli bir araçtır. Sondaj sektörü, iş sağlığı ve güvenliği yönünden çok tehlikeli bir iş kolu olarak değerlendirilmektedir. Herhangi bir iş kazası yaşanmaması için sondaj çalışmaları öncesinde her türlü güvenlik önleminin alınması esastır. Çalışmalar öncesinde risk değerlendirmesi yapılması, malzeme güvenlik formlarının incelenmesi ve çalışmalar sırasında Kişisel Koruyucu Donanım (KKD) kullanımı bu güvenlik önlemlerine örnektir. Şirketimiz sondaj faaliyetlerine başlamadan, çalışacak bütün personele iş güvenliği eğitimini sözlü olarak ve hazırlanan formlar eşliğinde görsel olarak anlatmakta, bilgilendirmeler yapmaktadır (Foto 6).



Foto 6. Sondaj Faaliyeti öncesinde çalışanlara iş güvenliği eğitimi

Prospeksiyon ve araştırma safhalarında en önemli faaliyet sondajlardır. Sonuçta hedef sahada beklenen cevherleşmenin tipi, boyutları, doğrultu ve eğimi, dalımı, tenör ve rezervi ile olası yatak modelleri belirlemede kullanılan veriler tamamen sondajlı arama faaliyetlerinden elde edilir. Sondaj, sahanın işletmeye başlaması ile birlikte yeni zonların ve alanların tespiti için devam eden bir süreçtir. Sondajlı arama faaliyetleri, elde edilen yüzey verileri ışığında gerekli görülen durumlarda saha mühendisleri tarafından programı değiştirilebilen yaşayan bir süreçtir.

Şirketimize ait ruhsat sahasından elde edilen detay jeoloji ve alterasyon haritaları, jeofizik verileri, yüzey numunelendirme çalışmaları, tektonik yapılar, stratigrafik birimler dikkate alınarak sondaj lokasyonları, doğrultu-eğimleri ve derinlikleri belirlenerek faaliyetler gerçekleştirilmiştir. Ruhsat sahasında belirlenen hedef alanlar “Batı Sektör”, “Orta Sektör (Açık İşletme Sektörü)” ve “Doğu Sektör” olarak isimlendirilmiştir (Şekil 5).



Şekil 5. Ruhsat sahasında tamamlanan sondaj lokasyonları

Tüm sondajlar (161 lokasyon) elmaslı sondaj tekniği ile yapılmıştır. Sondaj kuyularının derinliği 38m ile 368m arasında değişmektedir. Toplam kuyu uzunluğu 23.582,85 m'dir. Kuyular HQ çapı olarak başlatılmış ve çoğu kuyuda aynı çap kuyu sonuna kadar korunmuştur. Ancak bazı HQ çapta başlayıp NQ çapta tamamlanmış kuyular da vardır. Kuyu ağızları borulanmış ve etraflarına beton dökülmüştür. Kuyu başı kot ve koordinatları topoğraf tarafından hem total station ölçme aletleriyle hem de drone ile yeterince hassas olarak ölçülmüştür. Kuyu içi sapma ölçümleri yapılmıştır. Tüm sondajlarda 50m aralıklarla kuyu içi sapma ölçümleri (downhole survey) yapılmıştır. Sondaj aralıkları, Batı sektöründe 10m ila 90m; Orta Sektörde 10m ila 60m ve Doğu Sektöründe 20m ila 50m arasında değişmektedir (Foto 7).

Sondajlarda her manevrada kazanılan karot uzunluğu ölçülmüş ve bu uzunluk, manevra boyuna oranlanarak her manevra için bir karot verimi yüzdesi tanımlanmıştır. Sondajlardan elde edilen tüm karotlar, jeolojik olarak maden kaynak tahminini destekleyecek ayrıntıda loglanmış ve tüm karot sandıkları dijital olarak fotoğraflanmıştır (Foto 8). Yapılan çalışma ve faaliyetler, endüstrinin bugünkü "En İyi Uygulamalar" ı ile tutarlı ve NI 43-101, JORC gibi uluslararası kabul gören raporlama yönetmeliklerinin gerekliliklerini karşılayabilecek nitelikte yürütülmüştür.

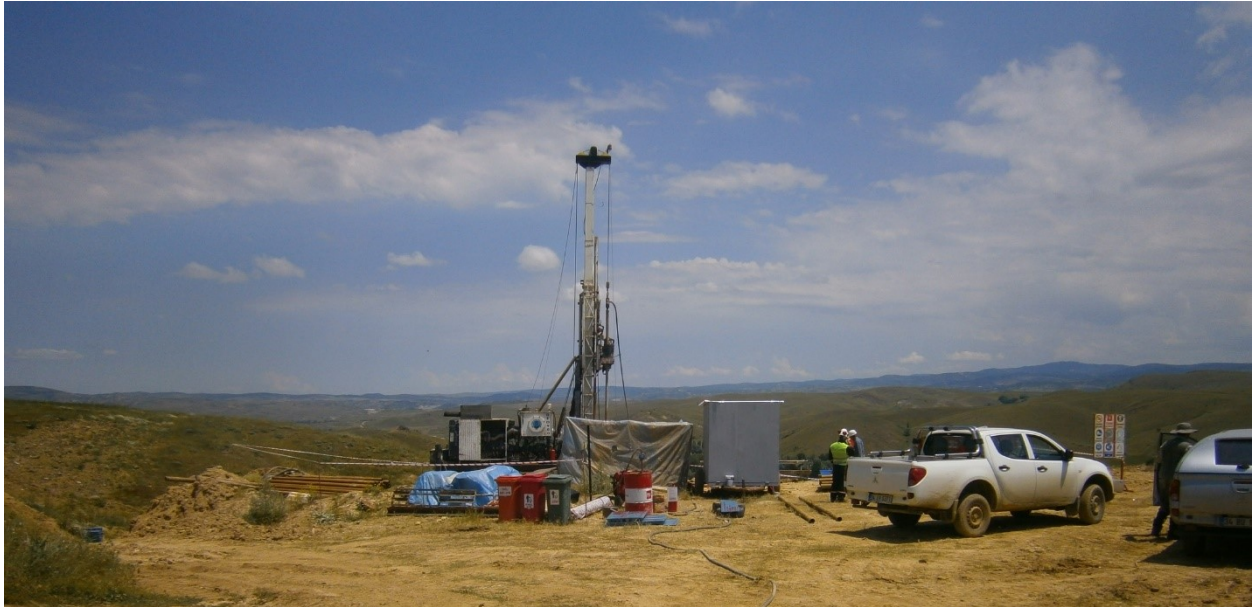


Foto 7. Sondaj lokasyonu ve faaliyet alanı görünümü

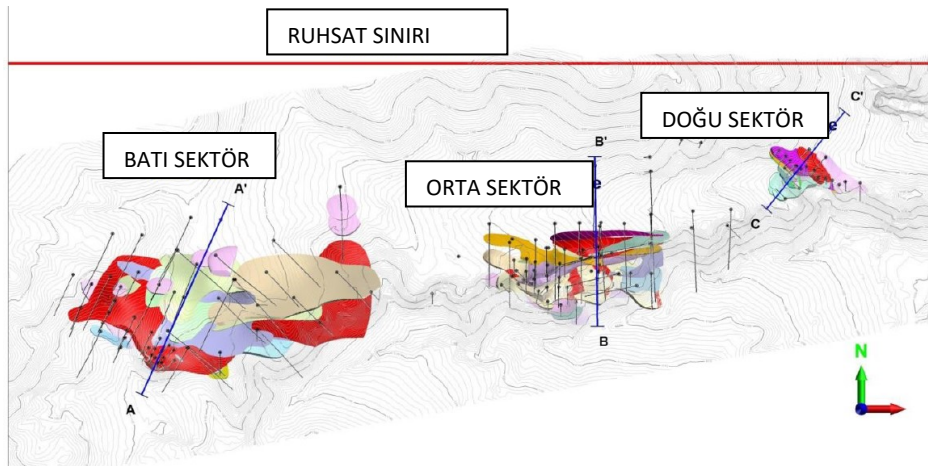
Numune aralıkları, loglama sırasında jeolog tarafından belirlenmiştir. Daha sonra belirlenen aralıklardaki karotlar bir karot testeresiyle boyuna kesilerek yarılanmıştır; yarılanan karotların bir yarısı numune olarak alınmış, diğer yarısı karot sandığındaki yerine konarak şahit karot olarak muhafaza edilmiştir. Karot numuneleri farklı uzunluklarda olup, genellikle 1,8m'dir. Numune olarak alınan karotlar Acme Ankara Laboratuvarı'nda kurutulmuş, çeneli kırıcıda yaklaşık 5 mm altına kadar kırılmış, tekrar bir ayırıcıyla iki bölüme ayrılmış ve bir yarısı değirmende 75 µm'ye kadar öğütülmüştür. Numuneler, Acme Ankara Laboratuvarında Au ve Ag tenörleri ICP-MS yöntemiyle yapılmış analiz sonuçlarına dayanmaktadır. Pb ve Zn için 4 asitte çözündürdükten sonra ICP-MS yöntemiyle 36 element için analiz edilmiştir (Laboratuvar Kodu:1DX3 yeni kodu:AQ202). Ag, Pb ve Zn analizleri için, AQ202 prosedürünün üst deteksiyon sınırı olan Ag için 100 ppm, Pb ve Zn için 10.000 ppm eşliğini aşan numuneler, MA370 ve FA530 kodlu yöntemler ile yeniden analiz edilmiştir.



Foto 8. Sondajlarda kesilen cevher tipleri

Jeolojik Modelleme ve Kaynak Tahmin Çalışmaları

Yüzey jeolojisi ve alınan yüzey numune analizleriyle birlikte yapılan sondaj çalışmaları neticesinde ruhsat sahasında belirlenen cevherleşme 3 farklı bölüme ayrılmıştır. Bu bölümlere “Batı Sektör”, “Orta (Açık İşletme) Sektör”, “Doğu Sektör” isimleri verilmiştir. Mineralizasyonun modellenmesinde 1 / 1 000 ölçekli jeoloji haritasından hazırlanan K-G, KB-GD, KD-GB yönlü jeoloji kesitlerinden yararlanılmıştır. Kesitler üzerinde sondajlar, sondajlardan edinilen veriler (litoloji, alterasyon, fay, örnekleme ve analiz verileri) gösterilmiştir. Mineralizasyonun doğası, sınırları, yan taşlarla ve alterasyonlarla ilişkileri, yanal ve düşey zonlanmalar bu sondaj verileri yanı sıra jeoloji, jeokimya ve IP verileri ışığında bu kesitler üzerinde yorumlanmıştır. Daha sonra birbirine paralel peş peşe kesitlerdeki mineralize alanlar birleştirilerek, mineralizasyonun 3 boyutlu jeoloji modeli oluşturulmuştur (Şekil 6).



Şekil 6. Ruhsat sahası cevher 3D modellemesi

Yüzey harita alımları (1/5 000 ve 1/1 000), yarma, kesit ve sondaj yöntemleri kullanılarak derlenen topografik ve jeolojik veriler ile Üçpınarlar Mevkii ile Eğrek Tepe arasındaki yaklaşık 2,5km uzunluğunda yer alan silisleşmiş mostralardan ve kuvars damarlarında yapılan yüzey ve yeraltı örneklemesine (161 adet sondajdan alınan toplam 13922 adet numune ile 109 adet yüzeyden alınan kaya numunesi) ilişkin koordinat ve analiz verileri 'Excel' formatında 4 dosyadan oluşan standart veritabanı yapısında birleştirilmiştir. Veritabanında Acme laboratuvarında yapılan "Duplicate Sample" numune sonuçları kullanılmıştır.

Herhangi bir işlem yapmadan önce veritabanını oluşturan verilerin geçerliliği, "Micromine programı" kapsamındaki "veri geçerliliği" (data validation) paketi kullanılarak kontrol edilmiş ve hatalar (uyuşmayan uzunluklar, tekrarlanmış değerler vb) giderilmiştir.

Diğer Faaliyetler

Elde edilen bütün veriler ışığında, "Scope Study" mertebesinde sahanın ekonomik değerlendirmesi üzerine bir çalışma yaptırılmış ve JORC standartlarında (İngilizce formatlı) kaynak/rezerv tahmin raporu hazırlanmıştır.

Sahanın cevher zenginleştirme çalışmaları tamamlanmıştır. Batı sektörde yer alan Ag, Orta sektörde yer alan Pb, Zn cevherleşmesine ilişkin testler ve analizler tamamlanmış olup, raporu hazırlanmıştır. Zenginleştirme tesisinde kullanılan kimyasalların muadillerinin kullanılarak maliyeti düşürme çalışmaları yapılmış ve ikinci bir rapor oluşturulmuştur.

Ruhsat sahasında işletme için ÇED raporu hazırlanmış, Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı'na sunulmuş, sahada halkın katılımı toplantısı yapılmış, Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı'nda İDK (inceleme değerlendirme toplantısı) tamamlanmıştır. 18.12.2020 tarihinde "ÇED OLURLU" belgesi alınmıştır.

SONUÇLAR

Yapılan çalışmalar sonucunda, sahada volkanik yan kayaçlı epitermal tipte bir cevherleşmenin varlığı saptanmıştır. Farklı aşınma yüzeylerine göre, bazı kesimlerde baz metalce zengin mineraller öne çıkarken, diğer kesimlerde değerli metallerin ana cevherleşmeyi oluşturduğu görülmüştür. Yapılan pilot çaptaki cevher zenginleştirme çalışmalarına göre Batı Sektör'de Ag cevherleşmesi ve Orta Sektör'de Pb-Zn-(Cu)±Au nun tatminkâr bir verimlilik oranıyla zenginleşebileceği ortaya çıkmıştır.

Fay zonunun devamında MTA tarafından yapılan jeotermal su sondajının bulunması, sahada gözlemlenen yoğun killeşme ve limonitleşmelerin olması, geniş bir alanda cevherleşmenin olabileceğini göstermektedir. Lokal kırık hatları boyunca andezitlerde silisleşme, breşleşme ve kılcal kuvars damarlarının görülmesi de bu ihtimali güçlendirmektedir.

1998,48 hektarlık alana sahip ruhsat sahasının sadece 126,50 hektarlık alanında 1/1000 ölçeğinde detaylı çalışmalar yürütülmüş olup, sahanın diğer kesimlerinde belirlenmiş ancak detay çalışması yapılmamış olan altere, silisli birimler bulunmaktadır. Bu da sahanın daha da detaylı araştırılarak ekonomik boyutta işletmenin olabilmesi ihtimalini artırmaktadır.

Ruhsatlı sahada bugüne kadar yapılan çalışmalar, belirli bilimsel metotlar ve akredite laboratuvarlar üzerinden yürütülmüştür. Buda elde edilen sonuç ve göstergelerin güvenilirliğini artırmaktadır.

KAYNAKLAR

- Özcan A., Erkan A., Keskin A., Keskin E., Oral A., Özer S., Sümengen M., Tekeli O., 1980, Kuzey Anadolu Fayı, Kırşehir Masifi Arasının Temel Jeolojisi: MTA Genel Müdürlüğü, Derleme Rapor NO:6722, Ankara
- Buchanan, L.J., 1981, Precious metal deposits associated with volcanic environments in the Southwest: Arizona Geological Society Digest 14, p. 237-262.
- Yılmaz A., Özer S., 1984, Kuzey Anadolu Bindirme Kuşağının Akdağmadeni (Yozgat) ile Karaçayır (Sivas) Arasındaki Bölümün Temel Jeoloji İncelemesi ve Tersiyer Havzasının Yapısal Evrimi, T.J.K. Bülteni, Ketin Simpozyumu 163-1745
- Erzenoğlu Z., Özeke H., 1991, Yozgat Akdağmadeni Karadikmen Köyü İlçası Jeoloji-Hidrojeoloji Etüdü, MTA Genel Müdürlüğü Derleme Rapor NO:9311, Ankara
- DPT (Devlet Planlama Teşkilatı), 2001, Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Bakır-Pirit Çalışma Grubu Raporu, Ankara.
- DPT (Devlet Planlama Teşkilatı), 2001, Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Kurşun-Çinko-Kadmiyum Çalışma Grubu Raporu, Ankara.
- Stephenson, P R, Allman, A, Carville, D P, Stoker, P T, Mokos, P, Tyrrell, J and Burrows, T, 2006, Mineral resource classification – it's time to shoot the 'spotted dog'!: in Proceedings Sixth International Mining Geology Conference, pp 91-96 (The Australasian Institute of Mining and Metallurgy: Melbourne).
- İnternet erişimi:
<https://www.ausimm.com.au/publications/epublication.aspx?ID=2166>
- Dalkılıç, H., Dönmez, M. ve Akçay, A. E., 2008. 1/100 000 ölçekli açınsama nitelikli Türkiye Jeoloji Haritaları Serisi, Yozgat-İ35 Paftası, MTA, Ankara, No:82
- MTA, 2010, Yozgat-Akdağmadeni-Karadikmen Yak-2010/8 Jeotermal Raporu: MTA raporu, No. 11933. İnternet erişimi:
https://eticaret.mta.gov.tr/index.php?route=product/product&product_id=11933
- Kavukçu, S. ve Güler, U., 2012, Soner Temel Mühendislik Aş Yozgat – Akdağmadeni Metalik Maden Sahası Yapay Uçlaşma/Özdirenç (İp/Resistivity) Etüdü Raporu: Şirket içi rapor, 102s.
- Ulu, E., Köse, B. ve Buhur, A., 2015, Yozgat Akdağ Madeni Karadikmen Köyü Gümüş Cevheri Zenginleştirme Test Çalışması: Şirket içi rapor, 136s.
- Ulu, E., Köse, B., Buhur, A., Türeli, K. ve Samet, E. 2015, Yozgat - Akdağmadeni - Karadikmen Köyü Pb-Zn Cevheri Zenginleştirme Projesi: Şirket içi rapor, 198s
- İlhan, A., 2016, Yozgat-Akdağmadeni-Karadikmen Er.3247295 No'lu Ruhsat Jeoloji Raporu: Şirket içi rapor, 47s.

JEOTERMAL ARAŞTIRMA SONDAJLARINDA ALINMASI GEREKEN İŞ GÜVENLİĞİ ÖNLEMLERİ OCCUPATIONAL SAFETY PRECAUTIONS TO BE TAKEN IN GEOTHERMAL DRILLINGS

Hafize AKILLI ^{1,*}

¹*Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, Enerji Hammadde Etüt ve Arama Dairesi Başkanlığı*
(*Sorumlu yazar: hafize.akilli@mta.gov.tr)

ÖZET

İş Sağlığı ve Güvenliği (İSG), özel veya kamu sektörü fark etmeksizin, çalışanın sağlığını ve güvenliğini korumak için bir takım tehlike ve riskleri belirleyerek bunlara karşı önlem alınmasını kapsamaktadır. İSG Kanununun ilgili yönetmelikleri ve tebliğleri gereği, jeotermal akışkanın yeryüzüne çıkarılması ile ilgili olarak yapılacak sondaj çalışmaları 09.10.02 NACE kodlu çok tehlikeli sınıf iş yeri kapsamındadır. Jeotermal sondaj çalışmalarının her aşaması çok tehlikeli sınıfa girmektedir. Bu aşamalar nakliyattan başlayıp, lokasyonun hazırlanması, makinanın montaj ve demontajı, vardiyalı çalışma sisteminin yürütülmesi, ağır sondaj ekipman ve malzemelerinin kullanılması, sondaj esnasında kullanılan çeşitli kimyasal maddeler, ilerleme sırasında kuyunun blow out yapması, ani sıcak akışkan ve gazın gelmesidir. 6331 sayılı İş Sağlığı ve Güvenliği yasasının kapsamı doğrultusunda jeotermal sondajlarda tehlike ve risklerin önceden tespit edilmesi ve önlemlerin alınması gerekmektedir. Bu çalışma ile jeotermal sondaj faaliyetleri yürüten işyerlerinde iş güvenliğine dair yol gösterici hususların ortaya konulması amaçlanmıştır.

Anahtar Sözcükler: Jeotermal sondaj, montaj, demontaj, ani sıcak su gelişi, sondaj kimyasalları, iş kazası, iş güvenliği

ABSTRACT

Occupational Health and Safety (OHS) includes taking measures to protect the health and safety of the employee by identifying a number of dangers and risks, whether it is a private or public sector. In accordance with the relevant regulations and communiqués of the OHS Code, drilling operations related to the removal of geothermal fluid to the ground are evaluated within the scope of a very dangerous class workplace with the code of 09.10.02 NACE. In fact, each stage of geothermal drilling operations is classified as “very dangerous”. The stages such as transportation, preparation of the location, assembling and disassembling of the machine used, installation of the shift working system, use of heavy drilling equipment and materials as well as various chemicals during drilling, blow out of the well during progress, sudden hot fluid and gas arrival are some of the causes of work accident. In accordance with the scope of the Occupational Health and Safety law No. 6331, it is necessary to determine the dangers and risks of geothermal drilling in advance and to take necessary precautions against these dangers and risks. In this study, it was aimed to define guiding issues related to occupational safety in workplaces, carrying out geothermal drilling activities.

Keywords: Geothermal drilling, assembly, disassembly, blow-out, drilling chemicals, work accident, occupational safety

GİRİŞ

Günümüzde enerji sorunu tüm dünya ülkelerinin en önemli problemi olarak yer almaktadır. Fosil yakıtların (petrol, doğal gaz, kömür) sınırlı miktarda olması, maliyet fazlalıkları ve çevreye olumsuz etkileri ile tükenbilir enerji kaynakları olması nedeniyle, ülkeler, alternatif enerji kaynaklarının arayışına yönelmiştir. Özellikle bulunduğumuz 2022 yılı içerisinde yaşanan dünya ölçeğindeki doğal gaz krizi alternatif enerji kaynaklarının önemini bir kez daha ortaya koymuştur. Petrol ve doğal gaz rezervleri bakımından yeterli kaynağı olmayan ülkemizde de son yıllarda alternatif enerji kaynaklarından jeotermal enerjiye olan ilgi giderek artmıştır. Jeotermal enerji, sürdürülebilirliği olması, çevreye olan olumsuz etkileri önlenmesi veya minimize edilebilmesi, dört mevsim üretimin sağlanabilmesi gibi özellikleriyle Ülkemiz ekonomisi için önemli bir yenilenebilir kaynaktır. Ülkemiz jeotermal kaynaklar açısından önemli bir potansiyele sahiptir. Bu potansiyelin gerçek değerinin ortaya çıkarılması açısından son yıllarda çok sayıda sondajlı çalışmalar yapılmaya başlanmıştır.

Ülkemizde sondaj faaliyetleri, 19.09.2013 tarih ve 28770 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan “Maden İşyerlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği” kapsamında yürütülmektedir. Yönetmelik hükümleri incelendiğinde sondajla maden çıkarılan işlerin yapıldığı işyerleri ile yeraltı ve yerüstü maden işlerinin yapıldığı işyerleri olarak geniş bir kapsam içerdiği görülmektedir.

6331 sayılı İş Sağlığı ve Güvenliği (İSG) Kanununun ilgili yönetmelikleri ve tebliğleri gereği, jeotermal akışkanın yeryüzüne çıkarılması ile ilgili olarak yapılacak sondaj çalışmaları 09.10.02 NACE kodlu çok tehlikeli sınıf işler kapsamındadır. Jeotermal sondaj çalışmaları çok tehlikeli işler kapsamında yer almaktadır. Jeotermal sondajlar geniş çaplı ve derin üretim sondajları olup, sondaj makinasının nakliye, montaj, demontaj işlemleri, makine ve pompa sistemlerinin hareketli parçaları, kuyu açma sırasında kullanılan kimyasallar, tüpler, çalışanların güvensiz hareketleri nedeniyle kimi zaman istenmeyen iş kazaları gerçekleşmektedir. Jeotermal sondaj faaliyetleri sırasında işveren, hem olağan hem de olağanüstü durumlarda, çalışanların sağlık ve güvenliğini korumak üzere tehlike ve risklerin belirlenmesini, proaktif bir yaklaşımla önleme politikası oluşturulmasını, risk değerlendirmesinin yapılmasını, çalışanların eğitilmesini ve sağlık gözetiminin yapılmasını sağlamakla sorumludur. Yasal mevzuat ile alınması gereken zorunlu tedbirlerin uyulmasının sağlanması ile iş kazalarının azalması ve iş veriminin artması mümkün olacaktır.

JEOTERMAL SONDAJLARDA KARŞILAŞILAN İŞ SAĞLIĞI VE GÜVENLİĞİ SORUNLARI

Sondaj çalışmaları pahalı ve önemli miktarda sorumluluk gerektiren işlerdir. Sondaj çalışmaları yerleşim yerleri içerisinde veya açık arazide olabilir. Sadece sondajın mekanik olarak dönmesi işlemi olarak düşünülmemelidir. Sondaj makinesi, ekipmanları, malzemeler, karavanlar, depolar vb. geniş alanlara yayılmaktadır (Şekil 1). Hepsi bir tehlike kaynağıdır. Jeotermal sondajlarda makinanın hazırlanması, nakliyatı, montajı, sondajın ilerlemesi ve demontajı sırasında çalışma koşullarından, formasyonların litolojik özelliklerinden (Şekil 2) ve çalışanların güvensiz hareketlerinden kaynaklı birçok tehlike ve risklerle karşılaşmak mümkündür.

Nakliyattan, montaja, ilerlemeye ve demontaja kadar olan süreçte karşılaşılabilecek risk ve tehlikeler, alınması gereken önlemler burada anlatılmıştır.

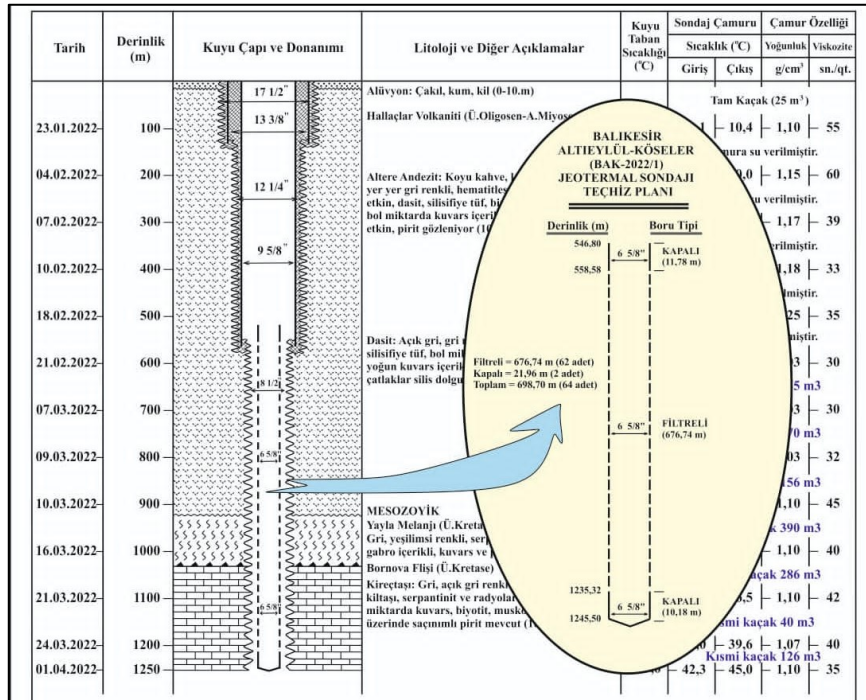
Nakliyat

Sondaj makinesinin araziye nakli öncesi ve sırasında meydana gelebilecek risk ve tehlikelerin önceden belirlenmesi ve gerekli önlemlerin alınması gerekmektedir. Tüm işlemler kamp şefi ve/veya kule şefi kontrolünde yapılmalıdır. Nakliye işlemleri sırasında uygun Kişisel Koruyucu Donanım (KKD) kullanılmalıdır. Sondaj makinasının, lokasyona intikalinden önce bakım ve periyodik kontrollerinin yapılması gerekir. Nakliye araçlarında takım çantası, çekme halatı, zincir, takoz ve krika, yangın

söndürme cihazı ve ilk yardım malzemelerini bulundurmalıdır. Nakliyat sırasında hava koşulları dikkate alınmalı, olumsuz koşullarda yola çıkılmamalıdır. Sürücülerin aracı kullanmaya uygun ehliyete sahip olması gerekmektedir. Şoförlerin yolculuk esnasında gerekli zaman aralıklarında dinlenmeleri sağlanmalıdır. Nakliye sırasında trafik kurallarına uyulmalıdır. Sondaj makineleri büyük araçlar oldukları için arkası veya önünde kılavuz aracı olmalıdır. Tüm bu işlemlerin yürütülebilmesi için kontrol listeleri hazırlanmalıdır. Kontrol listeleri makine parçalarının kontrolünü, kullanılan malzemelerin eksik, sağlam olup olmadığını belirlemek için önemli bir yol göstericidir. Kontrol listesi uygulanan sahalardan elde edilen sonuçlara göre; günümüz maden arama teknolojisinin vazgeçilmezi olan sondaj makinelerinin yaklaşık %90 oranında kontrol listesinde yer alan gereklilikleri karşıladığı tespit edilmiştir (Ertuş, 2016).



Şekil 1. NOV-750 sondaj makinesi



Şekil 2. Sondaj faaliyetleri sırasında litoloji takibi yapılması

Lokasyon Hazırlığı

Sondaj çalışmaları yerleşim yerleri içinde veya arazide (Şekil 3) yapılabilir. Yerleşim yerlerinde meraklı çevre sakinlerinin şantiye alanına girmesi tehlikeli harekettir. Açık arazide yapılan sondajlarda ise yabani hayvanların çalışma alanına girmemesi, çalışanların korunması gerekir. Bu amaçla şantiye alanı teller ile çevrilmeli, alana yabancı kişilerin girmesine izin verilmemelidir. Çalışma alanı ve çevresinde konut, ot, ağaç, yanıcı kimyasal atıklar vb. nedeniyle yangın riski her zaman vardır. Bu nedenle çalışma alanı ve çevresi temizlenmelidir. Uygun yerlere yangın söndürme tüpleri konulmalı, kontrol listeleri hazırlanmalıdır. Lokasyon hazırlığı sırasında alınması gereken önlemler, talimatlar çalışanlara bildirilmeli, yazılı olarak gerekli yerlere asılmalıdır. Çalışan işçi personel çoğu zaman mahalli işçi olup, çalışmalara başlanmadan önce işçilere gerekli eğitimler verilmelidir.

Montaj ve Demontaj

Sondaj makinesi birçok hareketli, döner aksamdan oluşmaktadır. Kullanılan ekipmanlar sondaj sektöründe kabul edilen API, DIN, BS, JIS ve DCDMA standartlarına uygun olmalıdır (Toraliöğlu vd., 2009). Hareketli aksamla herhangi bir şekilde dokunulması halinde ciddi iş kazaları meydana gelebilir. Bu sebepten dolayı makinenin montajı ve demontajı aşamasında çalışanlara gerekli eğitimler verilmelidir. Kullanılan ekipmanların bakım ve onarımlarının düzenli olarak yapılması gerekmektedir. Çalışma sırasında meydana gelebilecek sıkışma, çarpmaya karşı TS EN 388 standardında eldiven, TS EN 14052 standardında baret, TS EN ISO 20346 standardında koruyucu ayakkabı giyilmelidir.



Şekil 3. Sondaj makinesi (NOV-750) ve ekipmanları

Çalışanlardan Kaynaklı Riskler

Heinrich (1931)'e göre kazaların oluşmasında %88 oranında kişilerin güvensiz davranışlarının, %10 oranında güvensiz çalışmanın ve %2 oranında talihi etkisi vardır. İnsan, genel olarak herhangi bir iş yerinde iş güvenliğini sağlamada esas faktördür. Yapılan bir araştırmada insan kaynaklı tehlikelerin sebepleri incelendiğinde kurallara uymada bilinç eksikliği olduğu ve güvenlik kültürünün tam olarak oturmadığı tespit edilmiştir (Kuyucu, 2016). Güvenlik kültürü kavramı ilk olarak 1986 yılında Çernobil'de

meydan gelen nükleer kazadan sonra hazırlanan raporda kullanılmıştır (Dursun, 2011). “Güvenlik kültürü” özellikle risk düzeyinin yüksek olduğu durumlarda, insan faktörünün güvenliğini sağlamadaki rolünü açıklayan anahtar bir kavram olmuştur (Tokuç, 2016). Güvenlik kültürü tüm çalışanların katılımıyla gerçekleşir. Çalışanların işe sahiplenmesi, talimatlara harfiyen uyması, KKD kullanmayı ihmal etmemesi, vb. sayesinde iş kazaları ve meslek hastalıklarında azalma, işten memnun olma, çalışanların kendini değerli hissetmesi mümkün olacaktır.

Ülkemizde jeotermal sondajlarda kalifiye eleman bulmak konusunda sıkıntı yaşanmaktadır. Açılan teknik okullar ihtiyaca yeterince yanıt vermemektedir. İşçi personel genellikle sondajın yapıldığı mahalde bulunmakta, çoğu zaman acemi ve vasıfsız olmaktadır. Hâlbuki sondajcılık ağır ve tehlikeli bir iş olup deneyimli personel ile işlerin yürütülmesi gerekir. İşe alınan mahalli işçiler zaman zaman işlerin ağır olması nedeniyle işi bırakma eğiliminde olabilirler. Böyle bir durumda yeni alınan personelin yetiştirilmesi ise hem zaman kaybı hem de iş kazası risklerini arttırmaktadır. Mahalli çalışanlardan işe giriş sırasında sağlık durumlarının yapacakları işe uygun olduğunu belirten bir sağlık raporu istenmelidir. Çalışacak mahalli personelin fizyolojik ve ruhsal sağlıkları çalışmaya uygun olanları işe alınmalıdır. İşe giriş sırasında ve sonrasında periyodik muayenelerinin yapılması gerekir (16.06.2004 tarih ve 25494 sayılı Resmi Gazete). İşe alınan mahalli çalışanların işe başlamadan önce eğitimleri alması sağlanmalıdır (13.07.2003 tarih ve 28706 sayılı Resmi Gazete). Kullanılan tüm ekipman öğretilerek, karşılaşılabilecekleri tehlike ve riskler ayrıntılı olarak anlatılmalıdır. KKD’leri ne zaman ve nasıl kullanılacakları uygulamalı olarak gösterilmeli, sondaj alanında uyarı levhaları bulunmalıdır. Her mesai başlangıcında yapılacak işlerle ilgili kısa eğitim verilmelidir.

Sondaj yeri ile personelin konaklama yeri arasındaki mesafe çoğu zaman uzak ve eğimli-engebeli yollardan oluşmaktadır. Hem gece-gündüz hem de değişen iklim koşullarında sürücüler tüm dikkatlerini yola vermeli ve trafik kurallarına uymalıdır. Çalışanların görev tanımları yapılarak sadece sürücüler araçları kullanabilmelidir.

Sondaj kulesinde çalışacak personelin yüksekte çalışma açısından sağlığının uygun olması gerekir. Bu personelin koruyucu emniyet kemeri kullanması sağlanmalıdır. Ağır çalışma koşulları (vardiya, iklim koşulları, gece-gündüz çalışma durumları, vb.) olan sondajcılıkta, çalışanlarda zaman içerisinde dikkat dağınıklığı, reflekslerde kayıp, vb. meydana gelebilir. Böyle durumlarda çalışanlara uygun dinlenme zamanları ayrılmalıdır.

Sondaj İlerlemesi Sırasında Karşılaşılan Teknik Sorunlar

Jeotermal sondajlarda ilerleme sırasında hava, su veya petrol bazlı akışkanlar sondaj çamuru olarak kullanılmaktadır (Toralioglu vd., 2009). Kullanılan sondaj çamurları, sondajda kesilen kırıntıların yüzeye çıkmasını sağlar. İlerleme sırasında (killi birimlerin şişmesi gibi) litolojiden kaynaklanan sorunları bertaraf etmek amacıyla sondaj çamuruna çeşitli kimyasal maddeler (lignosülfonat, kostik soda gibi) eklenmektedir. Kullanılan tüm kimyasallara ait Malzeme Güvenlik Bilgi Formları (MSDS) şantiyede muhafaza edilmelidir. Kimyasallar, MSDS’de belirtilen depolama biçimine uygun olarak saklanmalıdır. Bu kimyasalların solunması, deri ile teması sonucunda çalışanların sağlığı üzerinde olumsuz etkiler yaratabilir. Bu kimyasalların kullanımı hakkında talimatlar hazırlanmalı, ilgili kişilere bu kimyasalları nasıl kullanacaklarına dair eğitimler verilmelidir. Ayrıca kimyasal maddelerin depolanması da önemlidir. Depolandığı yerde, kimyasalların yeraltına sızıntısını önlemek için gerekli önlemler alınmalıdır. Sondaj çamurları ve kullanılan kimyasallar zeminde kayganlık oluşturabilirler. Bu durum hem çalışanlar için hem de araç kazalarına sebebiyet vereceğinden bir başka tehlike kaynağını oluşturmaktadır. Uyarı levhaları hazırlanarak kaygan alanın temizliğinin yapılması sağlanmalıdır. Kimyasalların elle teması olmamalı, TS EN 374 standardına sahip kimyasal risklere karşı koruyucu eldivenler kullanılmalıdır. Sondaj ilerlerken kesilen kırıntıların ve kullanılan kimyasalların göze kaçmasını engel olmak için koruyucu gözlükler kullanılmalıdır.

Jeotermal sondajlarda ilerleme sırasında karşılaşılan en önemli tehlike kaynaklarından biri kuyudansıcak akışkanın aniden gelişidir (blow-out). Blow-out olayının oluşmasına etki eden faktörler; (i) formasyon özelliği ve rezervuar basıncına uygun olmayan çamur kullanılması, (ii) sondaj kuyu dizaynının (programının) yanlış yapılması, (iii) takım dizisinin hızlı manevrası, (iv) formasyon kırıntılarının ve çamur tankı seviyelerinin takibinde dikkatsizlik yada gözden kaçırılması, (v) rezervuardaki pozitif hidrostatik basınç, (vi) sirkülasyon kaybı sayılabilir (Karadeniz vd. 2009; Kuyucu, 2016). Ani ve kontrolsüz olarak gelen jeotermal akışkan, kulede ve kuyu başında çalışan personele ciddi zararlar verir. Bu olay yalnızca çalışanları tehlikeye atmakla kalmamakta, kuyuyu kontrol altına almak için yapılan çalışmaları da zorlaştırmakta ve çevresel sorunlara da yol açmaktadır (Karadeniz vd., 2009). Kuyudan aniden akışkan gelişini önlemek için kuyu kontrol sistemlerinin hemen devreye sokulması gerekmektedir. Kuyu başı emniyet vanası, sondajın ilerlemesi sırasında kuyu başına bağlanmalı, takım dizisinin hareketini ve sondaj çamurunun sirkülasyonuna izin verecek şekilde kurulmalıdır (Şekil 4).

Sondajın ilerlemesi sırasında sıcak su ile beraber zehirli, yanıcı, boğucu gaz gelişleri de olabilmektedir (Şekil 4). Jeotermal sondajlarda karşılaşılan en önemli gazlar hidrojen sülfür (H_2S), karbondioksit (CO_2) ve metan (CH_4)'dir. Hidrojen sülfür çok düşük miktarlarda bile zehirli olan bir gazdır. Renksiz, havadan ağır (yoğunluğu 1.18 gr/cm^3), çürük yumurta kokusu olan, yanıcı, zehirleyici ve havayla patlayıcı özellik kazanan bir gazdır. Bunların yanında metalleri aşındırma özelliği nedeniyle uzun süreli etkileşimde metallerin aşınmasına ve buna bağlı olarak yıkılma, çökme gibi olaylara neden olabilir. Havadan ağır olması nedeniyle hidrojen sülfür yere yakın alanlarda birikir. Hidrojen sülfür gazı, düşük konsantrasyonlarda bile zehirlenme etkisi olup özellikle sinir sistemi üzerinde etkisi vardır. 15 dakikalık mesleki maruziyet limiti 10 ppm, 'dir (12.08.2013 tarih ve 28733 sayılı yönetmelik, Resmi Gazete). Hidrojen sülfür gazına maruz kalan kişilerde ilk olarak koku alma duygusu kaybolur, fazla miktarda hidrojen sülfüre maruz kalındığında boğaz ve gözde yanma, bilinç kaybı, solunum durması meydana gelir. Bu gaza maruz kalan kişiye hızlı bir şekilde müdahale edilmesi gerekmektedir. Bu olası tehlikeden dolayı sondaj sahasında birbirinden bağımsız çalışan birkaç adet H_2S dedektörü bulunmalıdır. Ayrıca çalışanların el tipi elektronik H_2S dedektörü de bulundurulması sağlanmalıdır. Dedektörler sesli ve ışıklı olmalıdır. Çalışma alanında kişisel koruyucu donanım malzemeleri bulundurulmalıdır. Çalışan sayısı kadar tüplü çalışma ve kaçma maskeleri, bu maskeleri dolduracak temiz hava tüpleri bulunmalıdır. Çalışan personele ilk yardım eğitimi verilmelidir.



Şekil 4. Jeotermal sondajında üretim çalışmaları

Karbondiyoksit gazı (CO_2) jeotermal akışkanda en çok rastlanan gazlardandır (Şekil 5). Kokusuz ve renksiz olan CO_2 gazı havadan ağırdır (yoğunluğu 1.98 gr/cm^3). Dolayısıyla yere yakın yerlerde birikmektedir. Karbondiyoksitin işyeri çalışma ortamında bulunmasına izin verilebilecek en fazla miktarı (MAK değeri; Müsaade edilebilir Azami Konsantrasyon'u) 5000 ppm (milyon hacimde kısım olarak) gibi yüksek bir değerdir (12.08.2013 tarih ve 28733 sayılı yönetmelik, Resmi Gazete). Ortamda karbondiyoksit miktarının artmasıyla oksijen azalacağından, solunumda sıkıntılar yaşanmaya başlar.%10 miktarına çıktığında baygınlık, zihin bulanıklığı ortaya çıkar. Yukarıda da ifade edildiği üzere gaz detektörlerinin olması, çalışanlara uygun maskelerin sağlanması ve çalışanlara ilk yardım eğitiminin verilmesi gerekmektedir.



Şekil 5. Kütahya-Simav sahasında açılan jeotermal kuyudaki üretim testleri

Metan, normal sıcaklık ve basınç koşulları altında gaz halinde bulunur ve kokusuzdur. Bakterilerin asetik asidi parçalayarak veya hidrojen ile karbondiyoksit sentezi sonucunda metan oluşmaktadır. Sondajlarda metanın yarattığı esas tehlike; ani metan geliş sonucunda, metanın mekanik bir aksamdan çıkan bir kıvılcım ile veya insan kaynaklı bir ateş/kıvılcım ile patlayıcı-yanıcı hale gelip, sondaj platformlarında tehlike yaratmasıdır (Torralıoğlu vd., 2009).

Çalışma Ortamı

Açık arazide yürütülen sondaj çalışmaları yaz-kış demeden tüm iklim koşullarında yapılmaktadır (Şekil 6). 17.07.2013 tarih ve 28710 Sayılı “İşyeri Bina v Eklentilerinde Alınacak Sağlık ve Güvenlik Önlemlerine İlişkin Yönetmelik” kapsamında işyerlerinde termal konfor şartlarının çalışanları rahatsız etmeyecek, çalışanların fiziksel ve psikolojik durumlarını olumsuz etkilemeyecek şekilde olması gerektiği

belirtilmektedir. Çalışılan ortamın sıcaklığının çalışma şekline ve çalışanların harcadıkları güce uygun olması sağlanmalıdır. İdeal hava sıcaklığı oturarak yapılan işlerde 18-24°C, ağır işlerde ise 13-19°C olmalıdır. Jeotermal araştırma sondajları hem sıcak yaz mevsiminde hem de soğuk kış mevsiminde yapılmaktadır. Sondaj çalışmaları sırasında iklim koşulları dikkate alınarak çalışma saatleri belirlenmelidir. Yağışlı havalarda yıldırım düşmesini engellemek için kulelerde paratoner bulunmalıdır. Dinlenme, bekleme, soyunma yerleri, duş ve tuvaletler, yemekhaneler, çamaşırhaneler ve ilk yardım odaları kullanım amaçlarına göre uygun sıcaklık koşulları sağlanmalıdır. Isıtma ve soğutma amacıyla kullanılan araçlar, çalışanı rahatsız etmeyecek ve kaza riski oluşturmayacak şekilde yerleştirilir, bakım ve kontrolleri yapılır. İşyerlerinde termal konfor şartlarının ölçülmesi ve değerlendirilmesinde TS EN 27243 standardından yararlanılabilir (17.07.2013 tarih ve 28710 sayılı Resmi Gazete).



Şekil 5. Kış ikliminde yapılan sondaj çalışmaları

Sondaj çalışmaları sondaj makinesi, çamur pompası ve jeneratörlerin çıkardığı sesler, yeterli ve etkin önlemler alınmadığı takdirde çalışanların sağlığını zaman içerisinde olumsuz olarak zarar vermektedir. Bu sebeple işyerlerinde 6331 Sayılı İş Sağlığı ve Güvenliği Kanununu kapsamında “Çalışanların Gürültü İle İlgili Risklerden Korunmalarına Dair Yönetmelik”in uygulanması gerekmektedir. Gürültülü bir ortamda çalışılırken dikkat edilecek maruziyet sınır değerleri ($L_{EX \ 8 \text{ saat}} = 87 \text{ dB(A)}$ veya ($P_{tepe} = 200 \text{ Pa}$ (140 dB(C) re. 20 μP) belirlenmiştir (28 Temmuz 2013 tarih ve 28721 sayılı Resmi Gazete). Darbe gürültüsünün üst düzeyi ise 140 dBA’yı aşmamalıdır. Gürültü, sadece işitme kaybı yaşatmamakla beraber dikkatin azalması, sinir sisteminde bozulmalar ve ruhsal sağlık sorunlarına da sebep olabilmektedir. Sondaj çalışmaları sırasında oluşan gürültüler ses seviye ölçerler ve dozimetre ile ölçülmelidir. Jeotermal sondajlar genellikle vardiya usulü ile 24 saat çalışmaktadır. Gürültü maruziyeti azaltmak için çalışma saatleri azaltılabilir ve dinlenme saatleri artırılabilir. Sondaj platformu üzerinde çalışan personel muhakkak uygun kulaklık veya kulak tıkaçları kullanmalıdır. Çalışanlarda oluşabilecek hasarların kalıcı olmasını engellemek için erken önlem alınmalı, işe girişte ve iş sırasında periyodik olarak sağlık kontrolünden geçirilmesi gerekmektedir. Çalışanlara gürültü konusunda karşılaşılabilecekleri riskler anlatılmalı, alınması gereken önlemler konusunda bilgilendirilmeli ve gerekli eğitimler verilmelidir.

Sondaj çalışmalarındaki diğer bir tehlike kaynağı titreşimdir. Bir cismin üzerine etki eden kuvvet, sürekli cismi denge konumundan hareket ettirmeye yönelik etkilerse, bu pozisyon etrafında yinelemeli olarak ileri geri hareket meydana gelecektir. Bu hareket tipine basit harmonik hareket ya da titreşim

hareketi denir (Sağlam, 2011; Serway ve Beichner, 2002). Titreşime maruz kalan kişilerde başta bel, boyun, omuz olmak üzere tüm vücut sağlığında birtakım riskler oluşturmaktadır. El kol titreşimi için 8 saatlik çalışma süresi için günlük maruziyet sınır değeri 5 m/s^2 , tüm vücut için $1,15 \text{ m/s}^2$ 'dir (22 Ağustos 2013 tarih ve 28743 sayılı Resmi Gazete). Jeotermal sondajlarda vardiya usulü ve dört mevsim yapılan çalışmalardır. Özellikle granit, bazalt, andezit gibi sert formasyonlarda ilerleme sırasında meydana gelen titreşim, sondaj platformu üzerinde çalışanların sağlığı üzerinde riskler oluşturabilir. Çalışanların sağlığında oluşacak sorunların önlenmesi için çalışma ve dinlenme saatlerinin ayarlanması gerekmektedir. Çalışanlar işe girişte ve iş sırasında periyodik olarak sağlık kontrolünden geçirilmelidir. Çalışanlara gürültü konusunda karşılaşılabilecekleri riskler anlatılmalı, alınması gereken önlemler konusunda bilgilendirilmeli ve gerekli eğitimler verilmelidir.

İş kazalarının önemli nedenlerinden biri güvensiz ortam koşullarıdır. Aydınlatma ile ilgili oluşan güvensiz ortam koşulları iş kazalarının gerçekleşmesinde oldukça önemli bir yere sahiptir. Amerikan Ulusal Güvenlik Konseyinin raporuna göre iş kazalarının %5'ine kötü aydınlatma sebep olmakta ve kötü aydınlatma sebebiyle oluşan göz yorgunluğu bu oranı %20'ye çıkarmaktadır (Kürkçü vd., 2014). 17 Temmuz 2013 tarih ve 28710 sayılı Resmi Gazete' de yayımlanan "İşyeri Bina ve Eklentilerinde Alınacak Sağlık ve Güvenlik Önlemlerine İlişkin Yönetmelik"te aydınlatma ile ilgili gerekli bilgiler verilmiştir. İşyerlerinin aydınlatılması ile ilgili olarak TS EN 12464-1: 2013; TS EN 12464-1.2011: 2012 standartlarının esas alınması gerekmektedir. Jeotermal sondajlar yukarıda da bahsedildiği üzere vardiya usulü ve açık havada çalışılmaktadır. Gece-gündüz ve açık-kapalı hava koşullarında yapılan çalışmalar sırasında sondaj sahasında uygun aydınlatmanın yapılması gerekmektedir. Açık alanlar, yollar, geçitler en az 20 lüks ile aydınlatılmalıdır (Şekil 6). Geceleyin yapılan ilerleme, tij ilavesi, takımın çekilmesi gibi hassas işlerin yapıldığı çalışmalar sırasında ise 500-1000 lüks aydınlatma yapılmalıdır. Ani elektrik kesintisine karşı jeneratör, trafo kullanımı sağlanmalıdır. İyi bir aydınlatmanın olmadığı ortam koşullarında zaman içinde görme bozuklukları, göz yaşarması, dikkat dağınıklığı, baş ağrısı meydana gelir.



Şekil 6. Sondajda aydınlatma.

Jeotermal sondaj çalışmaları çoğu zaman açık arazi koşullarında yapılmaktadır (Şekil 7). Çalışmalar sırasında kullanılan kimyasallar ve rüzgârlı hava koşulları sırasında ortaya çıkan toz çalışanların sağlığını olumsuz olarak etkileyebilir. Tozlu işyerlerinde toz oluşumunun önlenmesi, tozun çalışma ortamına yayılmadan kaynağında yok edilmesi veya tozun bastırılması hususunda tüm bilgiler "Tozla Mücadele Yönetmeliği"nde ayrıntılı olarak verilmiştir. Sondaj çalışması sırasında çalışanların tozdan

etkilenmemesi için uygun toz maskelerin kullanılması gerekmektedir. Çalışanlara tozla mücadele konusunda ilgili eğitimler verilmeli, talimatlar hazırlanarak uygun yerlere asılmalıdır. Belirli aralıklarla çalışanların akciğer filmleri çekilerek sağlık kontrolleri yapılmalıdır.



Şekil 7. Zor arazi koşullarında yapılan sondaj çalışmaları

Sondaj alanı içerisinde tijler, matkaplar, kompresör, kimyasallar, çamur havuzları, tüpler, karavanlar bulunmaktadır. Tüm malzemelerin düzgün bir şekilde yerleştirilmesi, çevre temizliğinin düzenli olarak yapılması olası iş kazalarının önüne geçecektir. Kimyasalların depolanması ve istiflenmesine dikkat edilmeli, tabanı geçirimsiz malzeme konularak yeraltına herhangi bir sızıntının olması engellenmelidir. Oldukça ağır malzeme olan tijlerin, boruların istiflenmesi sırasında çalışanların uygun KKD (ayakkabı, eldiven, baret vb.) kullanması gerekmektedir. Sondaj makinelerinin irili ufaklı çok fazla parçası bulunmaktadır. Bu parçaların hepsi ayrı ayrı gruplandırılarak düzenlenmesi gereklidir. Bu parçaların kullanım kılavuzları hazır bulunmalı, çalışanlara eğitimleri verilmelidir.

Sondaj çalışmaları sırasında kaynak vb. yapılırken kullanılan oksijen, asetilen ve mutfak tüpleri de birer tehlike kaynağıdır. Bu tüpler güneşten uzak kapalı ortamlarda dik bir şekilde saklanmalıdır. Üzerinde basınç değeri, dolum tarihi, test tarihi belirtilen tüpler kullanılmalıdır. Bu tüpleri belirli personel kullanılmalıdır. Sondaj sahasının birkaç yerinde yangın söndürme tüpleri konulmalı, yerleri işaretlerle belirlenmeli, yangın tatbikatı yapılmalıdır.

Jeotermal sondalarda ilerleme yapılırken kırıntının yeryüzüne taşınmasını sağlayan sondaj çamurları için hazırlanan çamur havuzlarının kenarları çevrilmelidir. Artık günümüzde büyük sondaj makinelerinin çamur tankları yer almaktadır. Tankların çalışanın kimyasalları kolayca boşaltabileceği şekilde ergonomik olmalıdır. Kimyasallar havuz veya tanklara konulurken uygun KKD kullanılmalıdır.

Ergonomik Koşullar

Ergonomi; insan, araç-gereç, çevre koşullarının etkileşimini inceleyen ve bu etkileşimle ortaya çıkan fiziksel ve psikososyal sorunların azaltılması ve engellenmesi için çalışan bir bilim dalıdır. Sondaj çalışmaları sırasında kullanılan ağır ekipmanlar, zorlu çalışma şartları, aylarca süren çalışma sırasında sosyal hayattan uzak kalma, çalışanların ağır koşullar nedeniyle işten memnun olmaması gibi nedenlerden dolayı birçok çalışan da kas-iskelet sistemi hastalıkları ve psikolojik rahatsızlıklar ortaya çıkmaktadır. Bu sorunları en aza indirmek için çalışma ortamının konfor şartlarının optimum düzeye getirilmesi, sondajda ekipman ve malzemelerin kullanım rahatlığının sağlanması, çalışanlara yeterli dinlenme saatleri verilmesi, dinlenme sırasında (otel, karavan, vb.) ortamda yeterli fiziki konfor şartlarının sağlanması zorunluluktur. Ayrıca periyodik muayenelerin yapılması, çalışanlara sosyal zamanlar yaratılması, mahalli çalışanların işe uygun olanlarının seçilmesi, iş sağlığı ve güvenliği şartlarının yerine getirilmesiyle iş veriminde artış, iş kazası ve meslek hastalıklarına yakalanma riskinde düşüş, işgücü kayıplarının önlenmesi, iş stresinin azaltılması, yapılan işin kalitesinin ve verimliliğin artırılması ve sağlık ödemelerinde azalmalara yardımcı olacaktır.

SONUÇLAR VE ÖNERİLER

İSG Kanununun ilgili yönetmelikleri ve tebliğleri gereği, jeotermal akışkanın yeryüzüne çıkarılması ile ilgili olarak yapılacak sondaj çalışmaları 09.10.02 NACE kodlu çok tehlikeli sınıf iş yeri kapsamındadır. Jeotermal sondaj çalışmalarının her aşaması çok tehlikeli sınıfa girmektedir.

Jeotermal arama sondajlarında çalışanların KKD kullanmaması, talimatlara uymaması, çalışma şartlarındaki tehlike ve risklerden haberdar olmaması, tehlikelere karşı kayıtsız kalması güvensiz davranışları ortaya koymaktadır.

İşin başından itibaren risk değerlendirmesi yapılarak, olası tehlikelerin tespiti, oluşabilecek tüm risklerin (fiziki, kimyasal, psikolojik vb.) ortaya konulması, değerlendirilmesi ve alınması gereken önlemler belirlenmelidir. Eğer sondaj faaliyeti sırasında iş kazası meydana gelirse risk değerlendirmesi yeniden yapılmalıdır.

Sondaj çalışmalarının her aşaması için yönergelerin, planların ve talimatların hazırlanarak uygun yerlere asılması, çalışanlara bildirilmesi gerekmektedir. Zaman zaman tatbikatlar yapılarak belirlenen eksikliklerin giderilmesi sağlanmalıdır.

Eğitim, iş sağlığı ve güvenliğinin en temel bileşenidir. Özellikle mahalli çalışanların yapılacak işle ilgili eğitimi almaları gerekmektedir. Ayrıca sondaj faaliyetinin her aşamasında eğitimler sık sık tekrarlanmalıdır.

Her türlü çalışma koşullarında güvenlik kültürünün oluşturulması sağlanmalı, güvenlik kültürünü hem işverenin hem de çalışanın sahiplenmesi gerekmektedir. Çalışmalar yürütülürken “iş”in değil, “çalışan”ın öncelikli olduğu yaklaşım benimsenmelidir. Nakliyattan sondajın bitimine kadar olan süreçte sadece işin yapılması değil tehlikelerin yok edilmesi ve yaralanmaların önlenmesi üzerine de odaklanılmalıdır. Bu şekilde devam eden çalışmalar sonunda, zaman içerisinde iş kazası ve meslek hastalıklarında azalmalar meydana gelebilir.

Katkı: Bu bildiri metni jeotermal çalışmalar sırasında meydana gelen iş kazalarında yaşamını yitiren çalışma arkadaşlarımıza ithafen hazırlanmıştır. Kendilerini saygıyla anıyoruz.

KAYNAKLAR

- Dursun, S. (2011). Güvenlik Kültürünün Güvenlik Performansı Üzerine Etkisine Yönelik bir Uygulama. Bursa Uludağ Üniversitesi, Doktora tezi.
- Ertuş, E. (2016). Maden Arama Sondajlarının İş Sağlığı Ve Güvenli Yönünden Değerlendirilmesi. İş Sağlığı ve Güvenliği Uzmanlık Tezi, Çalışma Ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı İş Sağlığı Ve Güvenliği Genel Müdürlüğü, Ankara.
- Heinrich, H.W. (1931). Industrial accident prevention; a scientific approach. McGraw-Hill.
- Karadeniz, N., Toralıoğlu, M. ve Toka, B. (2009). Jeotermal Sondajların İş Sağlığı ve Güvenliği Yönünden Değerlendirilmesi. TMMOB Jeotermal Kongresi, 23 - 25 Aralık 2009, Ankara.
- Kuyucu, M. (2016). Jeotermal Sondajların İş Sağlığı ve Güvenliği Yönünden Değerlendirilmesi. İş Sağlığı ve Güvenliği Uzmanlık Tezi, Çalışma Ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı İş Sağlığı Ve Güvenliği Genel Müdürlüğü, Ankara.
- Kürkçü, E. A., Çakar, İ., Zeyrek, S. (2014). İşyerlerinde Aydınlatma. Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı İş Sağlığı ve Güvenliği Uygulamaları Rehberi, Yayın No: 9, 18.
- Resmi Gazete, (2003). 13.07.2003 Tarih Ve 28706 Sayılı “Tehlikeli Ve Çok Tehlikeli Sınıfta Yer Alan İşlerde Çalıştırılacakların Mesleki Eğitimlerine Dair Yönetmelik”
- Resmi Gazete, (2004). 16.06.2004 tarih ve 25494 sayılı “Ağır ve Tehlikeli İşler Yönetmeliği”
- Resmi Gazete, (2012). 30.06.2012 tarih ve 6331 sayılı “İş Sağlığı ve Güvenliği Kanunu”.
- Resmi Gazete, (2013). 19.09.2013 tarih ve 28770 sayılı “Maden İşyerlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği”
- Resmi Gazete, (2013). 17.07.2013 tarih ve 28710 sayılı “İşyeri Bina Ve Eklentilerinde Alınacak Sağlık Ve Güvenlik Önlemlerine İlişkin Yönetmelik”
- Resmi Gazete, (2013). 28.07.2013 tarih ve 28721 sayılı “Çalışanların Gürültü İle İlgili Risklerden Korunmalarına Dair Yönetmelik”
- Resmi Gazete, (2013). 12.08.2013 tarih ve 28733 sayılı “Kimyasal Maddelerle Çalışmalarda Sağlık Ve Güvenlik Önlemleri Hakkında Yönetmelik”
- Sağlam, H. (2011). Çalışma Hayatında Maruz Kalınan Titreşimin Ölçülmesi Ve Bu Maruziyetten Kaynaklanan Titreşimin İnsan Sağlığına Etkisi, Yüksek Lisans Tezi, Süleyman Demirel Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Isparta, Türkiye, pp. 2-6.
- Serway, R.A. and Beichner, R.J. (2002). Fen ve Mühendislik İçin Fizik-1, Beşinci Baskıdan Çeviri, Çev. ed.: Kemal Çolakoğlu. Ankara: Palme Yayıncılık.
- Tokuç, B. (2016). Güvenlik Kültürü. Trakya Üniversitesi, Tıp Fakültesi, Halk Sağlığı Ana Bilim Dalı.
- Toralıoğlu, M., Karadeniz, N. ve Toka, B. (2009). Sondaj Çalışmalarında İş sağlığı ve Güvenliği. Maden İşletmelerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Sempozyumu, Adana.

BİR KAYA TUZU MADENİNDE KUYU AÇMA İŞLEMLERİ SIRASINDA SONDÖRLERİN MARUZ KALDIĞI GÜRÜLTÜ DEĞERLERİNİN ARAŞTIRILMASI

INVESTIGATION OF NOISE VALUES EXPOSURE OF BORING MACHINERY OPERATORS DURING DRILLING PROCESSES IN A SALT MINE

İ. Erol^{1,*}, B. Bayraktar²

¹Çukurova Üniversitesi, Mühendislik Fakültesi, Maden Mühendisliği Bölümü, Adana

(*Sorumlu yazar: ierol@cu.edu.tr)

²Türkiye Şişe ve Cam Fabrikaları A.Ş., Mersin

ÖZET

Bu çalışmada, bir kaya tuzu madeninde kuyu açma işlemleri sırasında sondörlerin maruz kaldıkları gürültü düzeyleri, gürültü dozimetre cihazı ile belirlenmiştir. Gürültü ölçüm sonuçları arasındaki fark, formasyonun türüne ve sondaj makinasının motor gücüne bağlı olarak değişiklik göstermiştir. Sondörlerin kuyu ilerlemesi sağlanırken maruz kaldığı gürültü düzeyleri çakıl, mavi kil+çakıl ve tuz formasyonunda 87 dBA'nın üzerinde; tuz+mavi kil formasyonunda ise 87 dBA olarak tespit edilmiştir. Ayrıca sondörlerin tuzda ve mavi kil formasyonunda sağ ve sol kulaklarına yakın konumda gürültü ölçümleri yapılmıştır. Sondaj makinesinin motor kısmının sondörün sol kulağına yakın konumlanmasından dolayı sol kulağa yakın yapılan ölçümler daha yüksek çıkmıştır. Bu esasa sondörlerin sağlıklı ve güvenli bir ortamda çalışmalarını sürdürülebilmesi için onlara özel, maruz kalınan gürültü düzeylerine uygun koruma sağlayan, sağ ve sol kulaklığı farklı ses zayıflatma değerlerine sahip, yeni kulak koruyucular tasarlanmalıdır.

Anahtar Sözcükler: Sondaj makinaları, gürültü, tuz, sondör, kulak koruyucu

ABSTRACT

In this study, the noise levels that drillers are exposed to during well drilling in a rock salt mine were determined with a noise dosimeter device. The difference between the noise measurement results varied depending on the type of formation and the engine power of the drill rig. The noise levels that the drillers are exposed to while progressing the well are above 87 dBA in the gravel, blue clay+gravel and salt formations; It was determined as 87 dBA in salt + blue clay formation. In addition, noise measurements were made close to the right and left ears of the drillers in salt and blue clay formation. Since the engine part of the drilling machine is located close to the left ear of the drill, the measurements taken closer to the left ear were higher. On this basis, new ear protectors should be designed specifically for the drillers to continue their work in a healthy and safe environment, providing appropriate protection for the noise levels they are exposed to, and having different sound attenuation values for the right and left earpieces.

Keywords: Drilling machines, noise, salt, boring machinery operators, ear protector

GİRİŞ

Tuzlar, denizlerden, göllerden ve yeraltındaki kaya tuzlarından elde edilmektedir. Tuz üretimi buharlaştırma (evaporasyon), yeraltı madenciliği (oda-topuk yöntemi ile ve delme-patlatma veya mekanize kazı sistemi uygulanarak) ve çözelti madenciliği yöntemiyle gerçekleştirilmektedir. Yeraltı madenciliği oldukça pahalı bir yöntem olduğu için çözelti madenciliği yöntemi tercih edilmektedir. Ülkemizde çözelti madenciliği yöntemi ile tuz üretimi yapan firmalar, Beypazarı (Ankara) trona işletmesi, Soda Sanayi A.Ş. (Seyhan-Adana) kaya tuzu işletmesi, Seltaş A.Ş (Cihanbeyli-Konya) kaya tuzu işletmesidir.

Çözelti madenciliğinin ilk aşaması yeraltında bulunan hammadde yataklarına sondaj kuyularının açılması işlemidir. Bu kuyularda bir muhafaza borusu yer almaktadır. Muhafaza borusunun içine ayrı bir iç boru yerleştirilmektedir. Muhafaza boruları ile iç boru arasından (annülüsten) hammaddeye tatlı su verilmektedir. Böylece hammaddenin çözülmesi işlemi gerçekleştirilmektedir. Çözelti madenciliği ile tuz, kükürt ve trona minerallerinin işletilmesinde çözücü olarak genellikle su kullanılmaktadır (Copenhafer ve ark., 1994; Haynes ve Ukidwe, 1998). Çözünen hammadde-tatlı su çözeltisi iç borudan pompalarla yeryüzüne sevk edilmektedir. Fazla sayıda sondaj kuyusu açılarak bu kuyular direkt ve indirekt (ters) şekilde bağlanmakta ve yeraltındaki hammadde böylelikle elde edilmektedir (Ersoy ve Yünsel, 2001).

Kuyu açma işlemlerinde kullanılan sondaj makinalarının her biri farklı gürültü düzeyleri sahip olup uzun süre bu gürültüye maruz kalan sondörlerde veya çalışanlarda geçici veya kalıcı işitme kayıpları söz konusu olabilmektedir. Gürültü, işitme kaybının yanı sıra çalışanların performansını da olumsuz yönde etkileyebilmektedir (Sharma et al., 1998; Roy and Adhikari, 2007; Şensöğüt, 2007; Şensöğüt ve Eralp, 1998). Bu nedenle sondörlerin ve platform üzerinde çalışanların kişisel gürültü maruziyetlerinin belirlenmesi ve maruz kalınan gürültüyü sönmüleyecek en uygun kulak koruyucu donanımları kullanması sağlanmalıdır.

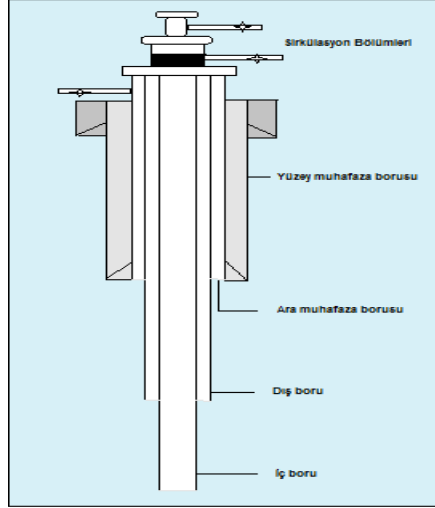
Bu çalışmada, bir kaya tuzu maden sahasında kuyu açma işlemleri sırasında sondörlerin maruz kaldığı gürültü düzeyleri araştırılmıştır. Formasyon değişikliklerinin gürültü maruziyetine olan etkisi incelenmiştir. Ayrıca sondörlerin sağ ve sol kulağına yakın yapılan gürültü ölçüm sonuçları arasındaki fark değerlendirilmiş; sağ ve sol kulaklığı farklı sönümleme değerine sahip uygun koruma sağlayan yeni kulak koruyucunun tasarlanabileceği önerilmiştir.

BİR KAYA TUZU MADENİNDE KUYU AÇMA İŞLEMLERİ

Kaya tuzunun üretildiği işletmelerde tuzun oluşumu katı tabaka halinde ve yüzeyden birkaç yüz metre derinlikte başlamaktadır. Kuyuların toplam tuz kalınlığı yaklaşık olarak birkaç yüz metre arasında değişiklik göstermektedir. Tuz üretimi, tuz tabakasının 40-50 m altından başlamaktadır. Yaklaşık 40-50 m'lik tuz tabakası emniyet amacıyla bırakılmaktadır.

Tuz tabakaları arasında değişik kalınlıklarda kil bantları bulunmaktadır. Tuz tabakasına kadar sondaj kuyuları açılır. Daha sonra muhafaza boruları yerleştirilir ve çimentolama işlemi yapılır. Sondaj işlemi tuz tabanına ulaşılan kadar sürdürülmektedir.

Sondaj kuyuları yeraltındaki hammadde yatağına kadar açılmaktadır. Bu kuyulara casing (koruma boruları) ve iç boru yerleştirilmektedir. Kuyu açma işlemi bittikten sonra kuyunun göçmesini ve kuyuya gönderilen tatlı suyun ve kuyudan yeryüzüne gelen tuz çözeltisinin formasyona kaçmasını engellemek amacıyla tuz tavanına kadar muhafaza boruları (casing) indirilmektedir (Şekil 1). Daha sonra çimentolama işlemi uygulanmaktadır.



Şekil 1. Kuyu açma işlemi (Bilim ve Karakaya, 2020).

Serbest iç boru (tubing), tuz tabanından 1-2 m yukarıda kalacak şekilde kuyu boşluğuna yerleştirilmektedir. Tuzun çözdürülmesi ve yeryüzüne alınması işlemi, direkt ve ters dolaşım olmak üzere iki farklı yöntem ile yapılmaktadır. Üretimin ilk başlangıcında direkt dolaşım yöntemi, ileri ki aşamalar da ise ters dolaşım yönteminin uygulanmaktadır.

Tuzu eritmek için kullanılan su, üretim boruları içerisinde pompalar yardımıyla aktarılmaktadır. Kuyunun çıplak kısmında tuz domunun çözülmesiyle tuzlu su çözeltisi üretilmektedir. Elde edilen tuzlu su çözeltisi, yine üretim boruları aracılığı ile yeryüzüne taşınmakta ve tanklarda birikmektedir. Tanklarda biriken tuzlu su çözeltisi ise pompalar yardımıyla boru hattı üzerinden solüsyon havuzlarına sevk edilmektedir.

MATERYAL ve METOT

Materyal

Bu çalışma çözelti madenciliği yöntemi ile kaya tuzu üretimi yapan bir firmanın üretim sahalarında gerçekleştirilmiştir. Bu sahalarda tuz yatağına ulaşmak için üretim kuyuları özel bir sondaj firması tarafından açılmaktadır (Şekil 1.). Sondaj faaliyetlerini yürüten makineler hakkındaki bilgiler Çizelge 1’de sunulmaktadır.



Şekil 1. Üretim kuyularının açılması işleminden bir görünüm.

Bu çalışmada üretim kuyuları açılırken sondörlerin maruz kaldığı gürültü düzeyleri ölçülmüştür. Gürültü düzeylerinin ölçümünde Svantek marka dozimetre cihazı kullanılmıştır (Şekil 2.). Gürültü ölçümleri, dozimetre cihazı sondörün sağ ve sol kulak hizasında olacak şekilde kıyafetlerine tutturularak yapılmıştır (Şekil 3).



Şekil 2. Kişisel gürültü dozimetre cihazı (Svantek, 2021).



Şekil 3. Sondörün gürültü maruziyeti ölçümü.

Çizelge 1. Sondaj faaliyetlerini yürüten makineler hakkında bilgiler.

Kuyu No	Sondaj Makinesi	Motor Adı	Motor Gücü (HP)	Matkap Çapı (inç)	İlerleme Hızı (m/saat)	Çalışılan Derinlik (m)	Formasyon
NL04	F-66 Rotary	Cumming6C	280	17/ (1/2)	1,7	91.	Mavi Kil+Çakıl
NL09	F-2500 Rotary	Cumming6C	380	11/ (5/8)	1,6	717.	Tuz+ Mavi Kil
S20	BNS Rotary	Cumming6C	275	17/ (1/2)	2	115.	Çakıl
NL09	F-2500 Rotary	Cumming6C	380	11/ (5/8)	1	992.	Mavi Kil
NL14	F-2500 Rotary	Cumming6C	380	11/ (5/8)	1,3	709.	Tuz

METOT

Gürültü Ölçümü

Sondörlerin gürültü maruziyet ölçümleri TS EN ISO 9612 (2009) standardı esas alınarak yapılmıştır. Gürültü ölçümleri, A ve C ağırlıklı ses düzeyinde ve yavaş modda gerçekleştirilmiştir. Eşitlik ve 1 ve 2’de sunulan formüller kullanılarak, ölçüm sonucu elde edilen veriler eşdeğer gürültü seviyesine dönüştürülmüştür.

$$L_{Aeq} = 10 \cdot \log \left[\left(\frac{1}{n} \right) \sum_{i=1}^n 10^{L_i/10} \right] \quad (1)$$

L_{Aeq} : Eşdeğer gürültü seviyesi (dBA)

n : Ölçüm sayısı

L_i : Ölçüm değerleri (dBA)

8 saatlik çalışma süresi boyunca maruz kalınan gürültü düzeyi ($L_{EX, 8h}$) Eşitlik 2’deki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

$$L_{EX, 8h} = L_{Aeq} + 10 \log \left[\frac{T_e}{T_0} \right] \quad (2)$$

L_{Aeq} : Eşdeğer gürültü düzeyi (dBA).

T_e : Çalışma gününde etkin olarak maruz kalınan periyot (saat).

T_0 : Referans maruz kalma periyodu (= 8 saat).

BULGULAR VE TARTIŞMA

Gürültü Sonuçlarının Değerlendirilmesi

Yeraltındaki maden yatağına sondaj kuyuları açılması ve bu sondaj boruları içinden çözücünün pompalarla gönderilmesiyle yeraltındaki oluşumun erimesi oluşan çözeltinin üretim boruları aracılığıyla yeryüzüne alınması yöntemi, çözücüsü genelde su olan tuz, trona gibi madenlerin işletilmesinde teknolojik, ekonomik ve iş güvenliği açısından oldukça güvenli bir yöntemdir (Bilim ve Karakaya, 2020) Bu çalışmada üretim kuyularının açılması aşaması, işçi sağlığı açısından ele alınmıştır.

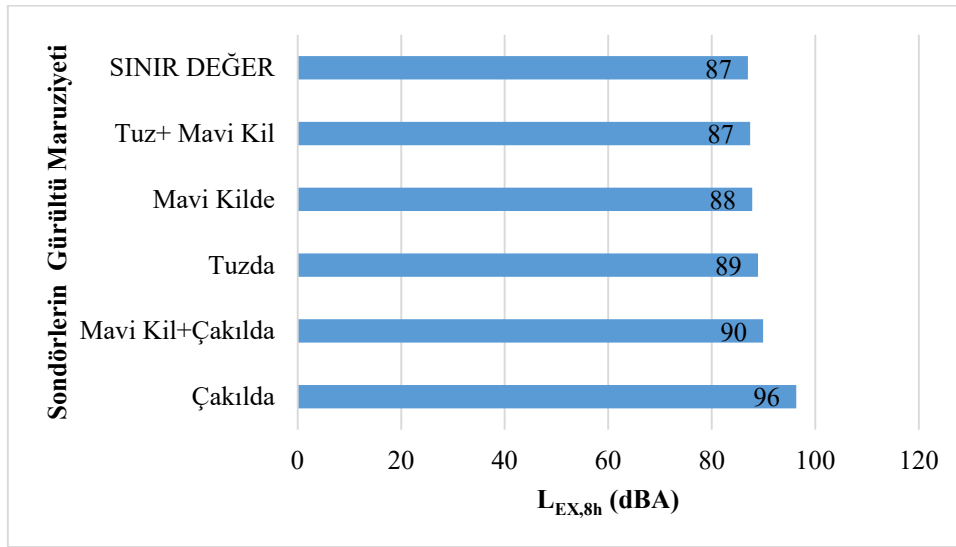
Bu çalışma kapsamında yapılan gürültü ölçümlerini değerlendirmek üzere “Maden İşyerlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği” esas alınmıştır (Maden İşyerlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği, 2013). Bu yönetmelikte çalışanların, gürültü etkisinden korunması için "Çalışanların Gürültü İle İlgili Risklerden Korunmalarına Dair Yönetmeliği"nin dikkate alınmasının gerekliliği yer almaktadır (Gürültü Yönetmeliği). Gürültü yönetmeliğinde, en düşük maruziyet eylem değerleri ($L_{EX, 8h}$) 80 dBA, en yüksek maruziyet eylem değerleri ise ($L_{EX, 8h}$) 85 dBA, sınır değer ($L_{EX, 8h}$) ise 87 dBA’dır. İşveren, en düşük maruziyet eylem değeri aşıldığında kulak koruyucu donanımları hazır halde bulundurulmalıdır. En yüksek maruziyet eylem değerine ulaşıldığında ya da bu değer aşıldığında ise, kulak koruyucu donanımların kullanılmasını sağlaması ve bu durumu denetlemesi gerekmektedir. Maruziyet sınır değerleri aşıldığında işveren, sınır değer altına inmek için önlem almak, sınır değerini aşılma nedenlerini belirlemek ve bu durumu önlemek için, koruyucu tedbirler almak zorundadır.

Bu esasla bir kaya tuzu madeninde 5 adet üretim kuyusunda değişik formasyonlarda ilerleme yapılırken sondörlerin makine başında maruz kaldığı gürültü düzeyleri ölçülmüştür (Çizelge 2.).

Çizelge 2. Farklı formasyonda kuyu ilerlemesi yapılırken sondörlerin maruz kaldığı gürültü değerleri.

Kuyu No	Formasyon	Çalışılan Derinlik (m.)	L_{max}	L_{min}	L_{Aeq}	L_{Av}	$L_{Ex,8h}$
NL04	Mavi Kil+Çakıl	91.	108	88	91	91	90
NL09	Tuz+Mavi Kil	717.	101	81	88	89	87
S20	Çakıl	115.	112	78	97	98	96
NL09	Mavi Kil	992.	101	84	88	89	88
NL14	Tuz	709.	103	82	90	91	89

Çakıl formasyonunda kuyu ilerlemesi sağlanırken sondörün maruz kaldığı gürültü düzeyi 96 dBA, mavi kil+çakıl formasyonunda 90 dBA, tuz+ mavi kil formasyonunda 87 dBA, mavi kil formasyonunda 88 dBA, tuzda ise 89 dBA olarak tespit edilmiştir (Şekil 4.). Sondörlerin çakıl, mavi kil+çakıl, mavi kil formasyonunda ve tuzda ilerleme yaparken maruz kaldıkları gürültü düzeyleri sınır değerinin üzerinde çıkmıştır. Sondörler maruz kaldıkları gürültüye uygun doğru kulak koruyucu donanım kullandıklarında bu değerler sınır değerinin altına düşmektedir.



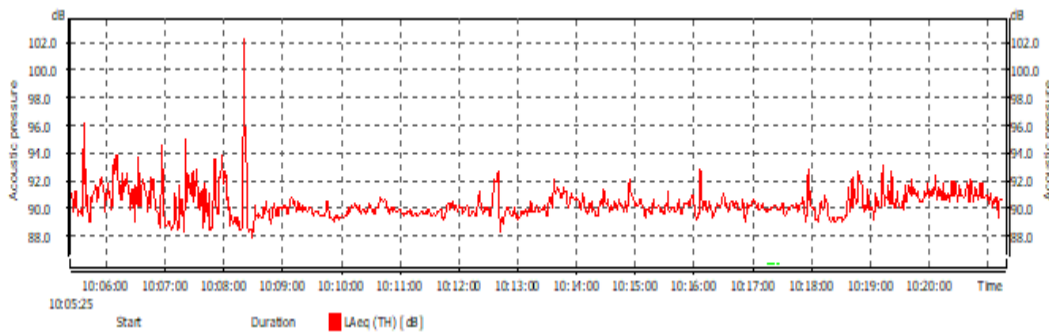
Şekil 4. Sondörlerin farklı formasyonlarda gürültü maruziyetleri.

Çizelge 3'te sondaj makinalarının sadece motor kısmında yapılan gürültü ölçümleri yer almaktadır. Mavi kil+çakıl formasyonunda ilerleme yapılırken sondaj makinalarının motorlarının L_{Aeq} değeri 95 dBA, çakıl formasyonunda L_{Aeq} değeri 100 dBA, mavi kil formasyonunda L_{Aeq} değeri 96 dBA, tuz+mavi killi formasyonunda L_{Aeq} değeri 92 dBA, tuzda ise L_{Aeq} değeri 88 dBA olarak belirlenmiştir.

Çizelge 3. Farklı formasyonlarda ilerleme yaparken sondaj makinalarının motorlar kısmında ölçülen gürültü değerleri.

Sondaj Makinesi	Motor Adı	Motor Gücü (HP)	Kuyu No	Formasyon	Çalışılan Derinlik (m.)	L _{max}	L _{min}	L _{Aeq}	L _{Av}
F-66 Rotary tip	Cumming6C	280	NL04	Mavi Kil+Çakıl	91.	99	88	95	95
F-2500 Rotary tip	Cumming6C	380	NL09	Tuz+Mavi Kil	717.	102	82	92	93
BNS Rotary tip	Cumming6C	280	S20	Çakıl	115.	103	97	100	100
F-2500 Rotary tip	Cumming6C	380	NL09	Mavi Kil	992.	98	95	96	96
F-2500 Rotary tip	Cumming6C	380	NL14	Tuz	709.	90	86	88	88

Şekil 5'te mavi kil+çakıl formasyonunda ölçülen gürültüye ait spektrum bulunmaktadır. Gürültü değerlerinde çok değişim olmadığı spektrumdan da anlaşılmaktadır.



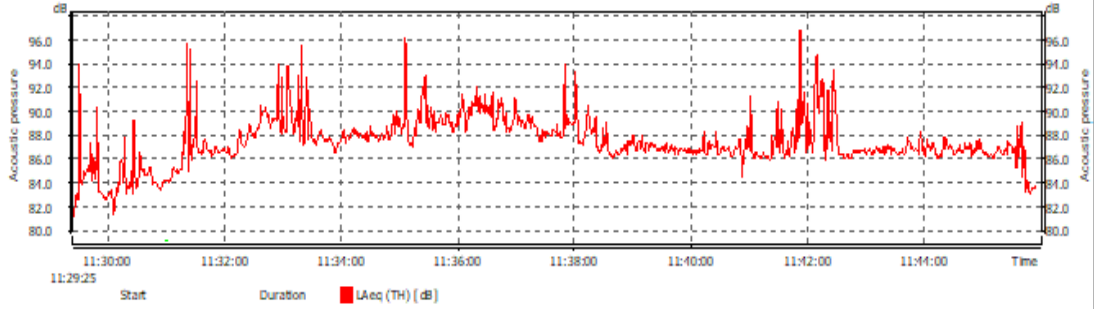
Şekil 5. Mavi kil+çakıl formasyonunda ilerleme sırasında ölçülen gürültüye ait spektrum.

Mavi kil formasyonundan çakıl formasyonuna geçiş sırasında sondaj makinasının motor kısmında ölçülen gürültü değerlerindeki değişim Şekil 6'da açıkça görülmektedir.

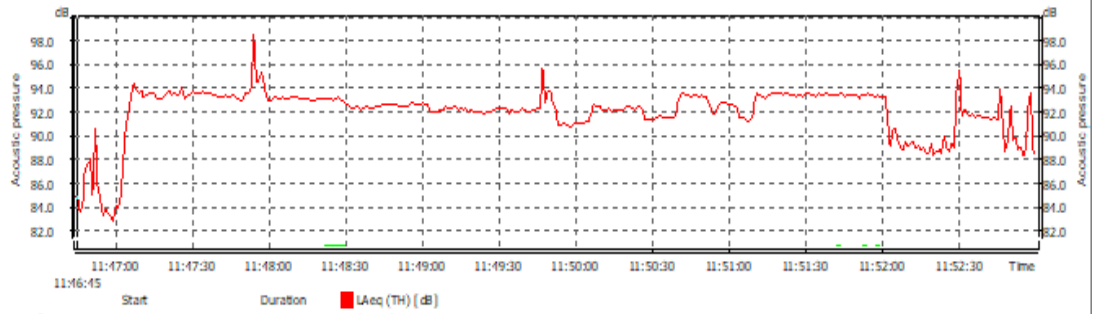


Şekil 6. Mavi kil formasyonundan çakıllı formasyona geçişte motor gürültüsündeki değişim.

Tuz+mavi kilde ilerleme sırasında yer yer gürültü miktarında değişiklik mevcuttur (Şekil 7.). Bu durum makinanın motor gürültüsüne de yansımış durumdadır (Şekil 8.).

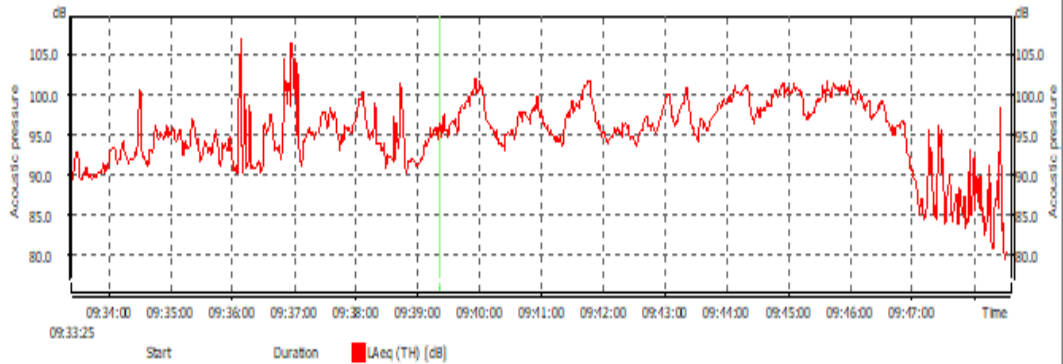


Şekil 7. Tuz+mavi kil formasyonunda ilerleme sırasında ölçülen gürültüye ait spektrum.

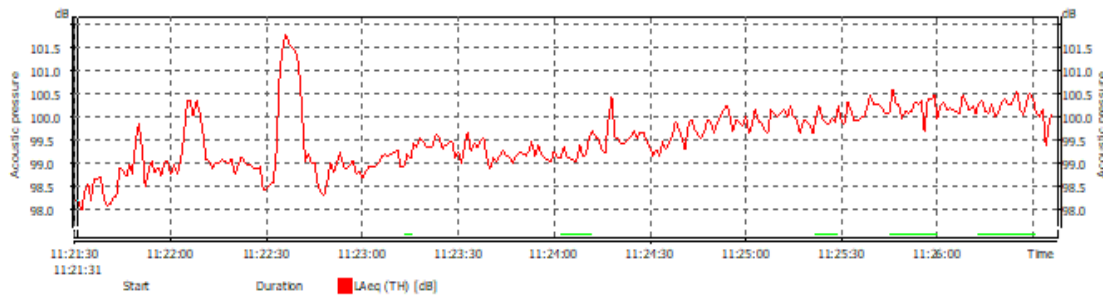


Şekil 8. Tuz+mavi kil formasyonunda ilerlerken motor gürültüsündeki değişim.

Çakıl formasyonunda ilerleme sırasında ölçülen gürültü değerlerinin oldukça yüksek olduğu spektrumdan da anlaşılmaktadır (Şekil 9.). Aynı formasyonda ilerleme sağlarken sondaj makinasının motor gürültüsündeki değişim spektrumdan da anlaşılmaktadır (Şekil 10.).



Şekil 9. Çakıl formasyonunda ilerleme sırasında ölçülen gürültüye ait spektrum.

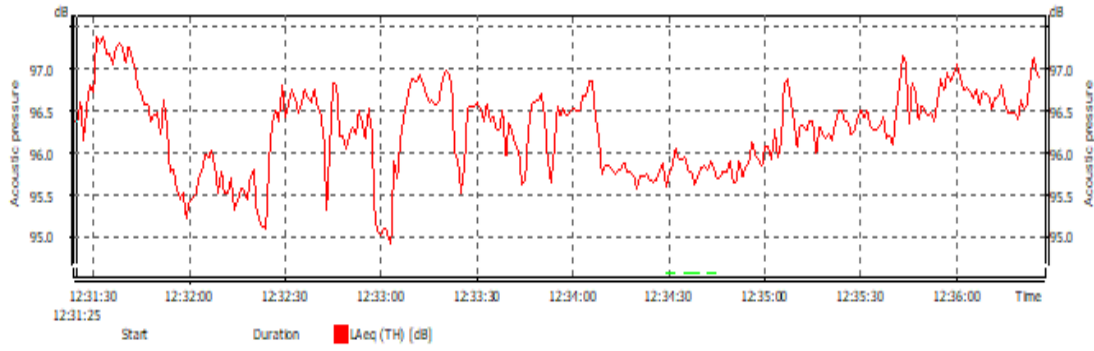


Şekil 10. Çakıl formasyonunda ilerlerken motor gürültüsündeki değişim.

Şekil 11’de mavi kil formasyonunda ilerleme yapılırken gürültü değerlerindeki değişim gösterilmiştir. Küçük bir kısımda gürültü değerlerinde yükselmeler söz konusudur. Matkabın dişlileri kilde ilerlerken dolmakta ve ilerleme yapmakta güçlük çekmektedir. Bu durumda makine zorlanmakta ve ölçülen gürültü değerlerinde artış olmaktadır. Bu problem motorun gürültü düzeyinde değişime de sebep olmaktadır (Şekil 12.).

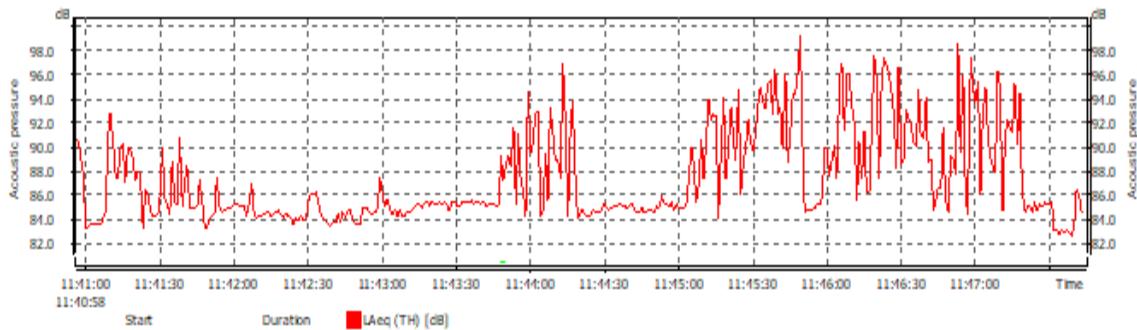


Şekil 11. Mavi kil formasyonunda ilerleme sırasında yaşanan problem ve ölçülen gürültüye ait spektrum.

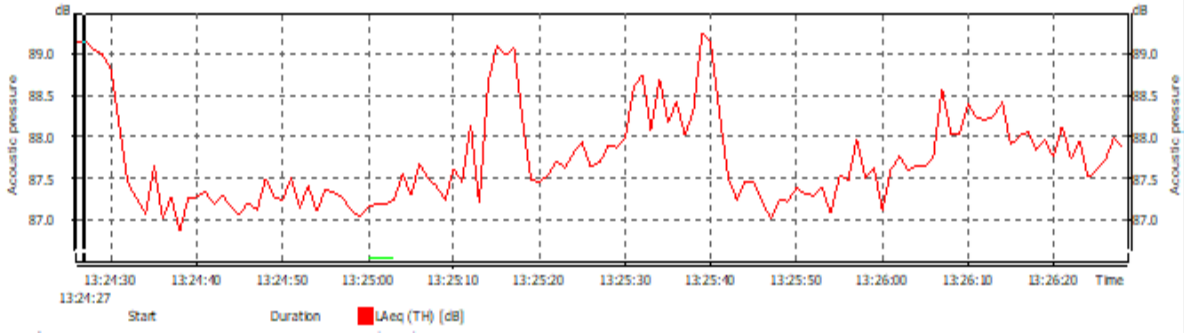


Şekil 12. Mavi kil formasyonunda ilerleme sırasında yaşanan problemin motor gürültüsü üzerindeki etkisi.

Şekil 13’de tuzda ilerleme yapılırken sondörün maruz kaldığı gürültü değerlerindeki değişim gösterilmiştir. Aynı formasyonda ilerleme sağlarken sondaj makinasının motor gürültüsündeki değişim Şekil 14’te yer almaktadır.

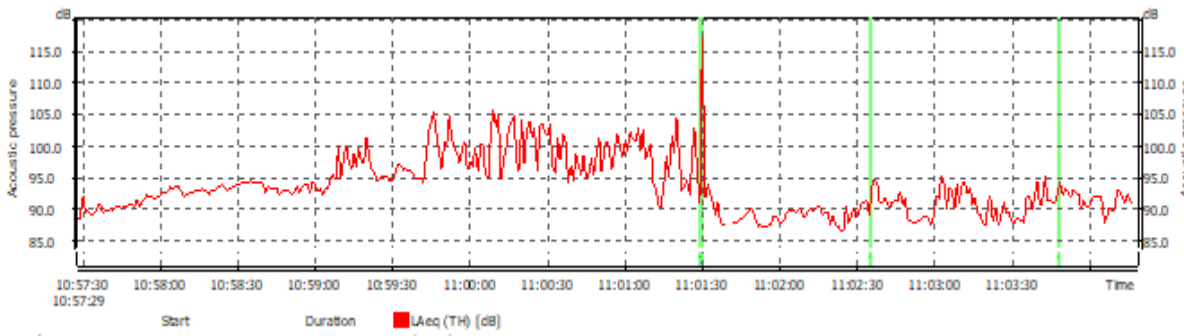


Şekil 13. Tuzda ilerlerken ölçülen gürültüye ait spektrum.

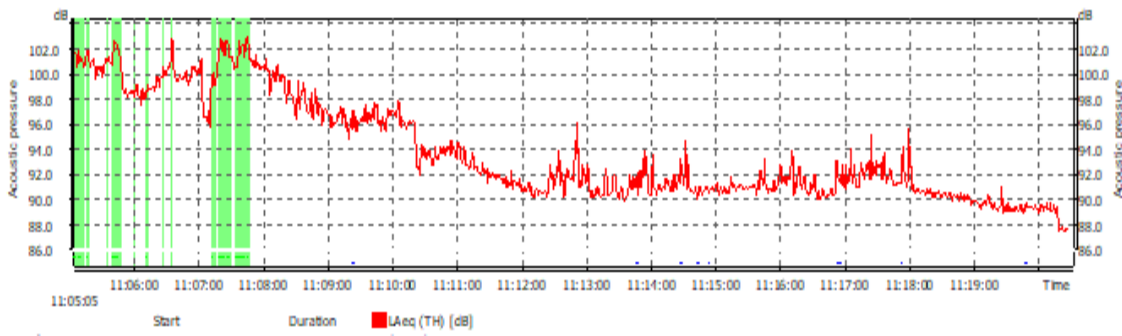


Şekil 14. Tuzda ilerlerken motor gürültüsündeki değişim.

Bazı durumlarda kuyuda ilerleme yapılırken matkaba verilen ağırlık arttırılmaktadır. Bu durumda gürültü sonuçlarını değiştirmektedir. Örneğin Şekil 15'te çakıl formasyonunda ilerleme sırasında matkaba 4-4,5 tonluk bir baskı Şekil 16'da ise matkaba 1-1,5 ton luk bir baskı uygulanmış ve bu durum gürültü değerlerine yansımıştır.



Şekil 15. Çakıl formasyonunda matkaba 4-4,5 ton'luk bir baskı uygulandığında gürültü spektrumundaki değişim.



Şekil 16. Çakıl formasyonunda matkaba 1-1,5 ton'luk bir baskı uygulandığında gürültü spektrumundaki değişim.

Ayrıca bu çalışma kapsamında farklı formasyonlarda (mavi kil ve tuz) sondörün bulunduğu noktanın sağında ve solunda 1'er metrelik mesafe aralıklarında gürültü ölçümleri yapılmıştır (Çizelge 4.). Dozimetre cihazı sondörün sağ ve sol kulak hizasında olacak şekilde kıyafetlerine tutturularak iki ayrı ölçüm sonucu elde edilmiştir. En fazla gürültü değeri, sondörün sol kısmından 3 m uzaklıkta yani sondaj makinesinin motor kısmında tespit edilmiştir. Sondörün bulunduğu noktadan motor kısmına doğru gürültü değerlerinde giderek artış görülmüştür.

Sondör makinenin başında iken sağ kulağına yakın ölçülen gürültü değeri ile sol kulağına yakın ölçülen gürültü değeri arasında farklılık söz konusudur. Örneğin tuzda ilerleme yapılırken sondörün sağ kulağına yakın ölçülen L_{Aeq} değeri 84 dBA ($L_{EX,8h}$ 83,42 dBA) iken sol kulağına yakın

ölçülen L_{Aeq} değeri 89,5 dBA ($L_{EX,8h}$ 88,92 dBA)'dır. Sol kulağa yakın yapılan ölçüm sonuçlarının fazla çıkmasının nedeni, gürültü kaynağının (sondaj makinesinin motorunun) sondörün sol tarafında bulunmasından kaynaklandığı düşünülmektedir. Sondörün sağ kısmında herhangi bir gürültü kaynağı söz konusu değildir.

Sondör makine başında iken sağ kulağına yakın yapılan gürültü ölçüm sonucu sınır değer in altında iken sol kulağına yakın yapılan gürültü ölçüm sonucu sınır değer in üzerinde çıkmıştır. Uzun süre bu şekilde gürültüye maruz kalan sondörün özellikle sol kulağında zamanla işitme kaybı meydana gelebilir. Gürültüye bağlı işitme kaybı, gürültüye aşırı maruz kalmaktan kaçınarak, kulak tıkacı ve kulaklıklar gibi kulak koruyucu donanım kullanılarak önlenabilir (Phoon and Lee,1993; Rabinowitz, 2000). Kulak koruyucu seçiminden önce, çalışanların çalışma alanı, maruz kaldıkları gürültü düzeyi ve maruz kaldıkları sürenin mutlaka bilinmesi gerekmektedir. Ayrıca kulaklık veya kulak tıkaçının koruyuculuk düzeyleri arasında fark incelenmeli, seçilen kulak koruyucusunun çalışana uyup uymadığı ve uzun süreli kullanım için ergonomikliğine dikkat edilmelidir.

Çizelge 4. Farklı formasyonlarda ilerleme yapılırken, sondörün sağ ve sol kulağına yakın yapılan gürültü ölçümleri.

	TUZ			MAVİ KİL		
	Mesafe (m)	Sağ Kulağına Yakın L_{Aeq} (dBA)	Sol Kulağın a Yakın L_{Aeq} (dBA)	Mesafe (m)	Sağ Kulağına Yakın L_{Aeq} (dBA)	Sol Kulağına Yakın L_{Aeq} (dBA)
Sol Kısım	3.m	86,4	87,8	3.m	96	97
	2.m	85,6	87,9	2.m	91	93,7
	1.m	85,1	86,9	1.m	89	89,4
Sondör Makine Başında	0.m	84,1	89,5	0.m	85,7	87,5
Sağ Kısım	1.m	83,9	84,5	1.m	84	85,4
	2.m	83,5	84	2.m	82,5	84,8

Kulak koruyucu seçimi yaparken ortam gürültü seviyesine uygun olan kulak koruyucuların tercih edilmesi gerekmektedir. Doğru seçilmiş ve kullanılmış işitme koruyucuları ancak tam koruma sağlayabilir (Erol ve Soylu, 2022). Kulak koruyucuları işyeri ortamında yapılan A ağırlıklı ve C ağırlıklı ses seviyesinin ölçüm sonuçlarına bağlı olarak belirlenmektedir. Ancak burada sol kulağına yakın yapılan gürültü ölçüm sonucu esas alınarak koruma durumu uygun kulak koruyucu modeli seçildiğinde, seçilen kulaklığın sağ kısmı aşırı koruma sağlayabilir. Bu durum çalışanlar arasında iletişim bozukluklarına hatta iş kazalarına neden olabilir. Bu sebeple sondörlerin çalıştıkları platform üzerinde gürültü ile mücadele kapsamında öncelikle çeşitli önlemler alınmalıdır. Özellikle sondaj makinelerinin motor kısmı gürültü açısından izole edilmelidir. Makinelerin periyodik bakımlarının yapılması gerekmektedir. Sondörlere gürültü yalıtımı olan ergonomik çalışma kabinleri oluşturulmalıdır. Bu kabinler yaz ve kış mevsimi koşullarına göre düzenlenmelidir. Ayrıca sondörlere özel, maruz kalınan gürültü düzeylerine uygun koruma sağlayan, sağ ve sol kulaklığı farklı ses zayıflatma değerlerine sahip, yeni kulak koruyucular tasarlanabilir.

SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Çözelti madenciliğinin esası; üretim kuyuları ile hammadde yatağına ulaşmak, yeraltına sıcak ya da soğuk veya çözücü niteliğinde solüsyon sevk etmek ve cevherin çözünmesini sağlamaktır. Birinci basamak sondaj makineleri ile kuyuyu açmaktır. Sondaj çalışmaları sırasında sondaj makinesinin ve donanımlarının gürültü değerleri, yeterli önlemler alınmadığı takdirde çalışanların sağlığını bozabilmektedir. Bu nedenle çalışanlara sağlıklı ve güvenilir koşullarda çalışma imkanı sunulmalıdır.

Bu çalışmada bir kaya tuzu madeninde farklı formasyonlarda kuyu ilerlemesi sırasında sondörlerin maruz kaldığı gürültü düzeyleri araştırılmıştır. Elde edilen sonuçlar çakıl formasyonunda kuyu ilerlemesi yapılırken sondörün maruz kaldığı gürültü değerinin, mavi kil+çakıl, tuz ve mavi kil formasyonuna göre daha yüksek çıktığını göstermektedir. Mavi kil formasyonunda kuyu ilerlemesi oldukça güçtür. Matkaba kil sarmasından dolayı ilerlemeler sırasında matkabin dışlıleri killi malzeme ile dolmakta ve ilerleme güçlükle gerçekleşmektedir. Bu durum da sondaj makinesinin zorlanmasına ve gürültünün artmasına neden olmaktadır. Dolayısıyla sondörler kil formasyonunda yaşanan aksaklıklardan dolayı yüksek düzeyde gürültüye maruz kalmaktadırlar. Tuzda ilerlemeler sırasında sondörlerin gürültü maruziyeti çok fazla değildir. Tuz da ilerlerken araya bir kil bandının girmesi durumunda gürültü değerlerinde değişiklik söz konusu olabilir.

Kuyu ilerlemesi sağlanırken formasyon geçişlerindeki değişim, sondaj makinesinin motorunun gürültüsünden de kolaylıkla anlaşılmaktadır. En fazla motor gürültüsü çakıl formasyonunda, en az motor gürültüsü ise tuzda ilerlemeler sırasında ölçülmüştür.

Kaya tuzu sahalarında kuyu açma işlemleri başlamadan önce sahanın litolojisi hakkında sondörlere kesinlikle bilgi verilmelidir. Sondörlerin kişisel gürültü maruziyeti sağ kulağa ve sol kulağa yakın olacak şekilde ayrı ölçülmeli ve maruz kalınan gürültü değerlerine göre en uygun kulak koruyucu seçilmelidir. Aşırı koruma sağlayan kulak koruyucular çalışanlar arasında iletişim bozukluğuna hatta iş kazalarının neden olabilmektedir. Bu sebeple sondörlerin ne kadar gürültü azaltımına ihtiyacı olduğu bilinmeli ve rahat kullanabilecekleri doğru işitme koruyucusu seçilmelidir.

Gürültü maruziyet ölçümleri, bünyesinde kulak koruyucu seçim menüsü bulunduran dozimetre cihazı ile yapıldığında, en uygun kulak koruyucu modellerinin belirlenmesi oldukça kolay olmaktadır. Ayrıca sondörler için sağ ve sol kulaklığı farklı ses zayıflatma değerlerine sahip, her iki kulak için uygun koruma sağlayan kulak koruyucuların tasarımı da düşünülebilir.

Sondaj platformu üzerinde çalışan personellerde muhakkak kulaklık veya kulak tıkaçları kullanılmalıdır. Çalışanların gürültü maruziyeti, çalışma saatleri azaltılarak, dinlenme saatleri artırılarak da kontrol altına alınabilir. Ayrıca sondörler ve platform üzerinde çalışanlar işe girişte ve iş sırasında periyodik olarak sağlık kontrolünden geçirilmelidir.

Sondörlerin maruz kaldığı gürültünün asıl kaynağı sondaj makinelerin motor kısımlarıdır. Yüksek gürültüye sebep olan sondaj makinelerinin bakımı ihmal edilmemelidir. Sondaj makinelerinin motorlarının bulunduğu yer gürültü açısından izole edilmeli, ayrıca sondörlerin gürültü yalıtımı yapılmış kabinlerde çalışmaları sağlanmalıdır.

KAYNAKLAR

- Bilim, N. ve Karakaya, E. (2020). Çözelti madenciliği yöntemiyle kaya tuzu üretimi. *Konya Mühendislik Bilimleri dergisi*, C. 8, s.4, 866-875.
- Copenhafer, W.C., Smith D.E. and Niedrihghaus, G.F. (1994). Proccessfor producing sodium salts from brines of sodium ores. U.S. Patent No: 5, 282, 054, (Feb. 1,1994).
- Ersoy, A. ve Yünsel, T.Y. (2001). Çözelti madenciliği ile tuz üretimi. 4. Endüstriyel Hammaddeler Sempozyumu, 18-19 Ekim, İzmir, Türkiye.
- Erol, İ. ve Soylu K.K. (2022). Kömür madencileri için doğru ve pratik kulak koruyucu seçimi. Türkiye 22. Uluslararası Kömür Kongresi ve Sergisi, ss. 205-218, Zonguldak.
- Gürültü Yönetmeliği, 2013. Çalışma ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı, Resmi Gazete, 28.07.2013 Tarih, Sayı 28721, Ankara.
- Haynes, H.WJr., and Ukidwe, A. (1998). A Model for solution mining trona. Wyoming State Geological Survey Public Information Circular, 40, 153-161.
- Maden İşyerlerinde İş Sağlığı ve Güvenliği Yönetmeliği, 2013. 19.9.2013 Tarihli ve 28770 Sayılı Resmi Gazete, Ankara.
- Phoon, W.H., and Lee, H.S. (1993). Hearing protection plans require proper ear plug selection, usage. *Occupational Health and Safety*, 62 (5), 98–100.
- Rabinowitz, P.M. (2000). Noise-Induced hearing loss. *American Family Physician*, 61 (9), 2749–2756.
- Roy, S., and Adhikari, G.R. (2007). Worker noise exposures from diesel and electric surface coal mining machinery. *Noise Control Eng. J.*, 55, 434-437.
- Sharma, O., Mohanan, V., and Singh, M. (1989). Noise emission levels in coal industry. *Applied Acoustics*, 54(1), 1-7. 5.
- Svantek (2021). Kişisel gürültü ölçüm cihazı. <https://svantek.com/products/sv-104a-personal-noise-dosimeter/> Son Erişim:10.10.2021.
- Şensöğüt, C. (2007). Occupational noise in mines and its control-a case study. *Polish J. of Environ. Stud.*, 16 (6), 939-942.
- Şensöğüt, C., ve Eralp, H. (1989). Ömerler yeraltı ocağındaki gürültü ölçümleri ve öneriler. Türkiye 11. Kömür Kongresi Bildiriler Kitabı, 43-52.
- TS EN ISO 9612 (2009). Akustik-çalışma ortamında maruz kalınan gürültünün belirlenmesi-mühendislik yöntemi.

JEOTERMAL KUYULARDA ÇİMENTO KOMPOZİSYONUNUN BELİRLENMESİ, TEST KRİTERLERİ VE SAHA UYGULAMALARI

B. Baldan^{1,*}, I. Güler¹, R. Şahin¹, M. E. Saliver¹, Ş. Şener¹

¹Bordrill Sondaj Müteahhitliği ve Ticaret A.Ş.

(*Sorumlu yazar: bilge.baldan@bordrill.com)

ÖZET

Türkiye Alp-Himalaya orojenik kuşağı üzerinde bulunduğundan dolayı büyük bir jeotermal potansiyele sahiptir. Bu potansiyel elektrik üretimi, evlerin ısıtılması, tarım alanları, turizm vb. birçok alanda kullanılmaktadır. Jeotermal potansiyele sondaj kuyuları sayesinde ulaşılmaktadır. Bu yüksek potansiyelden en uzun ve en verimli şekilde yararlanabilmek için kazılan sondaj kuyularının ömrünün uzun olması gerekmektedir. Sondaj kuyusunu dışarıdan gelebilecek etkilere karşı koruyan en önemli operasyonlardan biri çimentolama operasyonudur. Kuyuda yapılan çimentolama operasyonu, sondaj sırasında geçirgen formasyonlar hesaba katılarak yapılırsa, kuyu ömrü maksimum seviyede olur. Her sahanın kendine özgü sıcaklık ve basınç değerleri vardır. Bu değerler çimentolama operasyonu için oldukça önemlidir. Bir çimento laboratuvarı, saha şartlarına uygun optimum kompozisyonu bulmak için standartların (API) belirttiği cihazlarla kuyu şartlarını yaratarak simülasyon yapmaktadır.

Testler API Spec 10 A ve API RP 10B-2 (ISO 10426) standartlarına uygun olarak yapılmaktadır. En temel testler; Ağırlık, Özgül Ağırlık, Serbest Su, Sıvı Kaybı, Reoloji, Koyulaşma Süresi, Basınç Dayanımı testleridir. Test sonuçlarına göre kompozisyon belirlenir ve operasyon ekibine iletilir. Operasyon sırasında oluşabilecek problemlere karşı alınacak önlemler için Laboratuvar ve Operasyon ekibinin koordineli çalışması oldukça önemlidir.

GİRİŞ

Jeotermal kuyularda çimentolama sondajın önemli aşamalarından biridir. Bu nedenle çimento karışımın tasarlanması sırasında, kuyu bilgilerinin alınarak API standartlarına göre testlerin yapılması da oldukça önem kazanır. Bu testler bir akış şeması takip edilerek yapılır.

Çimento karışımı çimento, su ve katkı maddelerinden yapılır. Farklı çimento türleri ve farklı amaçlar için kullanılan katkı maddeleri bulunmaktadır. Bu katkı maddelerinden hangisinin temel bileşime ekleneceğine karar vermek, birçok fiziksel parametrenin bilinmesine bağlıdır.

Jeotermal kuyularda farklı operasyon çeşitleri vardır. En yaygın çimentolama yöntemi, dizi içi çimentolama tekniğidir. Diğer çözümler ise tek aşamalı ve çift aşamalı çimentolama yöntemidir. Farklı amaçlarla yapılan çimentolama çeşitleri de mevcuttur.

ÇİMENTOLAMANIN ÖNEMİ

Jeotermal kuyularda çimentolamanın amacı, formasyon ile muhafaza borusu (casing) arasındaki boşluğun akışkanlara ve sıcaklıklara uzun süre maruz kalmaya dayanabilen çimento karışımı ile tamamen doldurulmasını sağlamaktır. Muhafaza borusu ile başlatılan izolasyon adımını tamamlar.

Çimentonun en önemli işlevleri:

1. Basınç izolasyonu sağlamak
2. Boru desteği ve koruması için
 - a. Dış korozyonu önlemek
 - b. Basınç kontrolü sağlamak
 - c. Yük ve kuvvet uygulama desteği sağlamak
3. Sızıntı kontrolü-çapraz akış önlemi sağlamak
4. Akışkan girişi kontrolü sağlamaktır.

Çimentolama kuyuyu şartlandırmak için de kullanılır:

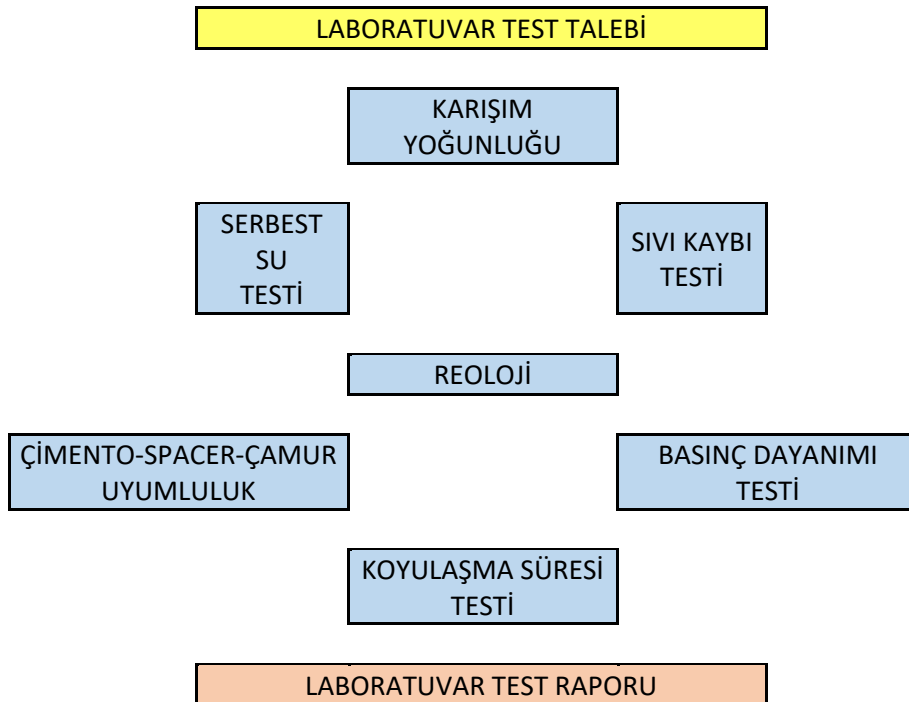
- a) Sirkülasyon bölgelerinin kaybını kapatmak;
- b) Zayıf bölgeleri stabilize etmek (bozulmalar, çökmeler);
- c) Bir kuyuyu terk veya tamir için kapatmak;
- d) Yeniden muhafaza edilmeden önce bir kuyuyu geçici olarak kapatmak.

ÇİMENTO KOMPOZİSYONUNUN BELİRLENMESİ

Bir çimento karışımının tasarımı çok önemlidir ve pompalamadan önce sorunsuz karıştırma sağlamak ve pompalamadan sonra istenen reoloji, sıvı kaybı kontrolü ve optimum koyulaşma süresini sağlamak için yapılmalıdır. Bu bağlamda, istenen çimento karışımı özelliklerini sağlayabilen, mümkün olan en düşük, etkin konsantrasyonda katkı maddelerinin kullanılması anlamına gelir.

Formülasyon, laboratuvarın kendisinin (veritabanı) ve laboratuvar ekibinin deneyimine büyük ölçüde bağlı olacaktır.

Aşağıdaki akış şeması, her iyi çimentolama laboratuvarı için geleneksel çimento karışımını tasarlamak için basit bir hareket noktasıdır. İş yüküne, deneyime, kaliteli çimento ve kimyasalların mevcudiyetine bağlı olarak, bu çimento karışımı tasarım akış şeması, güvenilir akışkan sistemlerini devreye alabilmemizi sağlamak için uyarlanmıştır.



Şekil 1. Laboratuvar test akış şeması

Çimento laboratuvarı akış şemasından da görüleceği gibi;

- Kuyudan alınan derinlik ve sıcaklık verilerini ve API sıcaklık verilerinden/tablolardan Kuyu Dibi Sirkülasyon Sıcaklığı (KDSS) ve Kuyu Dibi Statik Sıcaklık (KDSS) belirlenir.

* 100 °C'nin üzerindeki statik sıcaklıkta %33'ile %40 silika kullanılır.

* Tuz formasyonlarında yapılacak operasyonda çimento karışımları için %20 ila %37 (doğunluk) sodyum klorür kullanılır.

* Laboratuvar testleri için hazırlanan karışımda lokasyonda kullanılacak su, çimento ve katkı maddeleri kullanılır.

Sondaj kuyuları için tasarlanan çimento karışımında kullanılan çimento genellikle API'da G Sınıfı olarak tanımlanan çimentodur. G Sınıfı çimento esasen bir kalsiyum silikattır. En çok bulunan bileşenler trikalsiyum silikat (C3S) ve dikalsiyum silikat (C2S).

Tablo 1. Çimento İçerikleri (API, 2019)

	Cement Class					
	A	B	C	D	G	H
Ordinary grade (O)						
Magnesium oxide (MgO), maximum, percent	6.0	NA ^a	6.0	NA	NA	NA
Sulfur trioxide (SO ₃), maximum, percent ^b	3.5	NA	4.5	NA	NA	NA
Loss on ignition, maximum, percent	3.5 ^c	NA	3.5 ^c	NA	NA	NA
Insoluble residue, maximum, percent	1.5	NA	1.5	NA	NA	NA
Tricalcium aluminate (C ₃ A), maximum, percent ^e	NR ^d	NA	15	NA	NA	NA
Moderate sulfate-resistant grade (MSR)						
Magnesium oxide (MgO), maximum, percent	NA	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Sulfur trioxide (SO ₃), maximum, percent ^b	NA	3.0	3.5	3.0	3.0	3.0
Loss on ignition, maximum, percent	NA	3.0	3.5 ^c	3.0	3.0	3.0
Insoluble residue, maximum, percent	NA	0.75	1.5	0.75	0.75	0.75
Tricalcium silicate (C ₃ S), maximum, percent ^e	NA	NR	NR	NR	58	58
minimum, percent ^e	NA	NR	NR	NR	48	48
Tricalcium aluminate (C ₃ A), maximum percent ^e	NA	8	8	8	8	8
Total alkali content, expressed as sodium oxide (Na ₂ O) equivalent, maximum, percent	NA	NR	NR	NR	0.75	0.75
High sulfate-resistant grade (HSR)						
Magnesium oxide (MgO), maximum, percent	NA	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Sulfur trioxide (SO ₃), maximum, percent ^b	NA	3.0	3.5	3.0	3.0	3.0
Loss on ignition, maximum, percent	NA	3.0	3.5 ^c	3.0	3.0	3.0
Insoluble residue, maximum, percent	NA	0.75	1.5	0.75	0.75	0.75
Tricalcium silicate (C ₃ S), maximum, percent ^e	NA	NR	NR	NR	65	65
minimum, percent ^e	NA	NR	NR	NR	48	48
Tricalcium aluminate (C ₃ A), maximum, percent ^e	NA	3	3	3	3	3
Tetracalcium aluminoferrite (C ₄ AF) plus twice the tricalcium aluminate (C ₃ A), maximum, percent ^e	NA	24	24	24	24	24
Total alkali content expressed as sodium oxide (Na ₂ O) equivalent, maximum, percent	NA	NR	NR	NR	0.75	0.75

LABORATUVAR TESTLERİ VE TEST KRİTERLERİ

Çimento Karışımının Hazırlanması

Kompozisyonda kullanılacak çimento, su ve diğer katkıları tartılır. Yüksek devirli bir karıştırıcıya su eklenir. Düşük devirde (4000 rpm) önce sıvı katkılar olacak şekilde tüm katkılar ilave edilir. Bu işlemin 15 saniyede tamamlanması gerekir. Sonrasında yüksek devirde (12.000 rpm) 35 saniye karıştırılır.



Şekil 2. Mikser

Karışım Yoğunluğu Ölçümü

Karışım ağırlığı, çimentonun su ve belirlenen katkıları ile mikserde hazırlanmasından sonra basınçlı terazide ölçülmesi ile belirlenir. Esas olarak haznenin çimento karışımı ile doldurulmasından ve denge için gerekli olan binici pozisyonunun belirlenmesinden oluşur. Çimento karışımının ağırlığı karışımda kullanılan maddelerin oranları ve özgül ağırlıkları kullanılarak hesaplanır ve basınçlı terazide ölçülen ağırlık ile kontrol edilir.



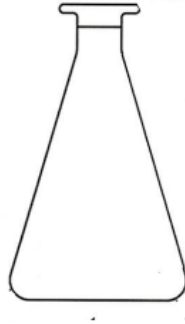
Şekil 3. Çamur terazisi

Formasyon çatlamasını önlemek için izin verilen maksimum çimento yoğunluğunu çatlatma gradiyenti belirler. Çimentonun yoğunluğu sondaj çamurundan en az 1 ppg (tercihen 2 ila 3 ppg) daha ağır olmalıdır.

Karışım ağırlığını ayarlamak için kullanılan kimyasallar genel olarak 2 gruba ayrılır. Karışım ağırlığını düşürmek için kullanılan hafifleticiler ve karışım ağırlığını arttırmak için kullanılan ağırlaştırıcılar. En çok kullanılan hafifleticiler Bentonit, Uçucu kül, Gilsonit, Perlittir. Zayıf formasyonları korumak için kullanılır. Yaygın olarak kullanılan ağırlaştırıcılar da Barit, Hematit, Kum gibi maddelerdir. Bunlar, yüksek formasyon basınçlarına karşı koymak için gereklidir.

Serbest Su Testi

Serbest su, API RP 10B-2 / ISO 10426-2'ye göre ölçülür. Hazırlanan çimento karışımı Atmosferik konsistometrede 30 dakika şartlandırıldıktan sonra 500 ml'lik erlen içine alınır ve 2 saat sonunda üstte biriken sıvı alınarak miktarı ölçülür ve % değer olarak kaydedilir. G ve H sınıfı çimentolar için serbest su miktarı miktarının % 5,9 u geçmemesi gerekir.



Şekil 4. Erlen

Sıvı Kaybı Testi

Sıvı Kaybı API RP 10B-2 / ISO 10426-2'ye göre ölçülür. Çimento karışımı atmosferik konsistometrede 30 dakika şartlandırıldıktan sonra hücre içine doldurulur ve statik sıcaklığa kadar ısıtılır. Üstten 1000 psi veya 200 F üstündeki sıcaklıklarda üstten 1100 psi alttan da 100 psi basınç verilerek karışımın 30 dakikada kaybedeceği sıvı miktarları 1/2dk, 1dk, 5dk, 10 dk, 15 dk, 20 dk ve 30 dk periyotlarında ölçülerek kaydedilir. Toplam miktar API'a göre hesaplanır.



Şekil 5. Sıvı kaybı cihazı

İstenen değer genellikle 50 ml altında olmasıdır. Aşağıdaki tabloda detayları verilmiştir.

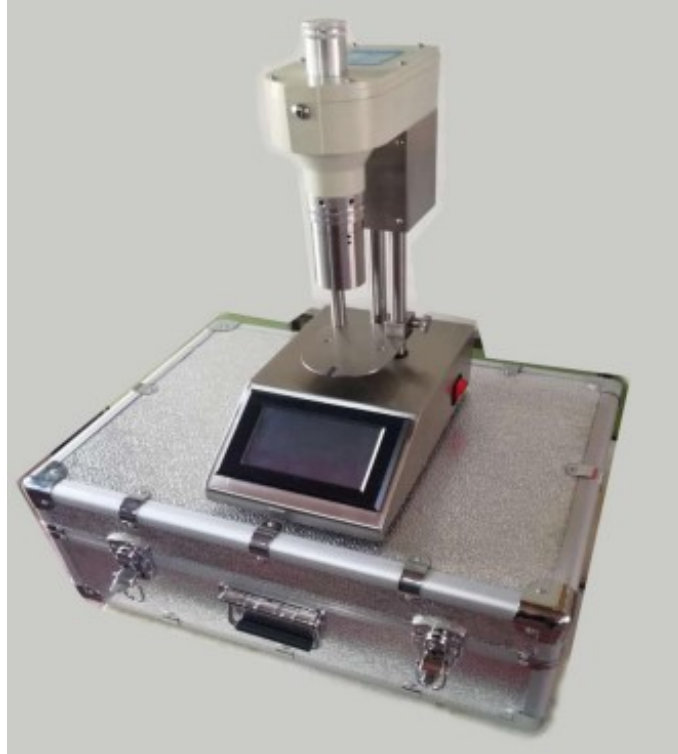
Tablo 2. Operasyon türüne göre tavsiye edilen sıvı kaybı miktarı (Schlumberger)

Operation	Fluid loss, ml/30 min
Prevention of gas channeling	30-50
Liner cementing	<50
Casing cementing	200<300
Horizontal well cementing	<50
For squeeze cementing: formation permeability less than 1 md	200
For squeeze cementing: formation permeability between 1 and 100 md	100-200
For squeeze cementing: formation permeability greater than 100 md	35-100
High density slurries	<50

Sıvı kaybının istenen değerlerde olmadığı durumlarda sıvı kaybı kontrol maddeleri kullanılır. Sıvı kaybı kontrol maddeleri, çimento karışımının yüzeyinde filtre keki oluşturarak sıvı kaybını en aza indirmek için kullanılır. Sıvı kaybı kontrol katkı maddeleri, karışımın viskozitesini artırarak sıvının filtrasyonunu azaltır. Böylece suya duyarlı formasyonu korur. Partiküllü maddeler ve suda çözünür polimerler sıvı kaybı kontrol katkı maddeleri olarak kullanılır.

Reoloji (Viskozite) Testi

Çimento karışımlarının reolojisi, API RP 10B-2 / ISO 10426-2'ye göre ölçülmelidir. Çimento karışımı atmosferik konsistometrede 30 dakika şartlandırıldıktan sonra reoloji kabına doldurulur ve 3 rpm'den başlayarak 6, 100, 200, 300 rpm deki viskozitesi ölçülür. Yine 300'den geriye 200, 100, 6, 3 rpm deki değerleri de okunur ve ortalamaları alınır. 10 saniye ve 10 dakika jel değerleri de okunarak kaydedilir.



Şekil 6. Viskozimetre

Çimentolama operasyonu sırasında pompalanabilirlik ve çökelme gibi durumların tespiti için reoloji değerleri oldukça önemlidir.

Tablo 3. Örnek reoloji değerleri

Rotational Speed (r/min)	Ramp-up Reading	Ramp-down Reading	Reading Ratio	Average Reading
3	21	24	0.87	22.5
6	40	36	1.11	38
30	65	83	0.78	74
60	84	100	0.84	92
100	100	115	0.87	107.5
200	137	147	0.93	142
300	170	—	—	170
NOTE 1 Configuration: R1-B1-F1.				
NOTE 2 Conditioning method: atmospheric pressure, 30 min after reaching 66 °C.				
NOTE 3 Initial slurry temperature: 66 °C.				
NOTE 4 Final slurry temperature: 63 °C.				

Viskoziteyi ayarlamak için kullanılan kimyasallar dispersantlar (incelticiler) dir. Sürtünme azaltıcılar olarak da adlandırılan bu malzemeler, çimento karışımlarının karıştırılmasını ve pompalanmasını kolaylaştırır. Çimento tanelerinin yüzey yüklerine etki eder. İkincil geciktiricilerdir. Sıvı kaybı kontrolünü negatif yönde etkiler. Kullanılan dispersantlar ; Polinaftalin sülfonat(PNS), Lignosülfonat olmayan maddelerdir.

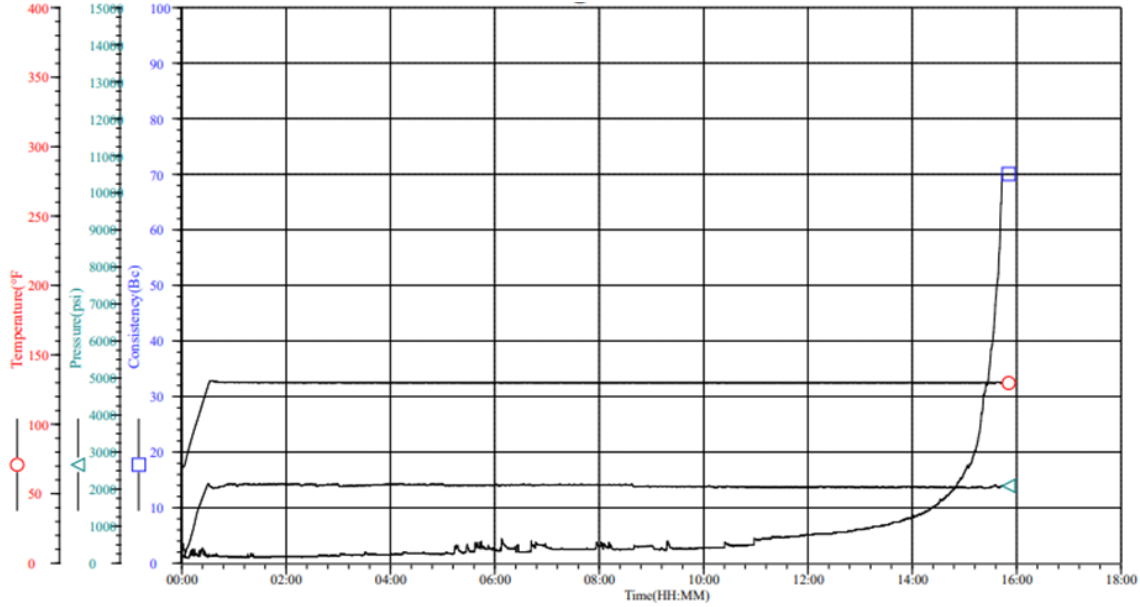
Koyulaşma Süresi Testi

Koyulaşma süresi (pompalama süresi de denir) testi, API RP 10B-2 / ISO 10426-2'ye göre kuyu dibi sirkülasyon sıcaklığında ve basınçlı bir konsistometre kullanılarak yapılmalıdır.



Şekil 7. Konsistometre

Kuyudan alınan derinlik ve sıcaklık bilgilerini kullanarak Sıcaklık Gradyanı hesaplanır. Bu gradyandaki sirkülasyon ve statik sıcaklık değerleri, RP 10B-2 / ISO 10426-2'deki API korelasyonu/tablolardan bulunur. Bu değerler kullanılarak yeni sirkülasyon ve statik sıcaklıkları hesaplanır. Test bu sirkülasyon sıcaklığında ve hesaplanan kuyu dibi basıncında yapılır. 70 veya 100 BC değerine ulaştığında test bitirilir. BC değeri 40 a ulaştığında elde edilen süre, teorik olarak maksimum pompalama süresini de gösterir.



Şekil 8. Örnek koyulaşma testi grafiği

Koyulaşma süresini kısaltmak için hızlandırıcılar, uzatmak istenirse de geciktiriciler kullanılır. Kalsiyum Klorür, Sodyum Klorür, Deniz suyu, potasyum Klorür, Sodyum Silikat, Alçı vb. en çok kullanılan hızlandırıcılardır. Kalsiyum Lignosülfonatlar, Kalsiyum sodyum Lignosülfonatlar, Organik asitler vb. geciktirici görevi görür.

Basınç Dayanımı Testi

Basınç dayanımı testini 10B-2 / ISO 10426-2'ye göre ölçülür. Çimento karışımı atmosferik konsistometrede 30 dakika şartlandırıldıktan sonra su banyosuna ait kalıpların içine doldurulur ve statik sıcaklığa kadar ısıtılmış su banyosunda bekletilir. Belirlenen sürenin sonunda kalıp çıkartılır ve donmuş çimento karışımı preste basınca maruz bırakılarak kırılır. Kırıldığı basınç bize basınç dayanımı değerini verir.



Şekil 9. Su banyosu



Şekil 10. Çimento basınç deney presi

Gövdeyi tutmak ve oluşumu sızdırmaz hale getirmek için gereken minimum basınç dayanımı 500 psi'dir. Çimento karışımının basınç dayanımı zamanla ve sıcaklıkla artar. API, maksimum 3000 psi basınç önerir. Basınç dayanımını artırmak için, çimento karışımının su çimento oranı azaltılır ve 110 ° C'nin üzerinde silika tozu kullanılır.

Statik Jel Mukavemeti Testi

Çimento Statik Jel Mukavemeti Testi simüle edilmiş bir kuyu içi sıcaklık ve basınçta kürlenmiş çimento karışımı numunelerinin jel gelişimini ve statik jel mukavemetini ölçer. Çimento karışımı atmosferik konsistometrede 30 dakika şartlandırıldıktan sonra hücreye doldurulur ve kuyu basıncı ve sıcaklığı ayarlanarak 24 saat boyunca ölçüm yapar. API standartlarında yer almasa da çimento karışımının statik jel gücünü belirlemek için doğru yöntemi sağlar. Statik jel mukavemeti aynı zamanda kuyu içinden bir akışkan gelişi olduğunda çimento karışımı içinde kanallaşmayı önlemek amacıyla kritik süreyi belirlemede kullanılır.



Şekil 11. Statik Jel Mukavemeti Analiz Cihazı

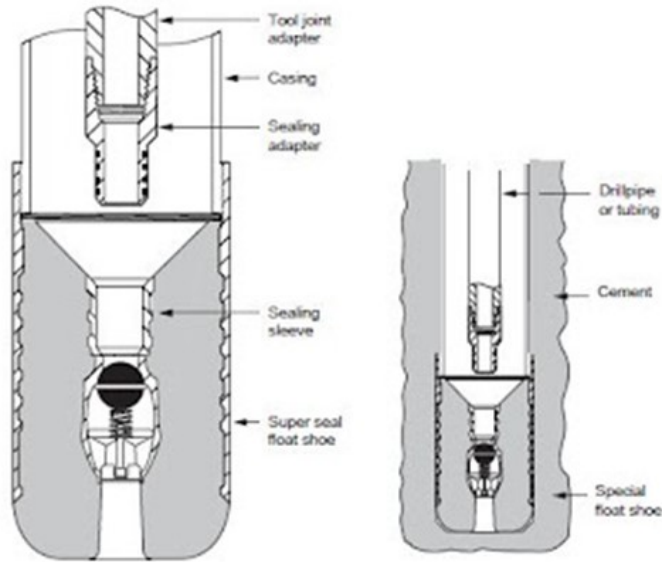
TEST RAPORUNUN HAZIRLANMASI

Yapılan testlerin sonuçları Laboratuvar ekibi tarafından değerlendirilir. Rapor formatında operasyon ekibine iletilir. Operasyon raporda belirtilen miktarlar dikkate alınarak yapılır.

ÇİMENTOLAMA OPERASYONUNUN ÇEŞİTLERİ

Casing Çimentolama

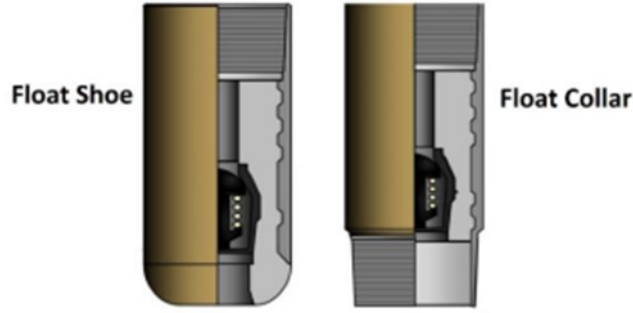
Muhafaza borusu arkasına yapılan çimentolamadır. Tek kademeli, çok kademeli ve dizi içi çimentolama yöntemleri vardır. Tek kademe çimentoda, çimento casing, casing shoe ve sonrasında annülüse pompalanır. Formasyon hidrostatik basıncı destekleyemediğinde ise çok kademeli yöntem uygulanır. Bu yöntemde, çimento belirli bir seviyeye kadar pompalanır sonrasında bu yöntemde kullanılan ekipman ile çimento belirli seviyeden yüzeye kadar pompalanır. Dizi içi çimentolama (fig 1.) yönteminde ise uzun operasyon süresi ve büyük öteleme hacmi var ise tercih edilir.



Şekil 12. Dizi içi çimentolama

Tek Kademe Çimento Operasyon Prosedürü

Muhafaza boruları (casing) belirlenen metraja indirildikten sonra casing çapına uygun çimentolama kafası veya sirkülasyon başlığı kullanarak operasyon için gerekli hazırlıklar tamamlanır. Bu süreçte kuyudaki kesintileri temizleme amaçlı sirkülasyon yapılır. Sonrasında spacer pompalanır. Spacer'ın amacı, çimento ve çamur arasında bariyer oluşturarak yapısının bozulması ve kuyuyu temizlemesidir. Ardından alt tapa düşürülerek çimento pompajına başlanılır. Alt tapa, float collara ulaştığından hidrostatik basınç etkisiyle patlar ve içerisinden akışkanlar geçerek kuyuya ulaşır. İstenilen hacimde çimento pompalandıktan sonra üst tapa düşürülerek öteleme işlemine başlanır.



Şekil 13. Float shoe & float collar

Öteleme hacminin sonlarına yaklaşıldığında pompalama hızı düşürülerek basınç saati artışı gözlemlenir, oturma işlemi sonrası test edilir sonrasında geri dönüş kontrol edilerek operasyon sonlandırılır ve çimento beklemesine geçilir.



Şekil 14. Üst tapa & alt tapa

Çift Kademe Çimento Operasyon Prosedürü

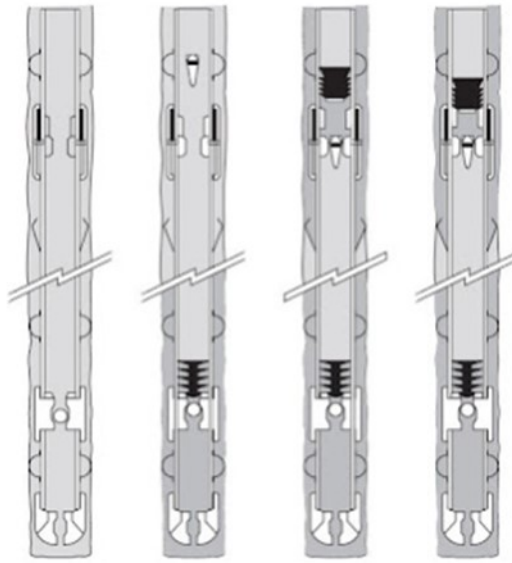
Genellikle kaçak riski olan zayıf formasyonlarda riski azaltmak, uzun metrajlardaki operasyon esnasında yüksek basınç değerini azaltmak ve uzun süreli operasyonlarda çimentonun prizlenme süresinde oluşabilecek problemi önleme amaçlı çift kademe çimentolama operasyonu gerçekleştirilir. Çift kademe çimento operasyonları, formasyon basıncına bağlı olarak iki farklı bölümde farklı ağırlıkta çimento yapılarak uygulanır. Tek kademeli operasyonda kullanılan ekipmanlara ek olarak DV, DV portlarının açılmasını sağlayan bomba ve shut off tapa gerekmektedir.



Şekil 15. DV ekipmanları

Birinci kademe çimento operasyonundaki adımlardan farklı olarak üst tapa DV ekipmanının içinden geçecek esnekliğe sahip oluşudur. Birinci kademe çimento operasyonunun tamamlanması ardından DV ekipmanının portlarını açmak için DV bombası adında özel bir ekipman kullanılır. Ekipman serbest düşüşe bırakılarak DV ekipmanının yuvasına oturulması beklenir. Yuvasına oturulmasından sonra gerekli basınç gördüğünde yatak pinlerini kırarak portların açılmasını sağlar ve bir önceki kademenin donmasını bekleyene kadar kuyu sirkülasyona alınır.

Birinci kademenin donmasının ardından, spacer ve belirlenen hacimde çimento pompajı tamamlanır. Sonrasında DV kapatma tapası düşürülerek öteleme işlemine geçilir. Tapa DV ekipmanına kadar ötelendikten sonra basınçtaki yükselmeye tapanın oturduğu anlaşılır. Basınç blöf edilerek geri dönüş kontrol edilir, akış olması durumunda tekrar basınçlandırılarak tapa yerine oturtulur ve donma süresini beklemeye geçilir.



Şekil 16. Çift kademeli operasyon aşamaları

Plug Back Çimentolama

Kuyu saptırma, kuyu terketme, çeşitli seviyeleri birbirinden ayırma ve kaçak zonlarının kapatılması amacıyla gerçekleştirilir. En yaygın yöntemi balanced tapalardır. Diziler istenilen derinliğe indirilerek operasyona başlanılır. U tüp prensibiyle kaçak noktalarında çimentonun dizi içi ve dışı eşit seviyede bırakılması amaçlanır. Sonrasında dizi yavaşça çekilir.

Squeeze Çimentolama

Formasyon tıkama, muhafaza borusu tamiri. Gaz ve su üretim bölgelerini kapatarak üretimi en üst seviyeye çıkarmak amaçlanır. Bununla beraber, casing çimentosu arızası durumunda, sondaj esnasında kaçak varsa, istenmeyen akışkanların gelişini önlemekte bu operasyonlar gerçekleştirilir.

Tob Job Çimentolama

Casing cementing operasyonu sonrası, çimentonun yüzeye kadar gelmediği durumlarda yüzeyden yapılan tamir çimentosudur.

ÇİMENTOLAMA OPERASYONUNDA KUYU PARAMETRELERİ

Derinlik

Kuyu çapı ve muhafaza borusu çapı aynı zamanda derinliğe bağlıdır. Derinlik arttıkça yüksek sıcaklık yüksek basınç ve aşındırıcı sıvılardan kaynaklı çimento dizaynında zorluklar yaşanabilir.

Sıcaklık

Dikkate alınması gereken üç farklı sıcaklık vardır bunlar; kuyu dibi sirkülasyon sıcaklığı, kuyu dibi statik sıcaklığı, kuyu dibi ve yüzey sıcaklığı farklıdır.

Kuyu Dibi Sirkülasyon Sıcaklığı

Çimentonun prizlenme süresini belirlediğinden dolayı önemlidir. Aynı zamanda bu sıcaklık; çimentonun donma süresini, stabil haline gelmesini, sıvı kaybını ve reolojisini de etkilemektedir.

Kuyu Dibi Statik Sıcaklığı

Çimentonun mukavemet gelişiminde önemli bir rol oynar. Kuyu ömrü boyunca çimentonun maruz kalacağı basınç dayanımı gelişimini ve bütünlüğünü etkiler. Pompaj sırasında karşılaşılabilecek olan sıcaklığı bilmek, çimento karışımının dizaynında önemli rol oynar.

Sıcaklık farkı

Çimento geniş bir alana pompalandığında kuyu dibi ve yüzey arasında sıcaklık farkı oluşur; bunun için farklı çimento karışımı dizayn edilmesi gerekebilir.

Basınç

Çimento karışımı hazırlanırken formasyon basıncı, çatlama basıncı ve kayaç özellikleri ağırlık belirleme açısından önemlidir. Bu faktörler sondaj esnasında belirlenmektedir. Sondaj çamurunun ağırlığı çimento dizaynı için önemli bir referans olabilir. Çimento ağırlığı, formasyonun çatlama basıncını aşmamalıdır, açılırsa pompalanan çimento formasyona gider ve sirkülasyon kesilir. Başarılı bir çimentolama işlemi için başlangıçta primer çimentolama denenip sirkülasyon kesilmesi veya sıvı kaybı kontrol edilmelidir. Kuyuda yaşanan basınçlar çimentonun mukavemetini etkiler.

Formasyon Özellikleri

Formasyonlar bazı sorunları ortaya çıkarabilir. Örneğin; şeyl formasyonu tatlı suya duyarlıdır ve suyun tuzluluğu arttırılmazsa dökülme gibi problemler yaratabilir.

REFERANSLAR

American Petroleum Institute (API) Recommended Practice 10B for Testing Well Cements, Second Edition, April 2013; Reaffirmed 2019

American Petroleum Institute (API) Specification 10A for Cement and Materials for Well Cementing , Twenty Fifth Edition, March 2019; API Monogram Program Effective Date: September 2019

2 Stage and Liner Calculations, Module CF111 NL 08 Sep 99, Schlumberger

Cement Lab Introduction, Well Services, Schlumberger

Well Design PE 413, 2012, Surface Equipments and Placement Techniques, New Mexico Tech.

Geothermal Well Cementing, Materials And Placement Techniques, Evans Kiprotich Bett,

Well Cementing Technology, S. Chanda Dy. Ced

CO₂ CAPTURE IN AQUIFER CRACK RESERVOIRS AND THE HOMOGENEOUS ENVIRONMENTS CONSIDERING THE APERTURE RATE AND FRACTURE ORIENTATION IN ORDER TO REDUCING ENVIRONMENTAL POLLUTION

P. Zafari¹, E. Moosavi^{2,3*}

¹*Faculty of Petroleum and Natural Gas Engineering, Sahand University of Technology, Tabriz, Iran*

²*Department of Petroleum and Mining Engineering, South Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran*

³*Research Center for Modeling and Optimization in Science and Engineering, South Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran*

(* Corresponding author: Se.Moosavi@yahoo.com; Se_Moosavi@azad.ac.ir)

ABSTRACT

Technological development is playing a key role in the environment protection and the reduction of greenhouse gases including industrial CO₂ emissions. By the dissolution of supercritical CO₂ in aquifers, the brine density increases and could cause instability that triggers the fingering phenomenon in the system that leads to convective mixing process. This phenomenon significantly increases CO₂ storage potential of aquifers. In this paper, the effects of aperture and orientation variations of existing fractures in an aquifer was studied on the fingering generation and transportation. For this purpose, the propagation of CO₂-saturated fingers and concentration change due to injection into aquifer was simulated using COMSOL multiphysics 4.3 software. Results showed that, as the aperture increased, the CO₂ concentration in the aquifer reached the equilibrium faster. Also, by the decrease of fracture orientation relative to the vertical position, fingers were generated quickly and saturated the aquifer with a faster rate.

Keywords: CO₂ Capture, Environmental Pollution, Aquifer Reservoir, COMSOL.

INTRODUCTION

Today, the phenomenon of global warming has been a comprehensive issue all around the world. The fact is that severe probable climatic changes have been always inevitable. The production and emission of greenhouse gases like CO₂ through the atmosphere are the main causes of increasing temperature of the global warming (Zhang and Bachu, 2011). The present study has predicted an exceeding trend of the concentration amount of CO₂ existing in the atmosphere from 1970 to 2020. It has forecast 1.42% increase each year (Protocol, 1997; Negara, 2011; Lindsey, 2020). The results of 2008 indicated that 47% of the whole CO₂ produced in Europe in 2007 (almost 2 gigatons) can be collected and stored and this storage amount will reach to 4 gigatons in 2030 using the projects of collecting and storing the projects of CCS (Bouzalakos, 2010).

The phenomenon of instability and density difference was first presented by Bénard in 1900. This phenomenon has been scrutinized for the sake of temperature changes by placing water between two parallel sheets that are near to one another. He increased the temperature of the lower sheet and found out that the thermal energy transited to the fluid through the thermal sheet conduction leads to fluid motion (Bénard, 1900). Then, Ryleigh (1916) assumed equal the gravity force with the fraction force caused by the fluid viscosity and called the resulted parameter as "Rayleigh". This number changed into the main phenomenon of the conversion. The estimation of this parameter can contribute to predict the possibility of the fluid conversion (Rayleigh, 1917). Lindeberg and Wessel-Berg (1997)

proposed an equation based on volume, heat, and flux CO_2 considering the field temperature and molecular diffusion, taking into account the stability criterion for convective displacement in a porous medium. They realized that when gas is injected into a flow, several physical forces are involved in transferring it to a porous medium. With the gradual penetration of CO_2 into the water, a density gradient is made in the system and with the start of vertical convective currents, the storage capacity of the discharge significantly increases (Lindeberg and Wessel-Berg, 1997). Hassanzadeh et al. (2004) dissected the effect of various parameters on convection. The two-dimensional model of the reservoir with the effect of molecular diffusion and convection was premeditated by the researchers. They found that there are two significant time intervals, when convection commences and then the dissolution is complete (Hassanzadeh et al., 2004). Nield and Simmons (2007) defined the Rayleigh number in homogeneous systems can predict the optimal presentation and convection process by means of mean properties (Nield and Simmons, 2007). Han et al. (2010) numerically examined the consequence of permeability change on trapping CO_2 by natural convection because of density and CO_2 migration in saline aquifers. The results presented that the geometry of geological formations has a greater effect on the amount of CO_2 trapped than the effective permeability of the formation (Han et al., 2010). Inding and Blunt (2011) examined CO_2 trapping as a result of dissolution in fissured aquifers by analytical solutions in porous media. Existence of a fracture in the aquifer model will increase the dissolution of CO_2 from 16.9% to 21.6% (Inding and Blunt, 2011). Vujević and Graf (2015) inspected the creation of interconnection between fractures in porous media with low permeability using a three-dimensional model. The authors estimated that the onset of convection in a regular two-dimensional and three-dimensional refractive circuit could be determined by a critical Rayleigh number, equivalent to half the critical Rayleigh number of a single vertical slit. Furthermore, convection between fractures along the rift circuit is the most probable state of convection and has the utmost effect in terms of solute transport (Vujević and Graf, 2015). Rezk and Foroozesh (2019) studied the effect of density, orientation, permeability and surface roughness on dissolution CO_2 and finger diffusion. The results indicated that the presence of a fracture causes the fingers to compress to grow the permeability path. Besides, the aperture orientation increases the dissolution in the CO_2 storage direction. Similarly, matrix permeability has a dominant and positive effect on CO_2 storage in multiple fracture systems (Rezk and Foroozesh, 2019). De-Simone and Krevor (2021) presented an analytical method to estimate the injection rate CO_2 that maximizes storage. This method was estimated under different scenarios of the number of wells and the distance between the wells (De-Simone and Krevor, 2021). Shchipanov et al. (2022) focused on the features of pervading periodically CO_2 into saline discharge using a mechanical reservoir model, including pressure management and storage capacity. CO_2 under the influence of well position in geological structure (Shchipanov et al., 2022).

The position of the well relies on the geological structure and size of the aquifer regarding the result and the expansion pressure. In this paper, the diffusion phenomenon and the study of the concentration of CO_2 storage in the homogeneous reservoir have been measured based on the crack opening rate and fracture orientation according to the simulation. The results display how the flow is fingered attributable to the presence of fractures through moving a heavier layer downwards as a result of the high density.

NUMERICAL SIMULATION

In order to simulate, the model has been considered while CO_2 is being dissolved in the aquifer according to the two dimensional space of the rectangular shape (15 m high and 30 m long). Figure 1 shows a view of the presented model. This aquifer reservoir with two apertures is placed in the depth of 1 Km. In meshing part, the division of grades has been chosen as much as 0.2 m and the highest size of the grades is 0.5 m and the least ones is 0.001. There are 4800 elements and the grade type are of Extra Fine one.

The changes of density occurs through being dissolved with CO₂ in water which is a function of the CO₂ concentration. The Boussinesq linear approximation has been used in this model for the density changes and its effect on the Darcy model (Relation 1).

$$\rho = \rho_0 + \beta \times C \quad (1)$$

Where:

C: concentration of CO₂ (mol/m³),

ρ_0 : the density of the primary aquifer (mol/m³),

β : the coefficient of the density increase, the solubility function of soluble particle in the water (Kg/Kmol).

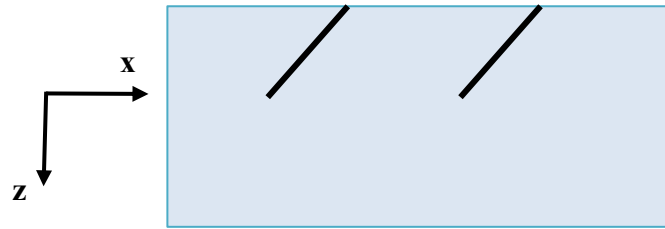


Figure 1. A view of the target model

It is noteworthy that the efficiency of the density increase is at the intervals of 17.7 Kg/Kmol and 17.8 Kg/Kmol due to the studies in this research. Furthermore, its amount has been considered to be 17.8×10^{-3} K/mol (Hassanzadeh et al., 2007). CO₂ is supercritical at the depth of 1 km. At this depth, the pressure is equal to 9×10^6 Pa. According to the fact that the injecting pressure should be more than the pressure of the pores. It has been considered that the injecting pressure should be equal to 10×10^6 Pa (10 MPa).

Boundary And Primary Limitations

In case the simulating condition is assumed to be homogenous like a saturated horizontal reservoir of water, the primary boundary conditions are as follows:

- The system has been considered as a closed one and the fluid flow is zero in all boundaries in all time (velocity is zero in all boundaries),
- Mass flow $\frac{\partial c}{\partial x}$ is not detected in both the lower and lateral boundaries and all time (There are not any concentration changes in lateral and lower boundaries),
- The CO₂ equilibrium concentration is stable at the upper boundary and it is 910 mol/m^3 ,
- At the time of zero, the fluid is still and the gas concentration is zero in the whole porous condition.

SENSITIVITY ANALYSIS

Sensitivity Based on Fracture Aperture

Remarking the input parameter (Table 1), CO₂ has been injected into the aquifer and the simulation duration has been estimated to be 40 years. Further, the concentration profile has been collected in different time intervals. Since the numerical value of Rayleigh is more than its critical

amount, which is $4\pi^2$ (Rayleigh, 1917), the convective phenomenon and fingerings are expected. Aperture is counted as one of the parameters affecting the dissolution of CO_2 in aquifer. It hastens the dissolution and the expansion of fingering. For this purpose, measuring the sensitivity has been considered in two models of 1 cm and 1 mm and the concentration profile of CO_2 has been evaluated in the time interval of 1 to 40 years.

Table 1. Input parameters

Initial density aquifer (kg/m^3)	Viscosity (cp)	Diffusion coefficient (m^2/s)	Porosity (%)	Permeability (mD)	Injection pressure (Pa)
1000	0.5	5×10^{-9}	0.15	100	10×10^6

According to the concentration profile, 70 days after injection, the penetration phenomenon is still dominant and the stable system and fingerings have not been developed, yet. One year after the injection time, the instabilities have been emerged like small fingerings. Nonetheless, convective system has not been started. The results indicate that the enhancement of the aperture subjects to canalization of CO_2 at the end of fracture which directly affects fingerings. Moreover, the fingerings are being extended downward in a roughly vertical direction with a weak lateral flow. However, diagonal flow is more visible due to the fracture with more apertures. For the case where the aperture is 1 mm, the fingerings are more delicately formed (Figure 3-a). Similarly, as shown in Figure 2-d, at a 1 cm opening, the fingerings become larger after 5 years; Though, CO_2 has not yet been fully dispersed and the convection phenomenon has not occurred. After 10 years, the convective flow begins as shown in Figure 2-e, and these fingerings have a high concentration of CO_2 and due to their higher density than water without saturation CO_2 , they move downwards because of the force of gravity. Water with a lower density goes up. After 20 years, the resultant fingerings form the joining points as displayed in Figure 2-g, the conversion is made. In fact, it leads to accelerate the velocity of mass transfer and the process of gas dissolution in the water. Figure 2-i diffusion the saturated system of CO_2 after 40 years and it is trapped in the aquifer reservoir for storing.

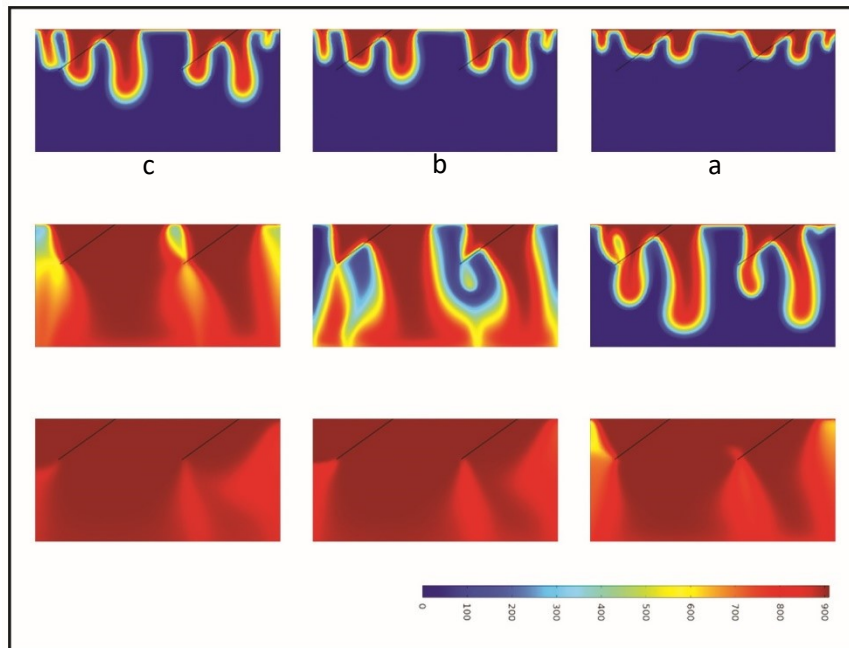


Figure 2. Profile of CO_2 concentration in the period of a) 1 year, b) 2 years, c) 3 years, d) 5 years, e) 10 years, f) 15 years, g) 20 years, h) 30 years and i) 40 years with 1 cm aperture

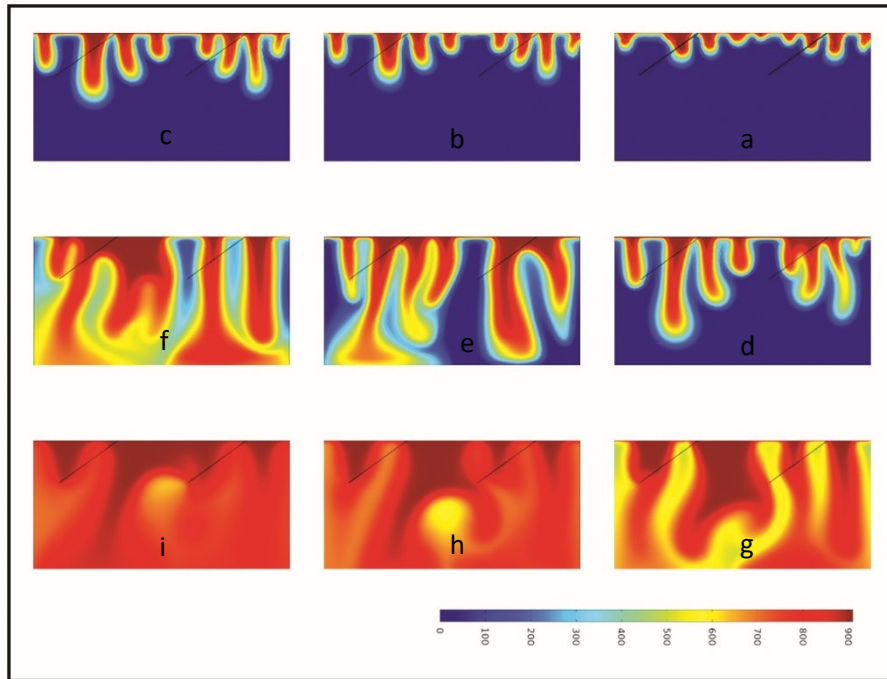


Figure 3. Profile of CO₂ concentration in the period of a) 1 year, b) 2 years, c) 3 years, d) 5 years, e) 10 years, f) 15 years, g) 20 years, h) 30 years and i) 40 years with 1 mm aperture

Sensitivity Based on Fracture Orientation

In order to scrutinize the effect of fracture orientation on CO₂ injection and its storing in the aquifer, it has been deliberated in two angles of 45° and 90° considering the aforementioned conditioned. Figures 4-a to Figure 4-i and Figures 5-a to 5-i present that the fracture orientation will affect the front trend of CO₂. In case the fracture orientation is 90°. After a year, the fingerings start being formed and they totally do not enter into the aquifer due to Figure 4-a. However, when the fracture orientation is 45°, the fingerings significantly enter into the aquifer after a year (Figure 5-a). Through observing Figure 4 –d after 5 years, half of the aquifer has been affected by CO₂. Figures 4-e and 4-h imply the saturation of the lower part of CO₂ after 30 years. Furthermore, it shows that the whole aquifer holds the CO₂ concentration. After 10 years, the conversion phenomenon is emerged (Figure 5-e). After 20 years, the aquifer has been closer to the saturated condition and the equilibrium concentration of CO₂.

The analysis of the aforementioned issues indicates that the presence of fracture with orientation less than the vertical one will affect the process of CO₂ storage. Within the beginning years, when the orientation is 90°, fingerings will not remarkably progress into the aquifer. After 10 years, it has not completely held the aquifer, yet. The fact is that the horizontal apertures do not practically open downward direction for fingerings and they only contribute to the dispersion in a horizontal direction which will have less effect on the progression of the CO₂ front.

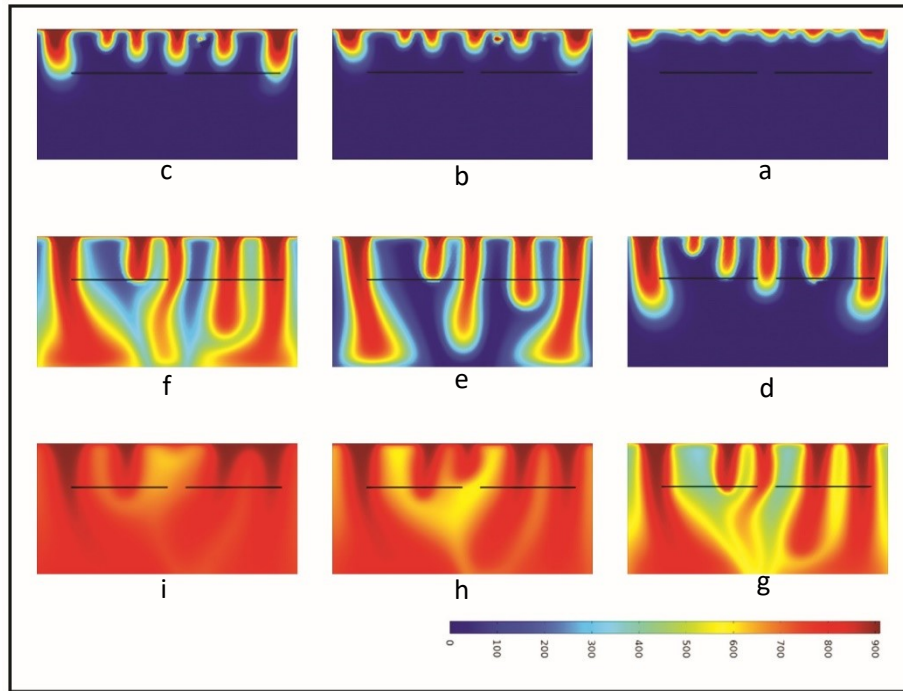


Figure 4. Profile of CO₂ concentration in the period of a) 1 year, b) 2 years, c) 3 years, d) 5 years, e) 10 years, f) 15 years, g) 20 years, h) 30 years and i) 40 years with a fracture angle of 90⁰

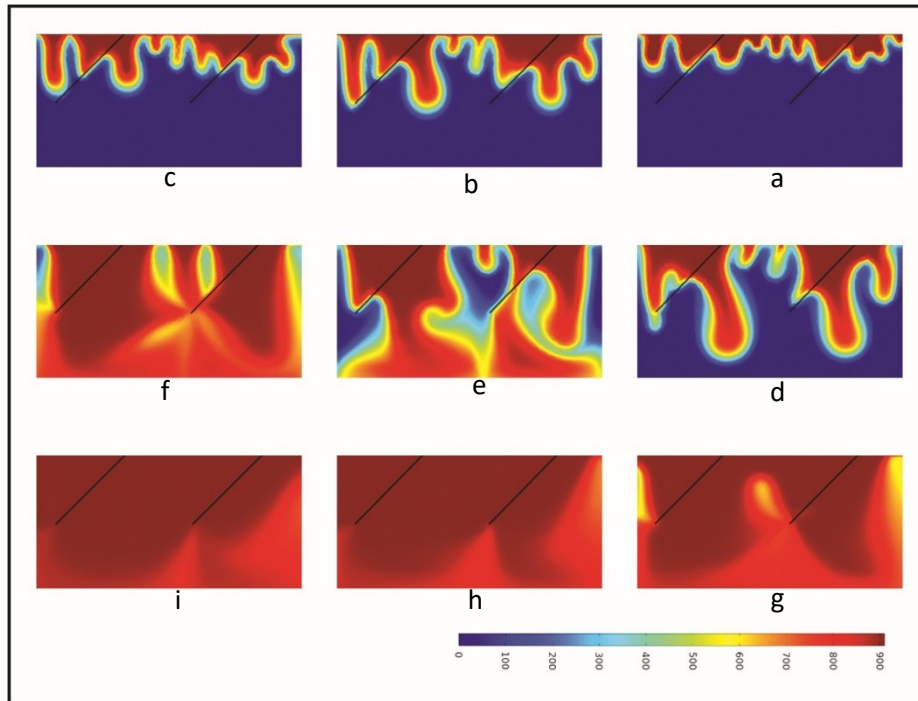


Figure 5. Profile of CO₂ concentration in the period of a) 1 year, b) 2 years, c) 3 years, d) 5 years, e) 10 years, f) 15 years, g) 20 years, h) 30 years and i) 40 years with a fracture angle of 45⁰

CONCLUSIONS

Supercritical dissolution CO_2 upturns the density of the formation water and a density gradient occurs in the system. As time drags on, the thickness of the layer increases under the influence of molecular diffusion, and the saturated hydrolysis moves downwards from CO_2 and free from CO_2 , and instability dominates the complex. As this convective mixing begins, the rate of mass transfer happens more quickly, in which case convection is obtained as the main process throughout dissolution. As the convection progresses, the intensity gradient of the concentration in the medium declines and the water is mostly saturated with CO_2 throughout the mode. Thus, the connective flows become weak and the rate of the mass transfer is also diminished. Eventually, the dominant molecular diffusion and the whole flow is homogeneous and saturated with CO_2 . The results are summarized as below:

- As the aperture of the aquifer is widened, it reaches the equilibrium concentration in a shorter time interval and faster. After 40 years, it has reached the saturated condition. In the aperture of 1mm after 50 years, there is no trace of reaching the equilibrium concentration of 900 mol/m^3 .
- As the fracture orientation is reduced toward the vertical direction, the growth velocity of fingerings is hastened and the aquifer is saturated by CO_2 . For example, it was not possible for the fingerings reach the aquifer at the fracture orientation adjacent to the upright one (90°) and after the end of 50 years, it does not reach the suitable equilibrium concentration.
- The purpose of CO_2 storage is the acceleration rate of gas dissolution, the faster convective mixing is expected; because capturing occurs for the sake of dissolution. Henceforth, CO_2 constantly remains in water and there is an early possibility of its deposition into the atmosphere. Indeed, this subjects to maximum safety.

REFERENCES

- Bénard, H. (1900). Les tourbillons cellulaires dans une nappe liquide. *ev. Gen. Sci. Pures Appl.*, 11(1309), 1261-1271.
- Bouzalakos, S., Maroto-Valer, M.M. (2010). Overview of CO_2 capture and storage technology, in *developments and Innovation in CO_2 Capture and Storage Technology*, M.M. Maroto-Valer, Editor. Woodhead Publishing. 1-60.
- De-Simone, S., Krevor, S. (2021). A tool for first order estimates and optimisation of dynamic storage resource capacity in saline aquifers. *Journal of greenhouse gas control*. 106, 103258, 1750-5836.
- Han, W.S., Lee, S.Y., Lu, C., McPherson, B.J. (2010). Effects of permeability on CO_2 trapping mechanisms and buoyancy-driven CO_2 migration in saline formations. *Water Resour*, 46.
- Hassanzadeh, H., Pooladi-Darvish, M., Keith, D.W. (2004). Modelling of convective mixing in CO_2 storage. *Journal of canadian petroleum technology*, 44, 43-51.
- Hassanzadeh, H., Pooladi-Darvish, M., Keith, D.W. (2007). Scaling behavior of convective mixing with application to geological storage of CO_2 . 53, 1121–1131.
- Inding, M., Blunt, M.J. (2011). Enhanced solubility trapping of CO_2 in fractured reservoirs. *Energy procedia* 4, 4961–4968.
- Lindeberg, E., Wessel-Berg, D. (1997). Vertical convection in an aquifer column under a gas cap of CO_2 . *Energy conversion and management*, 38, 229-234.
- Lindsey, R. (2020). Climate change: atmospheric CO_2 . Available from: <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide>.
- Negara, A. (2011). Simulation of CO_2 injection in porous media with structural deformation effect. King Abdullah University of Science and Technology, Thuwal, Kingdom of Saudi Arabia.

- Nield, D., Simmons, C.T. (2007). A discussion on the effect of heterogeneity on the onset of convection in a porous medium transport porous media. 68, 413–421.
- Protocol, K. (1997). United nations framework convention on climate change. Kyoto Protocol.
- Rayleigh, L. (1917). On the dynamics of revolving fluid. Proceedings of the royal society A: Mathematical and physical and engineering sciences, 93(648), 148-154.
- Rezk, M.G., Foroozesh, J. (2019). Study of convective-diffusive flow during CO₂ sequestration in fractured heterogeneous saline aquifers, Journal of natural gas science and Engineering. 69, 102926, 1875-5100.
- Shchipanov, A., Kollbotn, L., Encinas, M., Fjelde, I., Berenblyum, R., (2022). Periodic CO₂ Injection for Improved Storage Capacity and Pressure Management under Intermittent CO₂ Supply. 15, 566.
- Vujević, K., Graf, T. (2015). Combined inter-and intra-fracture free convection in fracture networks embedded in a low-permeability matrix. Adv. Water Resour. 84, 52–63.
- Zhang, M., Bachu, S. (2011). Review of integrity of existing wells in relation to CO₂ geological storage: what do we know?. Journal of Greenhouse Gas, 5, 826–840.

KESİNTİ TAŞINIMI MODELLENMESİNDE YAPAY SİNİR AĞLARI UYGULAMASI
APPLICATION OF ARTIFICIAL NEURAL NETWORK IN CUTTINGS TRANSPORT MODELLING

Tolga Akgöl

Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, tolga.akgol@mta.gov.tr

ÖZET

Bu çalışmada anülüsteki kesinti miktarını tahmin etmek amacıyla literatürden alınan verilerle üç tabakalı tam bağlantılı geri yayımlı yapay sinir ağı modeli geliştirilmiştir. Model Python dilinde, TensorFlow™ makine öğrenmesi açık kaynak kütüphanesi kullanılarak oluşturulmuştur. Çamur yoğunluğu, plastik viskozite, akma noktası, çamur sıcaklığı, sondaj ilerleme hızı, dizi dönüş hızı, kuyu eğimi ve boru eksantrikliği parametreleriyle anülüsteki hacimsel kesinti yoğunluğu hesaplanmaya çalışılmıştır. Toplamda 266 veri noktası programın eğitimi ve doğrulanması için kullanılmıştır. Modeldeki eğitim verisi oranı, eğitim tekrar sayısı ve sinir hücresi sayısı optimize edildikten sonra kesinti yoğunluğu %4,2 ortalama mutlak hata ile tahmin edilmiştir. Elde edilen bu model daha sonra literatürdeki bir matematiksel model ile kıyaslanmıştır. Geliştirilen modelin matematiksel modele göre hacimsel kesinti yoğunluğunu çok daha isabetli ölçtüğü ortaya konmuştur.

Anahtar Sözcükler: Kesinti taşınımı, boyut analizi, makine öğrenmesi, yapay sinir ağı, TensorFlow

ABSTRACT

In this study, a three-layer fully connected back-propagation artificial neural network model has been developed to predict the volumetric cuttings concentration in annulus. The model has been written in Python using TensorFlow™ open-source machine learning library. The mud density, plastic viscosity, yield point, mud temperature, rate of penetration, rotary speed, well inclination and pipe eccentricity parameters were used to estimate the volumetric cuttings concentration in annulus. In total, 266 datapoints were used to train and to validate the model. After ratio of training data, number of training epochs and number of neurons parameters were optimized, cuttings concentration was estimated by 4.2% mean absolute error. Then, the obtained model was compared with a mathematical model in the literature. It was shown that the developed model predicted the volumetric cuttings concentration better than the mathematical model.

Keywords: Cuttings transport, dimensional analysis, machine learning, artificial neural network, TensorFlow

GİRİŞ

Kuyu temizliği sondajın sağlıklı ilerlemesi açısından çok önemlidir. Günümüzde genellikle basit hesaplamalar ve özellikle tecrübe ile bu soruna çözüm aranmaktadır. Ancak, bu tip yaklaşımlar her yerde her zaman işe yaramamaktadır. Kesinti taşınımı özellikle yönlü ve yatay sondajlar için hayati önemdedir çünkü kesintiler kuyunun aşağı kısmında çökmeye meyillidir. Eğer kesintiler çöküp orada bir yatak oluşturlarsa bu mekanik takım sıkışması, yüksek torklu sondaj, muhafaza boru inilememesi, çimento operasyonu esnasında fare kuyruğu yapması gibi sorunlara neden olabilir (Uygin, 2021). Bu tip sorunların yaşanmaması için araştırmacılar kesinti taşınımını modelleyerek kuyuda kesinti yığılmasının önüne geçmeye çalışmaktadır.

Literatürde kesintilerin taşınımı üzerine çok sayıda çalışma bulmak mümkünken, kesinti taşınımı üzerine makine öğrenmesi uygulamaları oldukça azdır. Bunun en önemli sebeplerinden biri kesinti taşınımını etkileyen fazla parametre olmasıdır (Adari vd., 2000). Sondaj esnasında kuyu içinde bulunan çamuru bile modellemek oldukça karmaşık hesaplar gerektirirken (Hacıslamoğlu, 1989) kesintinin yoğunluğu, boyutları

gibi parametreler de kesinti taşınımı modellerinde dahil edilmek zorundadır (Miska vd., 2022). Matematik modelleme için araştırmacılar sıkıştırılamaz akışkan varsayımı yaparak tek boyutlu modellemeler denemiş (Naganawa vd., 2017), deneysel alt modelleri kullanarak sıkıştırılabilir sondaj akışkanıyla tek boyutlu bir taşınım modeli oluşturmuş (Cayeux vd., 2014), farklı zaman ayırıklaştırma yaklaşımlarıyla üç boyutlu kesinti taşınım modelleri geliştirmişlerdir (Erge & van Oort, 2020; Akhshik & Behzad, 2015). Ancak böyle çalışmalar ya fazla teoride kalarak arazi koşullarında elde edilemeyecek parametreler içermektedir ya da deneysel sonuçlar karşılığında geliştirilmiş bir modele dayanmaktadır. Bu da farklı koşullarda gerçeğe yakın sonuç verme açısından güvenilirliğinin sorgulanmasına neden olmaktadır. Bunun yanı sıra, sonradan eklenecek verilerle bir matematik modeli güncellenebilir. Ancak, belli bir veri akışından sonra modelin aşırı tanımlanmış (overdefined) olma riski vardır ki bu durumda yaklaşımın baştan değişmesi gerekir. Bu da sil baştan yeni bir model hazırlanması gerektiği anlamına gelir. Ya da çok fazla veri varlığı geliştirilen modelin yanlı (biased) olmasına neden olabilir. Bu durumu makine öğrenmesinde tespit edip azaltmak daha kolayken matematik modeliyle mümkün olmamaktadır.

Makine öğrenmesinde yeteri kadar veri mevcutsa parametre fazlalığı büyük bir sorun yaratmamaktadır. Geleneksel fizik-kökenli matematik modellerini geliştirebilmek, uygulamak için varsayımlar yapmak gerekirken makine öğrenmesiyle her türlü varsayımın üzerine çıkmak mümkündür. Bu çalışmada literatürde bulunan kuyu içi kesinti yoğunluğu verileri kullanılarak makineye kesinti taşınımı öğretilmiştir. Çıkan sonuçlar farklı çalışmalardan olmasına rağmen gayet başarılı uyum gerçekleşmiş, deney verilerinin alındığı bir yayındaki modelle kıyaslanmıştır. Sonuç olarak geliştirilen yapay sinir ağı modeli matematiksel modelden çok daha iyi sonuç vermiştir.

LİTERATÜR TARAMASI

Makine öğrenmesi kullanılmasının temel amacı sahip olunan tecrübe kullanılarak makul bir fiyat ve zaman zarfında bazı problemlerin öngörülebilmesidir. Genel olarak yapay zeka kullanımının tercih edilmesinin en önemli sebeplerinden biri linear olmayan karmaşık modeller oluşturabilmeleri ve bunu yaparken girdi ve çıktı değişkenleri arasında herhangi bir ilişki varsayımına ihtiyaç duymamalarıdır (Bello vd., 2015). Yapay zeka ile gürültülü verilerden dahi doğru bir model çıkarmak mümkündür. Değişkenler arasında örtülü bir ilişki kurması ve sorunun çözümü için problemin fiziksel doğası ile hiç ilgilenmemesi yapay zekanın eksileri olarak nitelendirilse de uygulamaları sondajda neredeyse 30 yıldır kullanılmaktadır (Fletcher, 1994). AISaihati, vd. (2021) tamamen istatistiksel bir yaklaşımla makine öğrenmesi yardımıyla eşdeğer sirkülasyon yoğunluğunu tahmin etmeye çalışmışlardır. Bimastianto vd. (2021) geçmiş verilerden gelen ve gerçek zamanlı sondaj parametreleri üzerinden takım sıkışma riskini öngörmeye çalışırken, Badis vd. (2021) eleğe gelen kesintilerle kuyu problemlerini öngörmeye çalışmışlardır. Geliştirilen sonlu elemanlı kaya mekaniği model ile makine öğrenmesini birleştiren hibrit çalışmalar da sondaj literatüründe mevcuttur (AlBahrani vd., 2021). Özbayoğlu vd. (2021) kesinti yoğunluğunu ve basınç kayıplarını modellemek için yapay sinir ağı, rastgele orman ve Adaboost modellerini kullanmışlardır. Makine öğrenmesi modelleri her iki parametreyi mekanistik modellerden daha iyi modellemişlerdir. Ayrıca ham sondaj verileri ve boyutsuz parametrelerle yapılan modellemelerde kayda değer bir fark gözlemlenemediklerini rapor etmişlerdir.

Yaptıkları deneysel çalışmanın sonucunda Yu vd. (2007) (Yu, Takach, Nakamura, & Shariff, 2007) kesinti taşınımı için bir matematiksel model geliştirmişlerdir. Kuyu geometrisi, çamur reolojisi, sondaj borusu dönüş hızı, sıcaklık gibi parametrelerden müteşekkil 13 parametreyi boyut analizi ile 8 boyutsuz gruba dönüştürmüşlerdir. Fiziksel koşulları göz önüne alarak Eşitlik 1’i elde etmişlerdir:

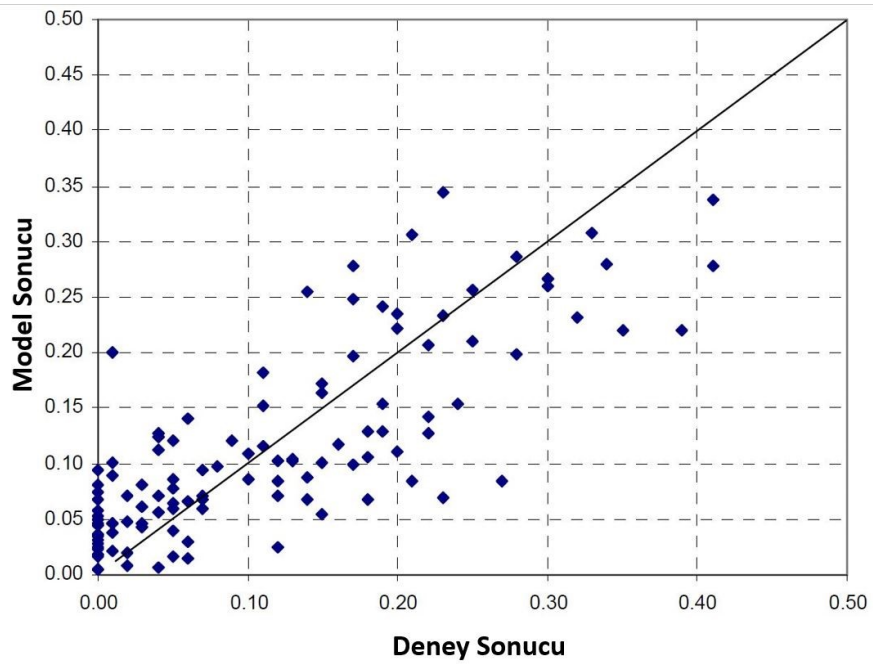
$$Cc = k(T_a + 1000)^{b_1}(He + 100000)^{b_2}Re_{gen}^{b_3}T_r^{b_4}Fr^{b_5}\alpha^{b_6}D_{rp}^{b_7}D_{ecc}^{b_8} \quad (1)$$

Burada C_c kuyu içi kesinti yoğunluğunu, T_a Taylor sayısını, He Hedstrom sayısını, Re_{gen} genelleştirilmiş Reynolds sayısını, T_r sıcaklık oranını, Fr Froude sayısını, α boyutsuz eğim açısını, D_{rp} boyutsuz ilerleme hızı, D_{ecc} boyutsuz eksantrikliği ve k ile b_i katsayıları modelleme sonucunda elde edilen sabit sayıları göstermektedir.

116 test verisiyle Çizelge 1'deki katsayılarla ve Şekil 1'deki sonuca ulaşmışlardır.

Çizelge 1: Yu vd. (2007) tarafından geliştirilen modelin parametreleri

k	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6	b_7	b_8
39541	-0,914	-0,275	-0,090	-1,093	-1,335	-0,803	0,287	-0,534



Şekil 1. Yu vd. (2007) modeli ile deney sonucu karşılaştırması

METODOLOJİ

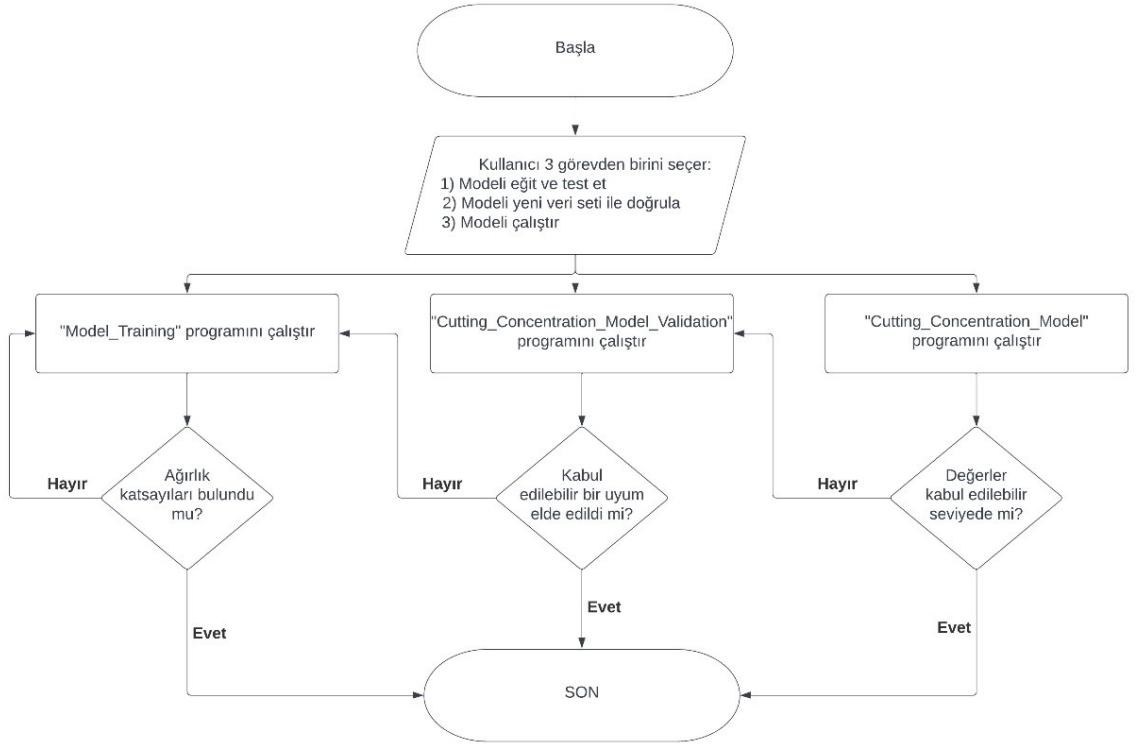
Yukarıda bahsedilen Yu vd. (2007) makalesinde geçen parametreler kullanılarak üç tabakalı tam bağlantılı geri yayımlı yapay sinir ağları modeli geliştirilmiştir. Veri kümesi Yu vd. (2007), Özbayoğlu vd. (2007) ve Özbayoğlu vd. (2010) yayınlarında kullanılan verilerden oluşmaktadır ve toplamda 266 veri kullanılmıştır. Tüm deney verisi kümesi Yu vd. (2007) yayınındaki boyutsuz parametrelere dönüştürülmüştür. Python dilinde verileri eğitmek, değerlendirmek ve kullanmak için TensorFlow™ kullanılmıştır. TensorFlow™, Google tarafından geliştirilen bir açık kaynak makine öğrenmesi kütüphanesidir. Birçok uygulamasından biri de derin sinir ağlarıdır. tensorflow.nn modülü birçok temel sinirsel ağ çalışmalarının yapılmasına imkan sağlamaktadır. Geliştirilen modelde 3 sinir ağı katmanı kullanılmıştır. İlk katman girdi katmanıdır ve üçüncü katman da çıktı katmanıdır. Bu iki katman birbirine gizli bir katmanla bağlıdır. Katmanlar birbirine etkinleştirme fonksiyonları ile bağlıdır. Etkinleştirme fonksiyonları çoğunlukla 1 ya da 0 değerini alan mantık

fonksiyonlarıdır ve her bir iterasyonda düğümlere verilen “ağırlıklar” değiştirilir. İleri-geri giderek, çıktının etkinleştirme fonksiyonu değeriyle ağırlık katsayılarıyla oluşan tahmini etkinleştirme fonksiyonu değeri karşılaştırılır. Bu sayede önceki katmana dönerken ağırlık katsayısı güncellenmiş olur. Böylelikle, model daha iyi eğitilirken daha iyi tahminler yapabilmeye başlar.

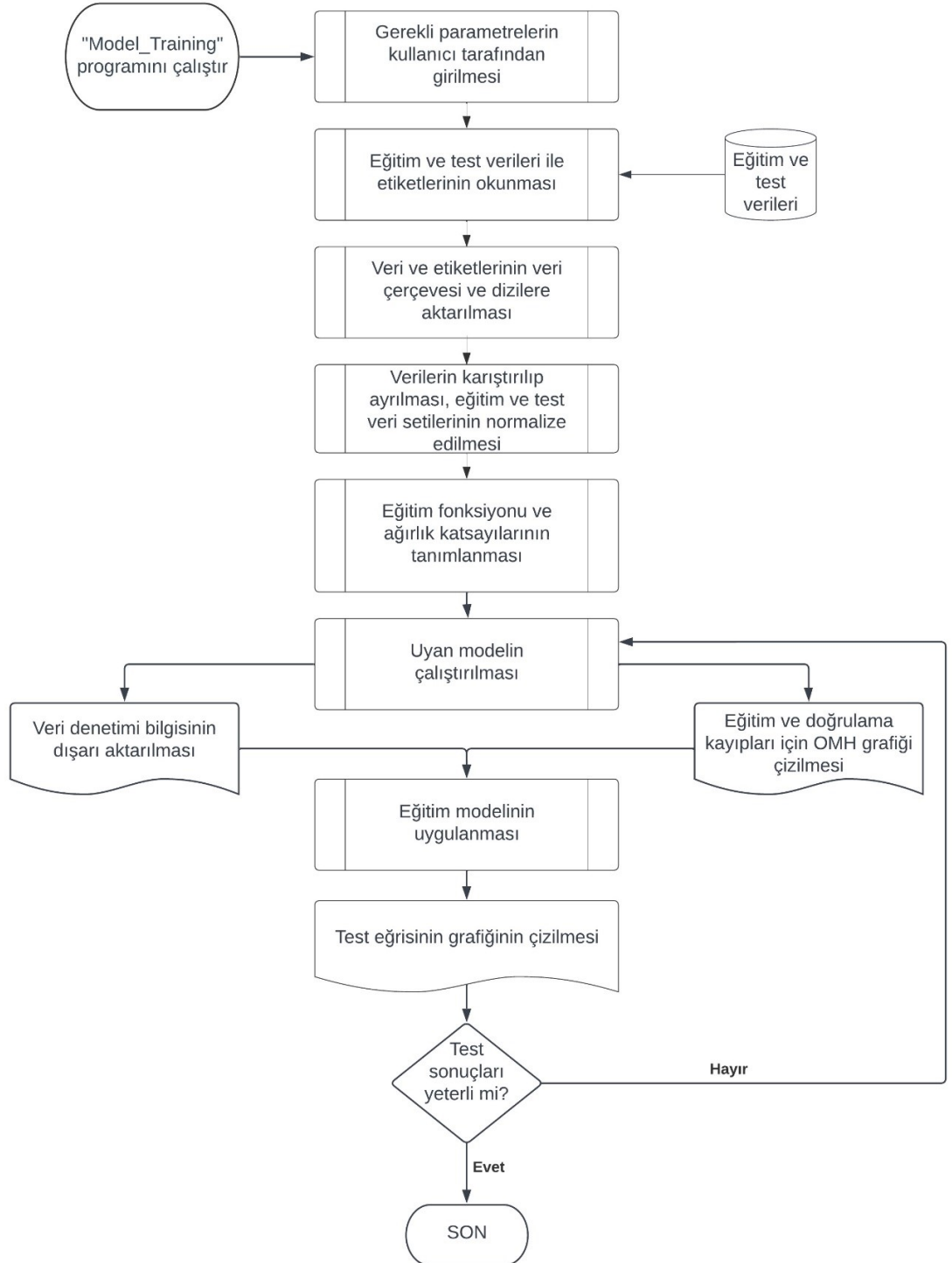
Etkinleştirme fonksiyonları sinir ağları için çok önemlidir çünkü doğrusalsızlık (nonlinearity) sağlarlar; onsuz bir sinir ağı modeli basit bir mantıksal regresyon modeli olmanın ötesine geçemez. En çok kullanan etkinleştirme fonksiyonu doğrultulmuş doğrusal birimdir (Rectified Linear Unit). Fonksiyon $f(x) = \max(0, x)$ olarak tanımlanır. Bu çalışmada hızlı sonuç vermesi ve daha iyi öğrenme sağladığı için tercih edilmiştir.

Eğitim veri kümesi, isabetli bir model oluşturmak için kullanılan gerçek veri kümesidir. Sinir ağları yönteminde bunu ağırlık katsayıları ve yanlılıkla (bias) gerçekleştirir. Model bu verileri okur ve öğrenir. Doğrulama veri kümesi, model hiperparametrelerini ayarlarken eğitim veri kümesindeki modele uygunluğun tarafsız bir değerlendirmesini sağlamak için kullanılan bir veri örneğidir. Doğrulama veri kümesi her bir iterasyonda model konfigürasyonuna iyice entegre edildiğinden değerlendirme daha yanlı hale gelir. Doğrulama kümesi, belirli bir modeli değerlendirmek için kullanılır, ancak bu yalnızca sürekli değil, ara ara değerlendirme içindir. Öte yandan, test veri kümesi, eğitim veri kümesine uygun bir nihai modelin tarafsız bir değerlendirmesini sağlamak için kullanılan veri örneğidir.

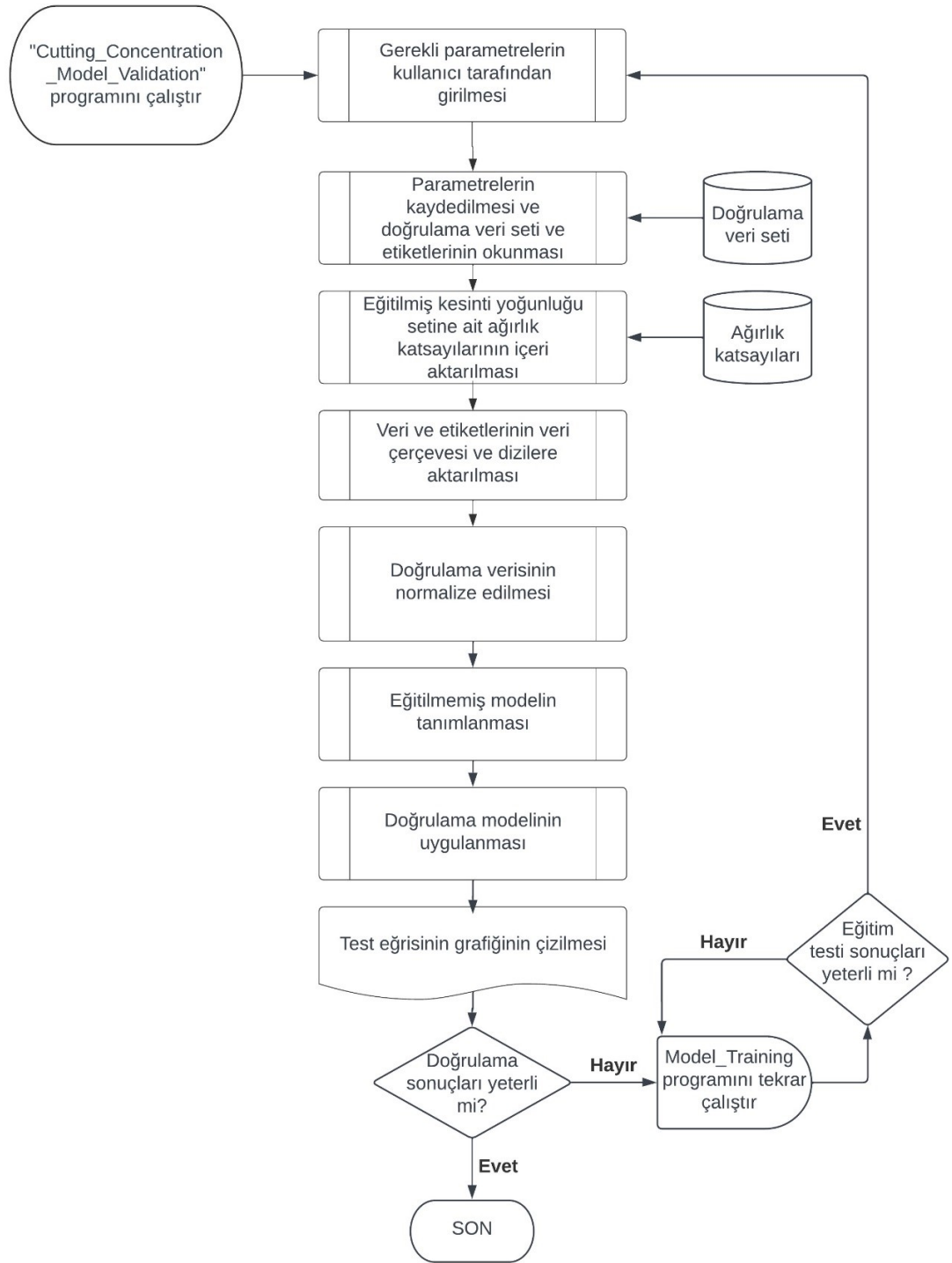
Model üç ana kod setinden oluşmaktadır. Akış şeması Şekil 2’de verilmiştir. İlki model ağırlık katsayılarının elde edildiği eğitim ve test kodlarıdır. Model, kullanıcı tarafından sağlanan eğitim verilerine karşı test edilir. Test sonuçlarının başarılı olmaması halinde model farklı parametrelerle, modellerle, dönemlerle (epoch) vs. ile tekrar eğitilir. “Model_Training” kod setinin akış şeması Şekil 3’te görülebilir. İkinci kod kümesi, eğitilmiş model ağırlıklarının gelecekteki herhangi bir veri kümesine karşı test edilebileceği doğrulama kodudur. Doğrulama çalışması tatmin edici bir sonuç vermediğinde model yeni bir veri kümesiyle tekrar eğitilir. “Cutting_Concentration_Model_Validation” kod setinin nasıl çalıştığı Şekil 4’te görülebilir. Üçüncü kod seti, “Cutting_Concentration_Model” tek nokta tahmin kodudur. Şekil 5’te akış şeması verilmiştir.



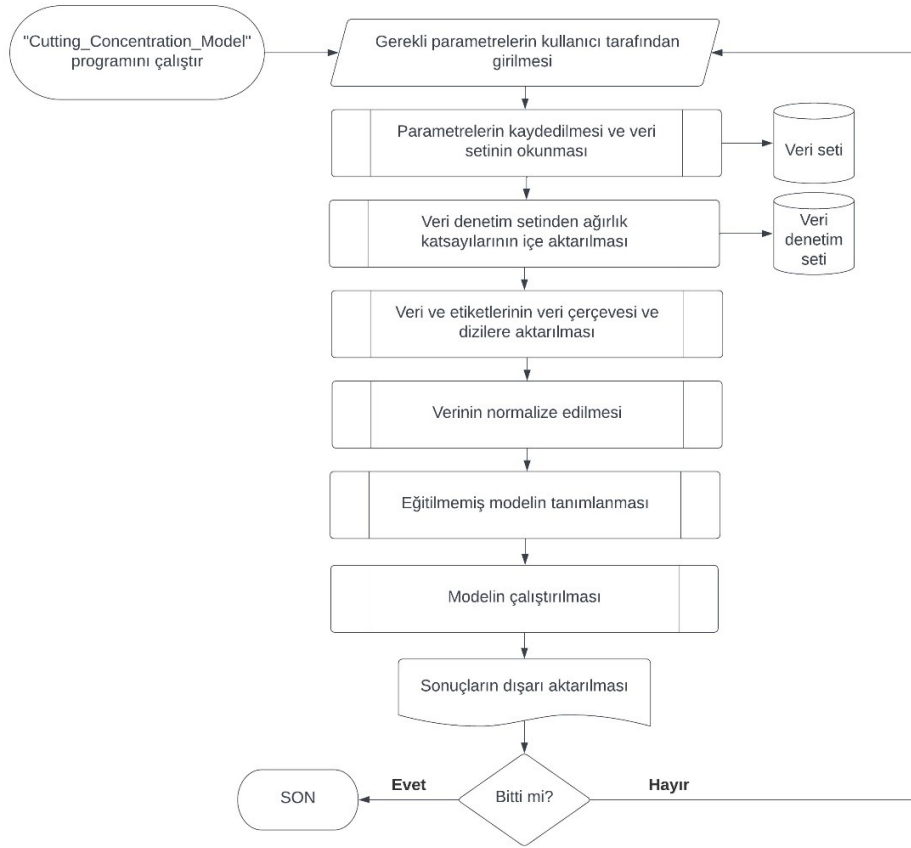
Şekil 2. Yapay sinir ağı modelinin akış şeması



Şekil 3. Eğitim setinin akış şeması



Şekil 4. Doğrulama seti akış şeması



Şekil 5. Tahmin seti akış şeması

PARAMETRELERİN OPTİMİZASYONU

Model performansı için mevcut tüm veri kümesinden alınacak eğitim ve doğrulama veri yüzdelerinin etkisi belirgin bir trendi takip etmemektedir. Çizelge 2’de de görüldüğü gibi, veri kümesinin %75’inin eğitim ve doğrulama için kullanıldığı durumda en düşük ortalama mutlak hataya (OMH) varılmıştır.

Çizelge 2. Eğitim verisine karşı OMH

Eğitim verisinin yüzdesi	Test verisine karşı elde edilen OMH (%)
50	5,26
60	5,07
70	5,90
75	3,87
80	5,36
90	5,27

Sinir ağlarında dönem (epoch) tüm veri kümesinin sinir ağına sadece bir kere gidip gelmesi süreci olarak tanımlanır. Bir dönem birkaç küçük gruba bölünür. Yinelemeli bir süreç olarak gradyan azalma (Gradient Descent) kullanarak modeli optimize etmek için sınırlı bir veri kümesi kullanıldığı zaman ağırlıkların

güncellenmesi tek dönemden daha çok sürmektedir. Dönem miktarının model isabetine etkisi Çizelge 3'te verilmiştir. 5000 dönem çok daha düşük bir OMH veriyor olsa da bu aşırı uyuma (overfitting) olarak düşünülmektedir. Yetersiz uyum (underfitting) de istenmediğinden 500 dönem sayısı modeli eğitmek için yeterli görülmüştür.

Çizelge 3. Eğitim dönemi sayısına karşı OMH

Eğitim dönemi sayısı	Test verisine karşı elde edilen OMH (%)
10	18,47
50	5,80
100	6,50
500	5,42
1000	5,06
5000	3,95

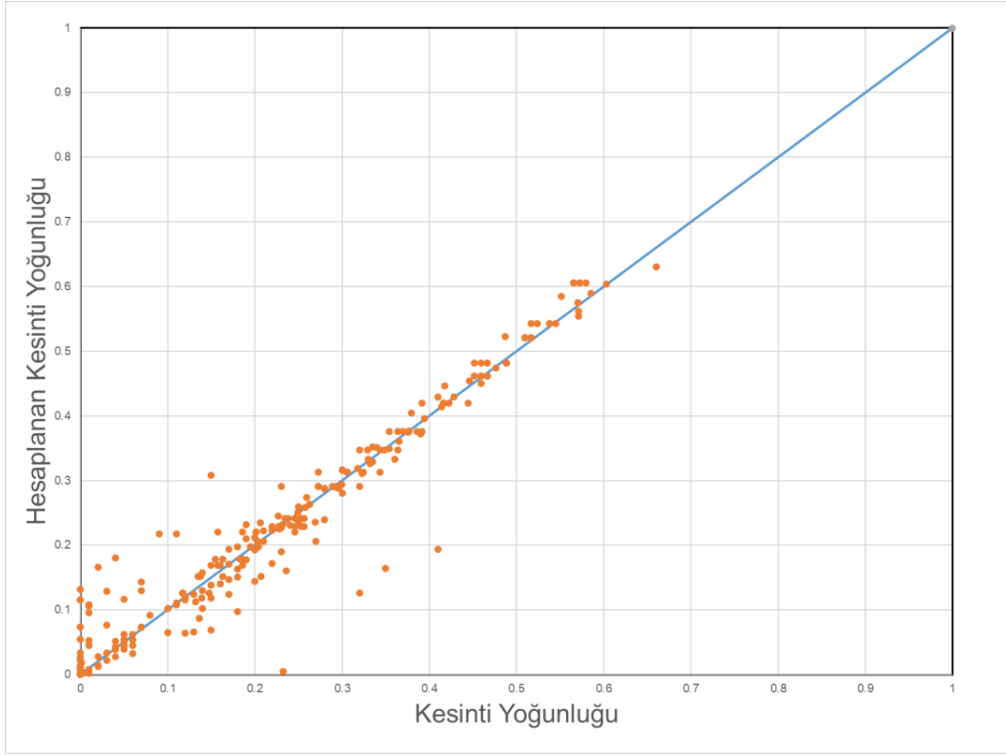
Çizelge 4'te düğüm (Neuron) sayısının OMH değerine etkisi verilmiştir. Katmanlardaki düğüm sayısını arttırmanın modelin uyumluluğunu pek etkilemediği görülmüştür. 64 tane düğümün yeterli olacağı kanaatine varılmıştır.

Çizelge 4. Düğüm sayısına karşı OMH

Katmanlardaki düğüm sayısı	Test verisine karşı elde edilen OMH (%)
50	4,57
60	3,80
70	5,36
100	3,55
200	3,35
500	4,54

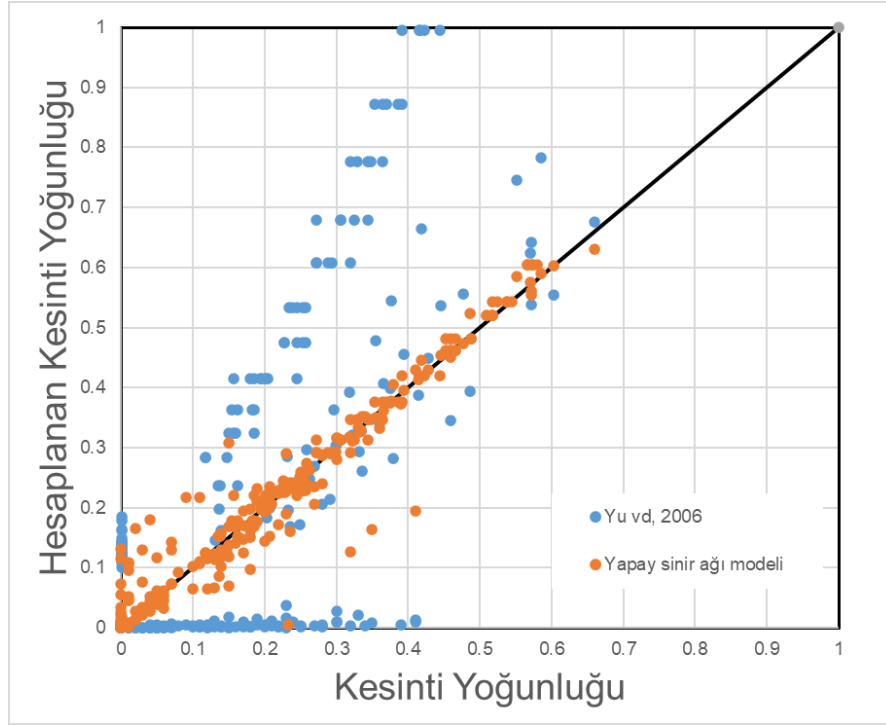
BULGULAR

Şekil 6'da görülebileceği gibi, parametrelerin optimizasyonundan sonra çalıştırılan yapay sinir ağı modeli %4,2 ortalama mutlak hata ile kuyudaki kesinti yoğunluğunu tahmin edebilmiştir.



Şekil 6. Ölçülen kesinti yoğunluğu ile modelin tahminin kıyaslaması

Şekil 7, Yu vd. (2007) tarafından geliştirilen matematiksel model ile bu makalede sunulan makine öğrenmesi modelinin kıyaslamasını göstermektedir. Şekilde matematiksel modelin gerçek değerlerden çok büyük sapmalar yaptığı görülmektedir. Bu da farklı veri kümelerinin varlığıyla açıklanabilir. Yu vd. (2007), çalışmasında iki farklı dönüş hızı ve eksantriklik değeri kullanmışlardır. İki farklı çamur kompozisyonu ve farklı sıcaklık değerleri vardır. Ancak diğer 2 veri kümesinde boru eksantrik yerleştirilmiş olsa dönmemektedir. Sıcaklık ve çamur olarak oda koşullarında suyla deney yapmışlardır. Bu durumdan geliştirilen matematiksel modellerin başka deney koşullarında gerçekleşen verilerle çok da uyum gösteremeyebileceği sonucu çıkarılabilir. Böylelikle, yapay sinir ağı farklı veri kümelerine kendini adapte edebildiğini gösterirken matematik modelinin de onu geliştirenler bir şey yapmadığı sürece kendini güncelleyemeyeceği kendisini dezavantajlı bir konuma sokmuştur. Tabii ki burada belirtilmelidir ki makine öğrenmesi bile sınırlı bir veri kümesiyle çok fazla parametrenin gerektirdiği yerde doğru sonuçlar veremeyebilir. Burada boyutsuz gruplarla çalışmanın büyük bir avantaj olduğu anlaşılmaktadır. Örneğin, üçüncü boyutsuz grup olan genelleştirilmiş Reynolds sayısı 6 parametre içermektedir.



Şekil 7. İki modelin ölçülen kesinti yoğunluğu ile kıyaslaması

SONUÇLAR

Bu çalışmada kuyu içindeki kesinti yoğunluğu tahmini için makine öğrenmesi uygulaması yapılmıştır. Bu uygulama yapay sinir ağı modeli için paket program kullanarak çok emek gerektiren ve daha az isabetli tahminler yapan geleneksel modellere karşı bir kıyas açısından öncü görevi görmektedir. Farklı koşullara uyum sağlayabilmesi makine öğrenmesini en güçlü kılan özelliğidir. Farklı makine öğrenmesi teknikleri de sondaj çalışmalarında kullanılabilir. Burada amaca en uygun yaklaşım olduğu için yapay sinir ağları seçilmiştir.

TEŞEKKÜR

Bu çalışma için yüksek lisans çalışmamı yaptığım The University of Tulsa'ya ve benim orada okumamı sağlayan kurumum MTA Genel Müdürlüğü'ne çok teşekkür ederim.

KAYNAKLAR

- Adari, R. B., Miska, S., Kuru, E., Bern, P., & Saasen, A. (2000). Selecting Drilling Fluid Properties and Flow Rates For Effective Hole Cleaning in High-Angle and Horizontal Wells. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dallas. doi:10.2118/63050-MS
- Akhshik, S., & Behzad, M. (2015, Mart). Selecting Drilling Fluid Properties and Flow Rates For Effective Hole Cleaning in High-Angle and Horizontal Wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 127, 229-244. doi:10.1016/j.petrol.2015.01.017

- AlBahrani, H., Papamichos, E., & Morita, N. (2021, Ağustos 11). Building an Integrated Drilling Geomechanics Model Using a Machine-Learning-Assisted Poro-Elasto-Plastic Finite Element Method. *SPE Journal*, 26(04), 1893-1913.
- AlSaihati, A., Elkatatny, S., Gamal, H., & Abdulraheem, A. (2021). A Statistical Machine Learning Model to Predict Equivalent Circulation Density ECD while Drilling, Based on Principal Components Analysis PCA. *SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition*. Abu Dabi, BAE. doi:10.2118/202101-MS
- Badis, C., Yasir, M. A., & Sabharwal, P. (2021). Machine Learning/Artificial Intelligence Driven Computer Vision for Cuttings Analysis Under Drilling and Completions. *SPE Eastern Europe Subsurface Conference*. Kiev, Ukrayna.
- Bello, O., Holzmann, J., Yaqoob, T., & Teodoriu, C. (2015). Application of Artificial Intelligence Methods in Drilling System Design and Operations: A Review of the State of the Art. *Journal of Artificial Intelligence and Soft Computing Research*, 5(2), 121-139. doi:10.1515/jaiscr-2015-0024
- Bimastianto, P. A., Khambete, S. P., Alsaadi, H. M., Al Ameri, S. M., Couzigou, E., Al-Marzouqi, A. A., & Al Ameri, F. S. (2021). Application of Artificial Intelligence and Machine Learning to Detect Drilling Anomalies Leading to Stuck Pipe Incidents. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dabi, BAE.
- Cayeux, E., Mesagan, T., Tanripada, S., Zidan, M., & Fjelde, K. K. (2014, Mart 10). Real-Time Evaluation of Hole-Cleaning Conditions With a Transient Cuttings-Transport Model. *SPE Drilling & Completion*, 29(01), 5-21. doi:10.2118/163492-PA
- Erge, Ö., & van Oort, E. (2020, Temmuz). Modeling the effects of drillstring eccentricity, pipe rotation and annular blockage on cuttingstransport in deviated wells. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 79. doi:10.1016/j.jngse.2020.103221
- Fletcher, P. (1994). Predicting the Quality and Performance of Oilfield Cements Using Artificial Neural Networks and FTIR Spectroscopy. *European Petroleum Conference*. Londra. doi:10.2118/28824-MS
- Haciislamoglu, M. (1989). *Non-Newtonian Fluid Flow in Eccentric Annuli and Its Application to Petroleum Engineering Problems*. Doktora Tezi, Louisiana State University, Agricultural & Mechanical College, Baton Rouge, LA.
- Miska, S. Z., Mitchell, R. F., & Özbayoğlu, E. M. (2022). *Drilling Engineering: Advanced Applications and Technology*. NYC, New York, ABD: McGraw-Hill Education.
- Naganawa, S., Sato, R., & Ishikawa, M. (2017, Mayıs 26). Cuttings-transport simulation combined with large-scale-flow-loop experimental results and logging-while-drilling data for hole-cleaning evaluation in directional drilling. *SPE Drilling & Completion*, 32(03), 194-207. doi:10.2118/171740-PA
- Özbayoğlu, E. M., Saasen, A., Sorgun, M., & Svanes, K. (2007). Estimating Critical Velocity to Prevent Bed Development for Horizontal-Inclined Wellbores. *SPE/IADC Middle East Drilling and Technology Conference*. Kahire, Mısır. doi:10.2118/108005-MS
- Özbayoğlu, M. E., Ettehadi, R. O., Özbayoğlu, A. M., & Ertan, Y. (2010). Estimation of "Very-Difficult-to-Identify" Data for Hole Cleaning, Cuttings Transport and Pressure Drop Estimation in Directional and Horizontal Drilling . *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. Ho Chi Minh Kenti, Vietnam. doi:10.2118/136304-MS
- Özbayoğlu, M., Özbayoğlu, E., Özdilli, B. G., & Erge, Ö. (2021). Estimation of Cuttings Concentration and Frictional Pressure Losses During Drilling Using Data-Driven Models. *Proceedings of the ASME 2021 40th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering*. Virtual, Online.
- Uygin, M. İ. (2021). *Sensitivity Analysis of Solids Hydrotransport in Narrow Annulus*. Yüksek Lisans Tezi, The University of Tulsa, Tulsa, OK.
- Yu, M., Takach, N. E., Nakamura, D. R., & Shariff, M. M. (2007). An Experimental Study of Hole Cleaning Under Simulated Downhole Conditions. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Anaheim, CA.

MADEN ARAŞTIRMALARINDA YÜKSEK KALİTELİ KAYIPSIZ ÖRNEKLER İÇİN SONİK SONDAJ TEKNİĞİ *SONIC DRILLING TECHNIQUE FOR HIGH QUALITY LOSSLESS SAMPLES IN MINING SURVEYS*

K.ŞEN

*Ekoton Çevre ve Tarım Mühendislik Tic ve San. Ltd. Şti, Mustafa Kemal Mah. 2124. Cad.
No:12/6, Çankaya / ANKARA*

kadir@ekoton.com.tr

ÖZET

Doğru analiz doğru örnekleme ile mümkündür. Sonik sondaj tekniği ile kolaylıkla %100'e varan oranlarda katot örnekler almak mümkündür. Araştırmacılar alınan karot yüzdesi yüksek numunelerle, klasik sondaj yöntemlerindeki karot kayıplarının ne olabileceğini tahmin etmek zorunda kalmadan analizlerinde çok daha gerçekçi sonuçlara ulaşabilirler. Örtü katmanında efektif olan sonik sondaj, uygulanan sonik titreşim ile formasyonun matkap çevresinde sıvılaşması, atalet etkisi ve toprak porozitesinin geçici olarak küçültülmesi gibi etkilerle daha hızlı ve güçlü sondaj yapma tekniğidir. Bu tekniği kullanarak geliştirilen yeni nesil sondaj makineleri ve çok çeşitli örnek alma aparatları maden arama faaliyetlerinde, temel ve geoteknik sondaj çalışmalarında, çevresel örneklemelemlerde başarıyla kullanılmaktadır. Sonik sondaj tekniğinin avantajları: farklı katmanların tek numune alıcı ile alınabilmesi; alüvyonlu formasyonlarda çok hızlı örnek alınması; kaya, beton, granit ve diğer yüksek yoğunluklu tabakalara daha hızlı penetrasyon ve örnekleme; küçük ve güçlü makineler ile ulaşılması zor alanlardan bile kolaylıkla örnek alınabilmesi; geleneksel yöntemlere göre % 70'e yakın daha az atık ile temiz sondaj yapılabilmesi; geleneksel yöntemlere göre 6 kat daha hızlı sondaj yapılabilmesi; kirlenmiş sahalardan çok az bulaşma ile örnek alınabilmesi; sondaj ekipmanlarının daha az aşınması ve yıpranması; yatay sondajlarda daha kolay ve verimli örnek alınabilmesi, olmak üzere sıralanabilir. Bu bildiride sonik vibrasyon yöntemi ile yapılan sondaj işlemlerinde alınan örnekler ve uygulamalar hakkında bilgiler verilecektir.

Anahtar Kelimeler: Sonik sondaj, temiz, sessiz, eşsiz örnek kalitesi, hızlı

ABSTRACT

Accurate analysis is possible with accurate sampling. Sonic drilling technique provides lossless samples with up to 100% sampling capacity, and researchers can perform analyzes with high quality samples without having to estimate them. Sonic drilling, which is effective in the cover layer, is a faster and more powerful drilling technique with the effects of sonic vibration applied, liquefaction of the soil, inertial effect and temporary reduction of soil porosity. A new generation of drilling machines and a wide range of sampling apparatus developed using this technique are used in mineral exploration activities, basic and geotechnical drilling works, environmental sampling. Advantages of sonic drilling technique: take different layers in one sample; high efficiency with extremely fast penetration speeds in alluvial material; faster penetration and sampling of rock, concrete, granite and other high density layers; small and powerful machines can be taken samples from hard-to-reach areas; clean drilling with less than 70% less waste compared to traditional methods; 6 times faster than traditional methods; sampling at severely polluted sites with very limited smearing; less wear and tear of drilling toolings; easier sampling with horizontal drilling can be listed. In this abstract, the sonic vibration method will be given information about the examples and applications taken in drilling operations.

Keywords: Sonic drilling, clean, silent, superior sample quality, fast

GİRİŞ

Sonik sondaj, sıvılaşma, atalet etkileri ve formasyonun gözenekliliğinin geçici olarak azalması nedeniyle sondaj borusu ve matkap ucu üzerindeki sürtünmeyi güçlü bir şekilde azaltan bir zemin penetrasyon tekniğidir. Sonik sondaj çalışma prensipleri aşağıdaki şekilde özetlenmektedir.

Sıvılaşma

Bir sonik matkap kafası kullanıldığında, kafaya bağlı tüm takım dizisi ve matkap ucu 150 Hz'ye kadar bir titreşim frekansına maruz kalır. Bu titreşim hareketi, sondaj borularını, takım dizilerini ve numune alıcıları doğrudan çevreleyen çok ince bir zonda, formasyonlarda ayrışmaya gevşemeye neden olur. Formasyon katı bir kütle yerine sıvı bir toz veya macun gibi davranır. Bu akışkanlaştırma veya sıvılaştırma, sürtünmeyi önemli ölçüde azaltır.

Eylemsizlik

Sıvılaşmaya ek olarak, zemin saniyede 150 kez yukarı ve aşağı hareket ettiği için sondaj borularına ve takım dizisine yapışmaz.

Sıkıştırma

Matkap ucunun titreşimleri, zeminin yapısını gevşeterek daha düşük gözenekli bir yoğunluğa dönüşmesine neden olur. Bu şekilde, sondaj takımlarının ilerlemesi için toprak açılır. Deldikten sonra sondaj takımlarını geri aldığınızda, emme ve biraz titreşim, toprağın eski düşük yoğunluğunun çoğunu geri kazanmasına neden olacak ve su tekrar serbestçe akabilecektir.

Etki

Sıvılaşma ve atalet etkileri, çok uzun ve kesintisiz numuneler toplamanızı sağlar. Dikey olarak yüksek frekans hareket nedeniyle sondaj deliği tüm uzunluğu boyunca birkaç dereceden fazla olmayan bir sapma ile son derece düz kalır. Alüvyal malzemede, dikey titreşimler genellikle herhangi bir su veya hava vermeye gerek kalmadan bir sondaj takımını metrelerce aşağı sürmek için yeterlidir.

SONİK SONDAJIN TARİHÇESİ

George Constantinesco, graniti sorunsuz ve sessiz bir şekilde delmek için 1913'te Sonik sondajını icat etmiştir. Kronolojik sıraya göre tarihçesi şu şekilde özetlenebilir.

- 1930 - Dr. Ion Basgan, derin toprak sondajları, derinliği ve çapı artırma tekniğini uyguladı.
- 1940-50 - Teknik petrol endüstrisinde uygulandı.
- 1958 - Mucit Albert Bodine, sonik kazık çakma ve sonik sismik atış deliği delmeyi geliştirdi.
- 1992 - Eijkelkamp, Sonic delme tekniğini geliştirdi ve küçük bir matkap kafasının geliştirilmesine başladı.
- 2006 - SonicSampDrill markası ile ticarileşti.

ÖRNEKLEME VE ÖRNEKLEYİCİLER

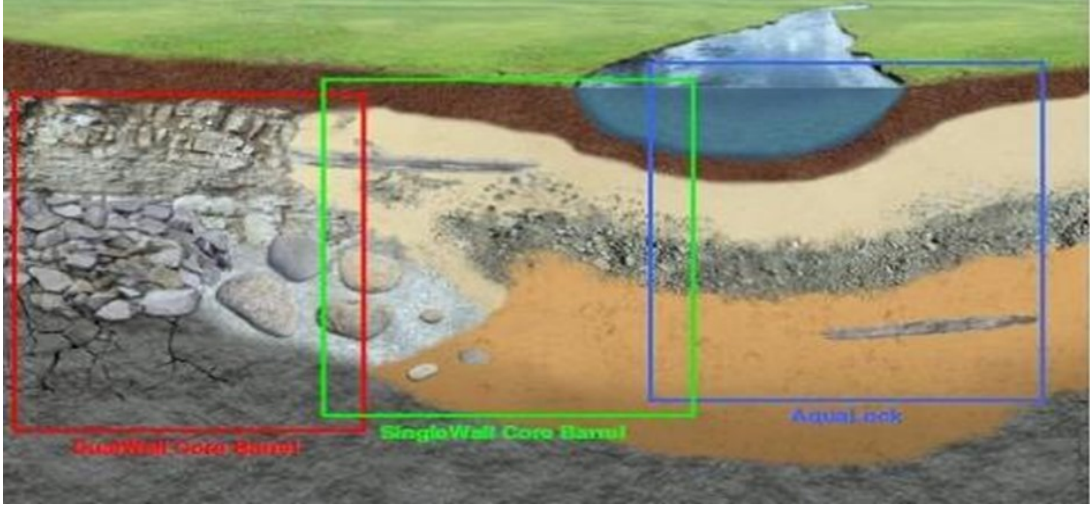
Sonik sondaj makineleri ile, değişik örtü katmanları ve formasyonlar için kolay ve etkili örnekleme sistemleri bulunmaktadır. Pekişmiş alüvyonlarda vekaya boyutunda çok iri blok içeren bloklu alüvyon formasyonlardan bile karot verimi yüksek numuneler alınabilmektedir.

Yumuşak örtü katmanında; Kum, cakil, kil ve torf gibi alüvyal formasyonlar, çamur ve sedimentler için,

Orta sert örtü katmanında; Sıkıştırılmış alüvyon, çakıl taşları, parke taşları ve küçük (yumuşak) kayalar, inşaat atıkları ve katı atık saha dolgusu formasyonlar için,

Sert örtü katmanı ve yumuşak ana kayada; Kumtaşı, kireçtaşı, şeyl, bazalt, süprüntü kayalar ve yamaç molozu gibi formasyonlar için farklı öenkleyiciler bulunmaktadır.

Örnekleyiciler ile Alınan Örnek Alanları ve Karot Örnekleri



Şekil 1. Karışık Örtü katmanları ve uygun Sonik örnekleyiciler



Şekil 2. Değişken alüvyonlardan alınan örnek



Şekil 3. Arkeolojik örnek



Şekil 4. Çimento hammaddesi örnekleme



Şekil 5. Permafrost (donmuş zemin) örnekleme



Şekil 6. Boksit örnekleri



Şekil 7. Kaya parçasından örnekleme



Şekil 8. İnşaat atık örnekleri



Şekil 9. Demiryolu hattı örnekleme



Şekil 10. Çevresel örnekleme (VOC örnekleme)

SONİK SONDAJIN KATMA DEĞERİ

Sonik sondajın katma değeri aşağıda şekilde listelenebilir.

- Delgi hızı; Sonik sondaj yönteminin hızı, geleneksel örnekleme ve sondaj teknikleri ile gerçekleştirilemez. Genel olarak iki-üç kat hızlı üretim kapasitelerine sahiptir. Bu size daha hızlı yatırım geri kazanımı sağlamaktadır.
- Daha az atık; Sonik sondaj, geleneksel sondaj yöntemlerine kıyasla atıkları % 70'e kadar azaltabilir.
- Yüksek karot randımanı; Sonik Sondaj yöntemiyle örnekleme, yüksek karot verimine sahip neredeyse hiç bozulmamış kalitede bir örnek sağlayacaktır. Karot yüzdelерinin yüksekliği ve kalitesi değişik çins ve özelliklerdeki formasyonlar için de geçerlidir.
- Proje güvenilirliği; Sonik sondaj yöntemi, bilinmeyen jeolojik sürprizler nedeniyle proje başarısızlığı riskini azaltır. Neredeyse tüm formasyonları delme ve örnekleme imkânı sağlar. Değişik kaya katmanlarında bile yüksek karot verimi ve kalitesi, mühendislik projelerinin zamanında ve bütçe dahilinde yapılabilmesine yardımcı olur.
- Kuyu duyarlılığı ; Sonic sondaj, kuyu duvarı etrafında minimum bozulmaya neden olur. Sondaj ekipmanlarının sonik uygulanarak geri çıkartılması özelliği, kuyu duvarı ile kuyu arasında daha iyi bir denge sağlar.
- Minimal sapma; Sonik sondaj yöntemi doğrusal bir rezonans kullanır ve formasyondaki değişkenleri kolaylıkla aşar. Bu, <% 1 sapma ile bir sondaj kuyusu ile sonuçlanır. Sapmanın olmaması daha doğru jeolojik bilgi sağlayacaktır.

Bu aynı zamanda inşaat jeolojisi uygulamaları için mükemmel sondaj çözümü sağlayacaktır. Çeşitli sonik sondaj uygulamaları aşağıda listelenmiştir.

- Maden arama
- Çevresel Sondaj ve Örneklem
- Jeoteknik örneklem ve etüt
- Temel sondajı
- Sismik Sondaj
- Jeotermal sondaj

KAYNAK

Eijkelkamp, SonicSampDrill Kataloğu (2022). Sonic drilling, how does it work?
<https://www.royaleijkelkamp.com/products/drilling-cpt/sonic-drilling/>

AN ANALYSE OF THE EFFECTS OF TEMPERATURE ON MUD FILTER CAKE

SICAKLIĞIN FİLTRE KEK ÜZERİNDE ETKİSİNİN ANALİZİ

Ö. Yaman Harman ^{1,*}, M. Williams ², S.G. Ünsal ³

¹General Directorate of State Hydraulic Works, Water Drilling Department

(*Sorumlu yazar: ozgeyaman@dsi.gov.tr)

² University of Portsmouth

³General Directorate of State Hydraulic Works

ABSTRACT

It is estimated that more than 100,000 wells were drilled in 2012 all over the world and approximately 1500 oil wells were classified as High Pressure, High Temperature (HPHT). American Petroleum Institute (API) defines HPHT which has a pressure higher than 15,000 psi (102,07 atm) and temperatures above 177 °C (Smithson, 2016). While HPHT activity gets more common and drilling conditions get more severe, the operation requires more advantages devices and materials (DeBruijn, et al., 2008). The formations create significant challenges which are not similar to non-HPHT wells. Moreover, the downhole temperature is getting an increase due to the geothermal gradient which is average 2,55 °C/100m. Thus, the companies use some simulation software and apply some test to take preventive precautions against the HPHT challenges which include drilling fluids problem. Temperature is the much more dominant effect on mud than column pressure until 22500 ft (6858 m). To address these researches, the paper is to show the effect on temperature on drilling mud. This research will provide valuable information regarding the temperature effect on the thickness of the filter cake and loss volume. Furthermore, the study will define the associated interrelationship between temperature and the filtrate volume. Recycled water-based mud sample is to be checked at the end of the laboratory experiment whether it is sufficient consistency or not. LPLT (Low-Pressure, Low-Temperature) test was applied from 25 °C to 85 °C. It was found that filtrate loss increases with elevated temperature. The thickness of the filter cake decreases until 45 °C, which is followed by an upward trend from 55 °C till 85 °C.

Key Words: HPHT, Temperature, LPLT, Filtration tests, Filter cake.

ÖZET

2012 Yılında Dünya da 100 000' den fazla kuyunun inşa edildiği tahmin edilmektedir. Söz konusu kuyulardan 1500 adedinin ise yüksek sıcaklık, yüksek basınç ortamında inşa edilen petrol kuyuları olduğu bilinmektedir. Amerika Petrol Endüstrisine (API) göre 102,07 atm basınç ve 177 °C sıcaklık üzerindeki değere sahip kuyular yüksek basınç yüksek sıcaklık (YSYB) kuyusu olarak tanımlanmaktadır °C (Smithson, 2016). Bu koşullarda yapılan sondaj işlemleri daha spesifik ve detaylı hesaplamalar gerektirmektedir (DeBruijn, et al., 2008). Ayrıca jeotermal gradien (2,55 °C/100m) sebebiyle derin sondajlarda özel simülasyon programları kullanılarak olası güçlükler tahmin edilmeye çalışılmaktadır. Özellikle 6858 m derinliğe kadar yüksek sıcaklık koşullarının sondaj çamuru üzerinde etkisinin yüksek basınç koşullarından fazla olduğu bilinmektedir. Bu araştırmada, sıcaklığın sondaj çamuruna etkisi incelenmiştir. Su bazlı sondaj çamuru hazırlanmış ve çamur sıcaklığı değiştirilerek (25 °C to 85 °C arasında) DSDB (Düşük Sıcaklık Düşük Basınç) koşullarında kullanılan filtre pres deney düzeneği kullanılmıştır. Sondaj çamuru her

deney sonrasında çamur özellikleri kontrol edilip tekrar devri daim sağlanarak tekrar kullanılmaktadır. Yapılan deney ile sıcaklığın filtre kek kalınlığına ve sıvı kaybına etkisi açıklanmıştır; sıvı kaybı ile sıcaklık arasındaki doğrusal bir ilişki ortaya çıkmıştır. Filtre kek kalınlığı ise 45 °C' ye kadar düşüş göstermiş olup, 55 °C ile 85 °C arasında filtre kek kalınlığında artış kaydedilmiştir.

Key Words: YSYB, Sıcaklık, LPLT, Filtrasyon testi, Filtre Kek.

INTRODUCTION

A proper analysis and characterization of the drilling fluid is a very important step in the drilling phase because drilling fluids behaviour and properties are needed to be managed by the mud engineer during drilling operations. However, drilling fluids contain a variety of chemicals that have particles sizes of approximately <7 microns in diameter so these particles may not reach their target because of high temperature, pressure and so on. Drilling fluid is known as mud so there are three main drilling fluids which are oil-based (non-water based), water-based and pneumatic fluids (Ibeh, 2007). The definition of drilling fluids is a mixture including liquid, gas or gasifier liquid (Azar & Samuel, 2007). The fluid passes through the formation and the fluid loss is known as “filtration” (Williams & Gharavi, 2017). The drilling fluid is responsible for preventing any contacts with formation water or chemicals within the mud filtrate (Dantas, Leite, Nascimento, & Amorim, 2014). The aim of the using drilling fluid is to have a successful drilling operation (Azar & Samuel, 2007). The drilling mud should be formulated accurately (Dantas, et al., 2014). The drilling fluids cost around \$150,000 to \$180,000 which is 15% to 18% of the total cost (Khodja, et al., 2010). Thus, miscalculation may lead to waste of time and over cost during the drilling operation.

The main purpose of the research is to analyse the effect of temperature on mud fluids properties. This project will address the issues with consideration of the fluid behaviour and find good mixture. In this review, the research will achieve the following two goals; analyse the effects of temperature on water-based mud for wells and calculate the filter cake thickness and filter volume of filter lost with API static filtration test methods.

LITERATURE REVIEW

In the technology era, the technological advantages help engineers to prepare drilling fluids economically and successfully; however, mud engineering is a challenging discipline in the field (Azar & Samuel, 2007). The well may be at risk unless the annular space, which is between wellbore (casing) and the drilled borehole, is filled with drilling fluid or impermeable material such as bentonite (Kleespies, 2017). Thus, preparation of a good solution or mixture takes time and includes a number of long-term decision such as calculating viscosity, density and other fluid characterisation. The fundamental of solid and fluid mechanics are based on the scientific concept of chemistry. The success of the drilling project is predicated on the ability of the drilling engineering who need to understand fluid behaviour (Azar & Samuel, 2007).

During the drilling operation, drill fluid should have some properties;

- Stabilizing the borehole mechanically and chemically
- Keep wellbore open to completion and allow the adequate formation evaluation
- Being of a form, which is thin and tough filter cake across the permeable formation.
- The cuttings or the rock fragments removal from beneath the bit to the surface and suspension of desired solids.
- The fluid should protect the drilling equipment and the borehole. Because the bit and drill string must be kept cool and provided lubricity for them and the hole.
- When suspended in a wellbore, reduction in weight of drill and casing string.

- Drilling mud should create an external filter cake and minimized filtration loss by surrounding permeable formation inside the wellbore (Dantas, et al., 2014).
Controversially, drilling fluids should not have these properties;
- The fluid has a detrimental effect on the formation which was penetrated (Bourgoyne et al., 1986, p. 41)
- Causing any corrosion of the drilling equipment and surface turbulent (Bourgoyne et al., 1986, p. 41)
- Having an adverse effect on formation evaluation techniques (Bourgoyne et al., 1986, p. 41).
- High hydrocarbon fractions (components C1 to nC10), high amount of n-alkanes (nC15 to nC35), a high concentration of biomarkers (terpanes and steranes) and high concentrations of aromatic hydrocarbons (Færgestad & Strachan, 2014).

The pressure and temperature increase with depth in the well since the earth's core is the hottest region all over the world and the crust allows the flow of heat from the centre (core) to the surface (Ibeh, 2007; Smithson, 2016). Temperature has a positive relationship with depth and some cases are known as a hot spot in the geothermal gradient (Belani & Orr, 2008). The geothermal gradient is around 0,014 °F per ft (2.55 °C/100m) (Schlumberger, 2018b). To exemplify, if the temperature is 177 °C (vertical green line), the depth (horizontal green line) is 6,000 m (Figure 1). Figure 2 demonstrates the geothermal gradient relation with depth (Schlumberger, 2018b). The temperature profile is based on some drilling parameter, such as; flow rate, well geometry, drilling history and mud thermophysical properties (Rommetveit & Bjorkevoll, 1997). Especially, the temperature has a negative effect on the mud rheological properties (Nasser et al., 2013).

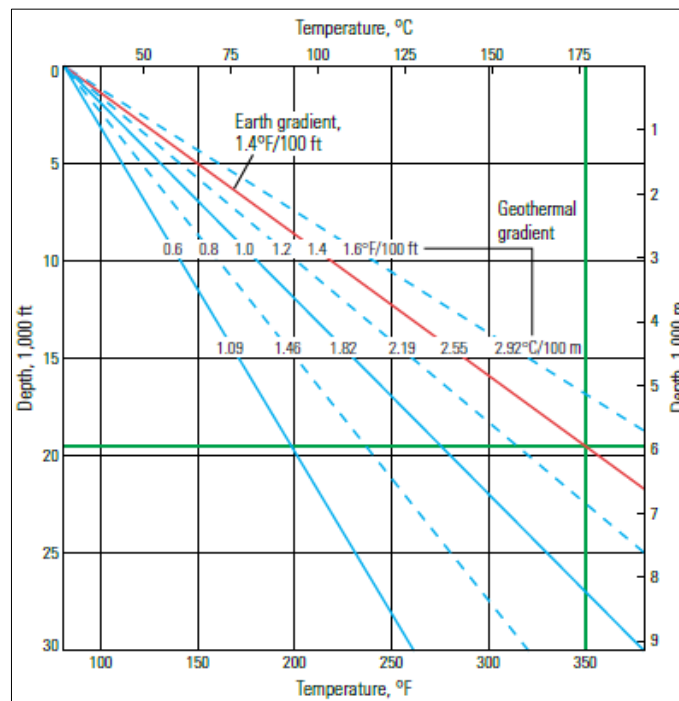


Figure 1. Earth geothermal gradient (Schlumberger, 2018b)

Patel and Chaudhari (2014) found that temperature is the more dominant effect on mud than column pressure until 22500 ft; however, pressure effect is more prominent than temperature below 22500 ft (Patel & Chaudhari, 2014). Thus, the drilling companies use heavy weighted drilling mud for high-pressure field and it creates the hydrostatic pressure in the wellbore so weighted drilling fluid prevents the formation pore pressures and fluid influx (Schlumberger, 2018b).

Most of the drilling company prefer water-based mud to oil-based mud because of the lower environmental impact of water-based mud and cheaper cost so only 5-10 percent of the companies used oil muds (Caenn and Chillingar, 1996; Bourgoynne et al., 1986; Khodja, et al., 2010). Therefore, most of the studies; Schlemmer, et al., (2002), Van Oort, (2003), Khodja, et al., (2010), Hamida, et al., (2010), Suter, Coveney, Anderson, Greenwell and Cliffed (2011) have focused on improving the water-based mud improvement by reformulating drilling fluids. However, water-based mud is more sensitive to temperature than pressure effect (Rommetveit & Bjorkevoll, 1997). Therefore, water-based muds have some wellbore instability problems, which can cause wash out, high torque and drag and bit balling, borehole instability due to clay swelling at extreme temperature conditions (Hermoso, Martinez-Boza and Gallegos, 2014; Wu, Sun, Zhang and Zhang, 2002). The main problem of water-based muds at high temperature is bentonite can be quite sensitive to temperatures so water-based drilling fluids are not as stable as oil-based muds at above 204.4 °C (400 °F) for horizontal wells (Caenn & Chillingar, 1996).

Hassen (1980) tried to investigate that filtration rate increases with temperature because of the filtrate viscosity decrease with the temperature. Static fluid loss test was applied to analyse the effect of temperature (Hassen, 1980). Water-based mud was used to estimate a depth of filtrate invasion. Hassen (1980) claimed that the filtrate viscosity decrease with high temperature so there is a positive correlation between static filtration rate and temperature (Hassen, 1980)

Seteyeobot, Uma and Enaworu (2017), who are lecturers at Covenant University in Nigeria, studied the drilling fluid behaviors at above 107 °C (225 °F) in terms of rheology and mud filtration properties in HTHP wells. Three different oil-based mud samples, which were a reconditioned mud, a freshly prepared mud and a back-loaded mud, were prepared in the Niger Delta field. The back-loaded mud was upgraded and compared the results of other muds by using HTHP and LTLP (Low-Temperature Low Pressure) filtration methods (Seteyeobot, Uma, & Enaworu, 2017).

Amorim et al. (2011) prepared four water-based mud samples to evaluate filtration, the cake thickness, the lubricity coefficient, the sticking coefficient and rheological properties. Because these variables are related to each other. To exemplify, the cake thickness which is improper leads to excessive filtrate invasion into the formation so it causes a decrease in the well's diameter (Schlumberger, 2018c). Additionally, drilling fluid capacity of forming a cake on the wellbore is important to prevent the collapse of the wall (Dantas, et al., 2014). API filter press was used at 100 psi (689.476 Pa) (Amorim et al., 2011). Amorim et al. (2011) found that 110 L/h is constant flow and around 7.0 cm was measure as cake thickness. Moreover, Udie, Nwakaudu and Abu (2016) evaluate the yield point, mud viscosity and filtrate volume to improve the rheological filtration properties at 25 and 100 psi the group measured 69 ml filtration loss. Udie et al. (2016) recommended that the research should be studied at higher temperatures at downhole conditions.

Hamida, Kuru and Pickard (2010) prepared various water-based mud samples to measure the LPLT and HPHT filtration loss at 90 °C. The mud sample components was bentonite, Xantham Gum, Carboxymethylcellulose (CMC), brine or fresh water and waxy hull-less barley (WHM). WHM was added instead of clay. The sample was mixed at around 26 °C and the temperature rises to 90 °C to measure the fluid loss. The test results point out that using WHM contributes to control of filtrate volume because it performed well in brine mixture for high temperature conditions (Hamida, Kuru, & Pickard, 2010).

From the above literature review where experimental and simulation modeling studies have been extensively cited according to some researches (Bourgoynne et al. (1986), Azar and Samuel (2007) and Ye, WenHua, Wang and FaQian (2010), the temperature has quite an important effect on mud filtrate. Different mud types hot from ambient temperature (around 20 °C - 25 °C) and it is increased

and decreased step by step. Therefore, in order to better understand the effect of temperature differences, a simulation studies and laboratory experiment will be conducted.

METHODOLOGY

It is important that wells we drilled with good filtrate properties, such as cake control, enough viscosity and lubricity (Amorim et al., 2011). The measurement of filtrate is a fluid loss because it passes from the drilling muds into the formation (Nasser et al., 2013). Fluid loss or filtration is related to fluid invasion during deposition of mud solids (Ahmad et al., 2018). The low fluid loss means good drilling muds and borehole integrity because the aim of high-quality drilling fluids is to create a thin filter cake (Nasser et al., 2013). Thermal stability, concentration, type of solid and grain size affects the filtration control (Nasser et al., 2013).

Most of the unrecovered oil fields which must be abandoned in ultra-deep oil and gas drilling environments because of the high-temperature conditions (Ahmad et al., 2018; Nasser et al., 2013). The drilling efficiency is reduced, and the rates of penetration affected by the high temperature (Ahmad et al., 2018; Nasser et al., 2013). The American Petroleum Institute (API) suggested testing liquid drilling fluids (Bourgoyne et al., 1986). The lab test helps the mud engineers to decide optimum mud types and mud properties (Bourgoyne et al., 1986). A mud cake helps stabilize the wall of the well and mud have some properties; such as viscosity, density, gel strength and lubrication. All the properties and the chemical composition of the mud play a vital role in formation damage. Wellbore temperature affects the fluid chemistry and changes such fluid properties as viscosity, filter cake thickness and fluid loss. Thus, the high-temperature formation is known as a kind of problem formation (Azar & Samuel, 2007).

Laboratory Experiment

The wall cake-building behaviours of a drilling mud and the filtration behaviour are essential measurements in order to treatment and control of drilling muds (OFITE, 2014). The method of evaluating the filtration properties of all types of mud is known as API filter loss or water loss test and the distilled water defines measurements of cake weight and solids content (Udie, Nwakaudu, & Abu, 2016). The solid content is a form of the filter cake which controls filtration. Two types of filtration occur; dynamic and static so there are two kinds of filtration test to measure fluid loss and mud cake thickness.

Depending on the API static filtration, there are two kinds of filtration loss tests which are static (standard API) and dynamic filtration. The former which is low-pressure filter press test occurs if the fluid is not moving in the hole or mud is at rest (Azar and Samuel, 2007; Jaf and Ahmed, 2015). The pressure ranges from 100 psi to 500 psi and a temperature of 148.89 °C. The later test is measured a constant rate while the mud circulates so the rate of erosion and deposition of the filter cake occur (Azar and Samuel, 2007; Jaf and Ahmed, 2015). The main purpose of the filtration test is to measure the amount of mud filtrate invasion and wall cake thickness. The filter cake is the fluid forms an impermeable layer on the borehole and it is measured to understand whether the layer prevents leakage into the formation or not (Finger and Blankenship, 2010; Nasser, et al., 2011).

Preperation of Mud Sample

Muds have low colloidal content but produce a thick filter cake due to cuttings so muds should be prepared and adjusted carefully (OFITE, 2014). The drilling company uses the amount of water, oil and synthetic-base drilling muds in HPHT formations; however, water-based mud has a lower

environmental impact, cheaper cost and optimum drilling for high-temperature applications (Caenn and Chillingar, 1996; MISWACO, 2013). Mud cost depends on mud weight, types of drilling mud and additives (PetroWiki, 2015). To illustrate, if the oil-based is preferred, the company needs to pay more money due to the expensive oil phase, mixing and emulsion-stability chemicals and some additives (PetroWiki, 2015). Therefore, water-based mud was used to do the lab experiment.

HPHT reservoir condition is accepted as one of the greatest technical challenges to drill and complete the reservoir sections in open hole (Bellarby, 2009, p.640; Halliburton, 2013; Schlumberger, 2018a). The HPHT problems can be solved with new treatment methods on fluids, cement and thermal properties because the technological challenges cause high cost and integrity standards (Halliburton, 2013). Hence, engineers prepare HPHT completion fluids with clear brine fluids to minimize the formation damage, control the reservoir pressure and maximize the production (Schlumberger, 2018a). Thus, water-based mud was prepared with brine.

There are two types of drilling fluids; water-based and inverted emulsion drilling muds which are generally utilized (Daya et al., 2016). The most common additive is organophilic clay (Daya et al., 2016; Schlumberger, 2018d). Solid content is important to prepare mud sample stages because it affects the determination of mud discarded or diluted (Finger & Blankenship, 2010). Clay is a natural material which is consist of hydrated silicates of aluminum, quarts and organic fragments (Udie, Nwakaudu and Abu, 2016; Schlumberger, 2018d). Clay is added mud for fluid control and viscosity (Bourgoyne et al., 1986). Bentonite is a plate-like clay which contributes to low-permeability filter cake (Schlumberger, 2018d) since, a typical sodium bentonite clay can swell 5 to 15 times (Global Synthetics, 2022). Bentonite is also used to build rheology for solid suspension and cutting lifting so bentonite is used to prepare the drilling mud sample (Schlumberger, 2018d; Hamida, et al., 2010). The particle of clay plays a role to cover the whole wall in permeable formations and prevent the wall from caving into the hole (Bourgoyne et al., 1986; Hamida, et al., 2010). It provides a good basic filter cake (Azar & Samuel, 2007). Bentonite is added to brine or fresh water so as to form a low permeable thin filter cake and increase hole cleaning properties (Khodja, et al., 2010; Hamida, et al., 2010). If the filtrate will be less concentration of bentonite, the permeability of filter cake is less (Khodja, et al., 2010). Bentonite provides a viscous form, low filtration loss, thin filter cake, excellent rheology and cutting suspension (Hamida, et al., 2010).

Filtration control additives reduce the filtration rate and improve mud cake properties (Bourgoyne et al., 1986). Water-soluble polymers; such as starch, sodium polyacrylate, and sodium carboxymethylcellulose (CMC), are added when the drilling mud quality is not enough (Bourgoyne et al., 1986; Dantas, et al., 2014). CMC is minimize flocculation but it starts breaking down at 149.89 °C (Azar & Samuel, 2007). Starch is more suitable to be added to fresh water or brines (Azar & Samuel, 2007) so it was used to prepared WBM sample. Starch is known as the FLC (fluid loss controller) in water-based muds which include freshwater and high hardness brines and it has thermal stability to around 120 °C (Schlumberger, 2018e; Global Drilling Fluids and Chemical Limited, 2018a). However, thermal degradation begins at about 93.33 °C so it should not be used for high-temperature wells (Bourgoyne et al., 1986). Starch is not affected by water salinity and hardness (Bourgoyne et al., 1986). It also helps increase viscosity slightly to reduce water loss (Schlumberger, 2018e; Bourgoyne et al., 1986). MISWACO drilling starch is used for the laboratory experiment.

Viscosifiers provide perfect suspension properties for drilling cuttings and Xanthum gum is well-known drilling viscosifiers (Global Drilling Fluids and Chemical Limited, 2018b; Hamida, et al., 2010). The temperature tolerance of Xanthum gum ranges between 93 °C and 121 °C (Schlumberger, 2018f). MISWACO Xanthum gum is used as a viscosifier because Xanthan gum can stay stable at elevated temperature and salty environment (Hamida, et al., 2010).

Density control additives, which are ilmenite, hematite and barite, increase the density of drilling mud to carry the cutting particles (Bourgoyne et al., 1986). Barite, which is a heavyweight mud additive, is effective from 27 °C to 260 °C so, it is appropriate at high-temperature environment (Halliburton, 2018a). Barite is lighter and softer than hematite and ilmenite so the particle-size attrition rate of barite is more than hematite and ilmenite (Bourgoyne et al., 1986). API (American Petroleum Institute) test calibration barite is added for water-based mud as a heavyweight additive. The amount of API barite should be calculated carefully because the drilling mud can be quite viscous (Bourgoyne et al., 1986). When the mud sample is mixed, prepared sample is cooled in the bowl which includes cold water (Hamida, et al., 2010). After preparation, the mud should rest for 24 hours (Dantas, et al., 2014).

The compositions of the water-based drilling muds were calculated by taking into consideration the total volume of 350 cc of drilling mud, which based on Table 1 (Williams & Gharavi, 2017). 2100 cc was mixed so as to use for LPLT lab experiment (Table 1 and Figure 8). Brine should be prepared slowly because the insoluble salt in the mud may increase the density of the drilling fluid (Schlumberger, 2018g). In addition, formation resistivity is a function of salt concentration and temperature (Salazar and Torres-Verdin, 2009). Brine (water and salt) and bentonite were mixed 15 minutes separately. Two of them were mixed 5 minutes. Xanam gum, starch and barite were added respectively and mixed 15 minutes separately. 2100 ml mud sample was prepared totally; however, nearly 2000 ml can be accepted because of residual mud on container or mixer during preparing stage. Once mixed, the maximum temperature was around 28 °C due to friction and the engine of the mixer. The water-based mud was recycled because the drilling fluid is recycled.

Table 1. Concentration range of water-based mud

Components	Water (cc)	Salt (gm)	Bentonite (gm)	Xantham Gum (gm)	Starch (gm)	Barite (gm)
Function	Additives dispersion	Dissolution and preventing hole enlargement	Filtrate reducer and viscosifier	Viscosifier	Filtrate reducer	Increase density or heavyweight mud additive
Amount (350 cc)	320	21	11	2	10	68
Amount (525 cc)	480	31.5	16	3	15	102

API Static Filtration Test

Static filtration test is known as a low pressure-low temperature (LPLT) filtration test to measure the spurt loss volume of the filtrate and filtrate volume (cc) (OFITE, 2014). The aim of the LPLT filtration test is that the measurement of the filtration and wall cake thickness to control and treatment of the drilling fluids (Dantas, et al., 2014). The quality of the drilling mud depends on the filtration, the thickness of the mud and the strength of the filter cake (OFITE, 2014). Filter-cake is the layer of solid deposition on the formation surface and the fluids lost is filtration (OFITE, 2014). Thin and low permeability filter cake is an ideal because of less filtrate or water loss formation (OFITE, 2014). The filtration rate and wall cake thickness are based on the amount of solid in the drilling mud and physical and chemical characteristic of solids (Dantas, et al., 2014).

Thin filter cake and small water loss are desirable because if the filter cake is thick, it may lead to pipe sticking problems and the great amount of filtrate to pass into permeable formation because of high differential pressure (Bourgoyne et al., 1986). Moreover, high water loss paves the way for formation damage so bentonite, starch, dispersants and so on can be added to reduce the volume of

water loss (Williams & Gharavi, 2017). Hence, improper filtration control can lead to some problems, such as wellbore stability, swabbing effects and caving of formation problems (Williams & Gharavi, 2017; OFITE, 2014).

The filtration test was completed by an OFITE standard filter press which is a Bench mouth with CO₂ assembly. The press includes a mud cell (400ml), three rubber gaskets, a filtering medium, a filter paper and a pressure source (Hamida, et al., 2010; OFITE, 2014). Area of the filter press is 45 cm² (4580 ± 60 mm²) (Bourgoyne et al., 1986; Hamida, et al., 2010). OFITE filter paper (3^{3/4}" or 88,9 mm) is located at the bottom of the cell. The filter paper which is fitted quite tight with two rubber gaskets. There is also a graduated glass cylinder (25 ml) to measure the loss of filtrate volume (Hamida, et al., 2010; OFITE, 2014). T-screw has mounted the frame and all equipment on the top of the frame. The pressure (100 ± 5 psi) supply is soda charger tube (Carbon Dioxide) for 30 minutes because the filter cake becomes thicker with time (OFITE, 2014).

The water-based mud sample is reused from ambient temperature (around 25 °C) to 85 °C. The pressure has little effect on filtration rate; however, the method is not suitable above 100 °C (Bourgoyne et al., 1986). Therefore, OFITE heater jacket is used to increase the drilling fluid temperature. While conducting the LPLT test, another sample is heated with OFITE heater jacket to reach the target temperature. The last test is cooling mud at about 6 °C. The temperature of the cell body is measured at a given time interval which is 1, 4, 7.5, 9, 16 and 30 minutes. Each test is completed more than 3 times to be sure the results and the mud temperature was measured each after tests.

DATA DESCRIPTION AND ANALYSIS

Overall, with regards to the results of the API static (LPLT) filtration test, temperature has a big effect on fluid loss volume and wall cake thickness. As can be seen the figure 2, the fluid loss volume (cc) increase with elevated temperature, which is supported by Daya et al. (2016). Due to the negative relationship between temperature and viscosity, the more temperature is high, the more liquid phase in the drilling mud tends to lose. Kristensen, (2013) and Ibeh, (2007) who studied the effects of temperature and pressure on the viscosity of the drilling fluid, supported the laboratory results. Moreover, the shear stress rate drops with the temperature in terms of rheology (Rommetveit & Bjorkevoll, 1997). Rommetveit and Bjorkevoll, (1997) emphasized that there is a positive relationship between share stress and viscosity, which has a negative effect on the fluid flow of filtrate. The evidence from this result is that viscosity drops with temperature so liquid phase is keen on leaving from the drilling mud.

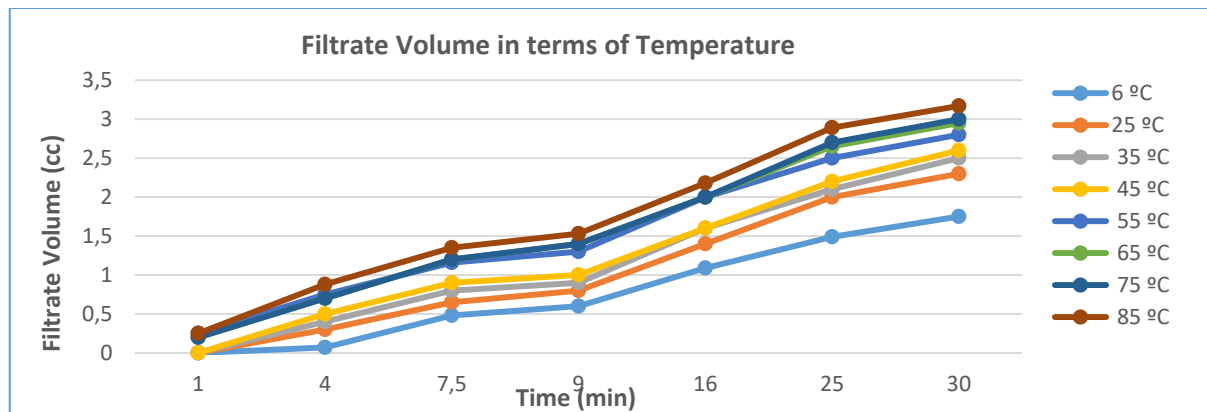


Figure 2. LPLT Fluid loss test results

With regards to the LPLT early time filtrate loss (Table 2), there is a significant difference between ambient temperature and high temperature (85 °C). The first drop of the filtrate volume is collected quicker if the temperature is raised and there is no spurt loss for tests. Whereas the filtrate loss increases slightly at over 45 °C, Figure 2 at an early time (1 min) remains constant until 45 °C. Furthermore, the cumulative filtrate loss almost doubles from 6 °C to 85 °C. It is widely agreed by Ibeh, (2007), Amani and Al-Jubouri (2012), temperature influences drilling mud rheology and viscosity, thus the drilling fluid resistance declines with elevated temperature.

Table 2. Filtrate volume and the thickness of the filter cake for elevated temperature

LPLT Static Filtration								
Time (min)	6 °C Filtrate Volume (ml)	25 °C Filtrate Volume (ml)	35 °C Filtrate Volume (ml)	45 °C Filtrate Volume (ml)	55 °C Filtrate Volume (ml)	65 °C Filtrate Volume (ml)	75 °C Filtrate Volume (ml)	85 °C Filtrate Volume (ml)
1	0	0	0	0	0.25	0.2	0.2	0.25
4	0.7	0.3	0.4	0.5	0.75	0.7	0.7	0.88
7,5	0.48	0.6	0.8	0.9	1.16	1.2	1.2	1.35
9	0.6	0.8	0.9	1	1.3	1.4	1.4	1.53
16	1.09	1.4	1.6	1.6	2	2	2	2.18
25	1.49	2	2.1	2.2	2.5	2.65	2.7	2.89
30	1.75	2.3	2.5	2.6	2.8	2.95	3	3.17
Cake Thickness (mm)	1.45	1.45	1.2	1	1.4	1.8	2	2.2

Additionally, Table 2 and Figure 3 prove that the cake thickness is affected by changed temperature. In general, there is a gradual rise in wall cake thickness between 25 °C and 85 °C. However, the filtrate loss trend was downward from 25 °C to 45 °C, which is followed by an upward trend from 1.4 mm at 55 °C till 2.2 mm at 85 °C. As a result, the temperature has a dominant effect on filtrate volume at the recorded time interval for the same mud sample.

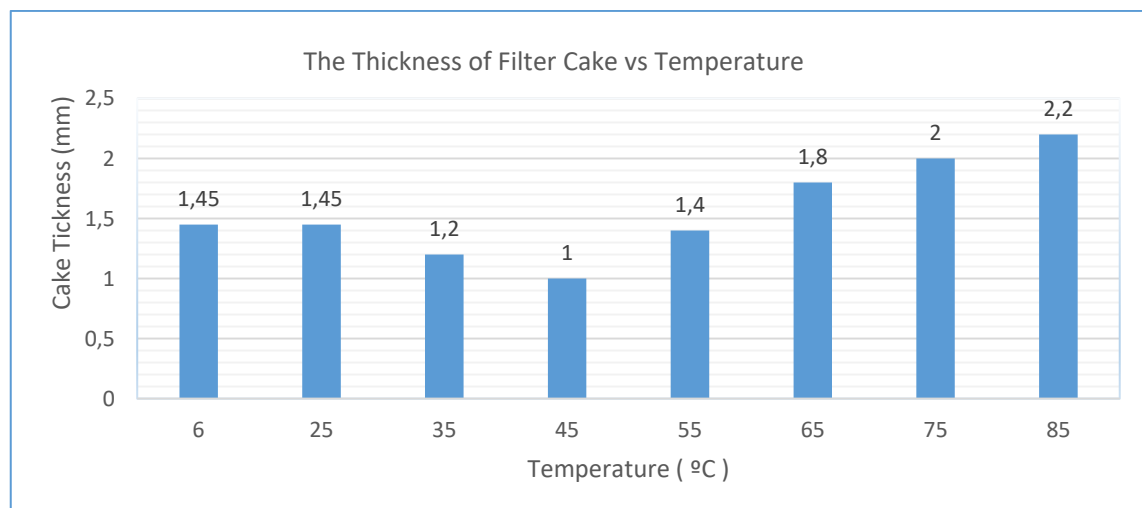


Figure 3. Temperature effect on the thickness of the wall cake thickness

DISCUSSION

According to Bourgoyne et al. (1986), Azar and Samuel (2007) and Ye, WenHua, Wang and FaQian (2010), there is a positive correlation between temperature and the filtration rate because the viscosity of the mud filtrate decreases. The lab results support this idea; the filtration loss increase with elevated temperature. LPLT test results are extrapolated LPLT test result to understand the temperature effect on mud filtrate in case the test is completed at 120 minutes and the temperature is increased at 204 °C. Figure 4 shows that temperature affects the amount of fluid loss (ml) during 2 hours. The total filtrate loss doubles from 6 °C to 85 °C since temperature affects mud rheology and fluid resistance (Ibeh, 2007; Amani and Al-Jubouri, 2012). The meaning of the results is that the fluid loss will continue because of low viscosity during drilling operation (Hassen, 1980; Ibeh, 2007; Kristensen, 2013) so the fluid of the filtrate volume increases with growth temperature (Rommetveit & Bjorkevoll, 1997). This loss can be detrimental for some reasons; mud quality, pressure maintenance and fluid cost.

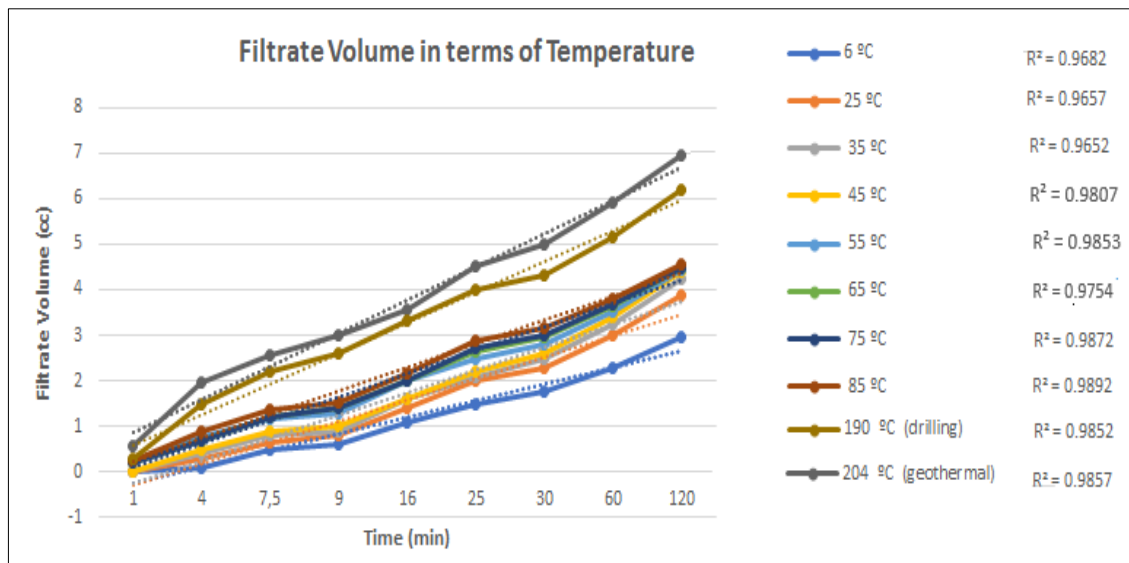


Figure 4. Extrapolated LPLT fluid loss test results

Figure 5 also demonstrates the extrapolated wall cake thickness at elevated temperature. If the temperature increases at 204 °C, the thickness of the filter cake will rise at around 5 mm. According to API standard, the optimum filter cake thickness is 1-2 mm (Asker, 2020) and generally is less than 5 mm (Raheem & Vipulanandan, 2022) so the value is higher than standard wall cake thickness. Moreover, the mud density is higher than the density of the fresh mud sample. Because, if the mud is heated or cooled, the critical mud weight will be affected by temperature changes (Shahabadi, et al., 2006). The mud sample was reused since shale shakers and hydrocyclones are used by the drilling companies to separate and reuse the drilling mud (Finger & Blankenship, 2010). Approximately 500 ml mud is lost due to evaporation (heater jacked) and residual mud. This means that if the weather condition is hot, such as; Middle East countries, the evaporation may affect the mud density adversely. According to Meyer equation, evaporation is based on the vapor pressure, heat capacity and total dissolved solids (Lyons, 2010, p.590). As a result of this, temperature accelerates the evaporation which leads to high density. Ye et al. (2010) analysed the temperature effect on the mud density which is an increase from 19.19 ppg at 40 °C to 20.11 ppg at 55 °C for high-density saturated WBM. High density is also challenging because, it increases the filter cake wall thickness (Schlumberger, 2018c) and the dense drilling fluid requires more pump pressure. The production casing internal diameter will be smaller than planned and the potential wellbore fluid velocity will change (Finger & Blankenship, 2010). The diameter reduction can result in less production than planned. Furthermore, the fluid cannot carry drill cutting and clean the borehole as effectively. The result of the problem is additional cost (Finger & Blankenship, 2010) so drilling fluids

should be calculated and formulated accurately to have low ECD (equivalent circulating density), a stable viscosity, low filtration loss and wall cake thickness (Færgestad and Strachan, 2014). As a consequence, dense drilling fluids should be diluted with fresh water or brines apart from keeping temperature constant or some cooling system can be applied (Shahahadi et al., 2006) because there is a negative relationship between evaporated and total dissolved solids.

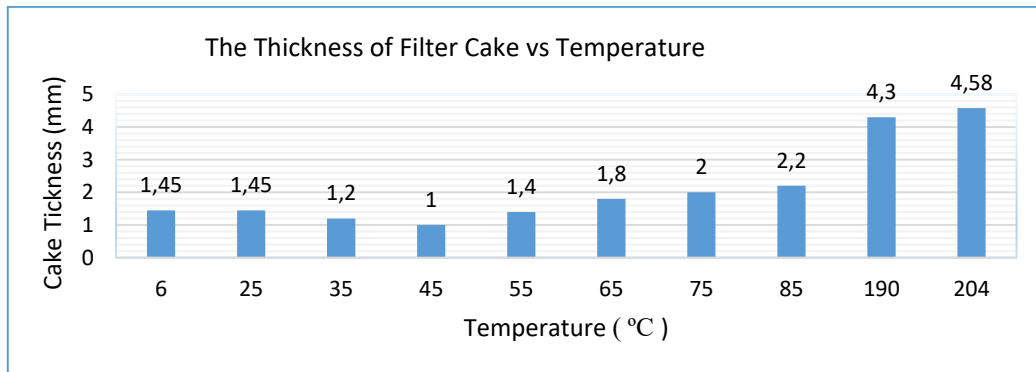


Figure 5 Extrapolated filter cake wall thickness for elevated temperature

CONCLUSION

The aim of this study has been to define the temperature effect on filtrate volume and cake thickness by doing a lab experiment and using the software. The LPLT test was completed at a temperature from 25 °C to 85 °C. Based on the test result, the high fluid loss results in high mud density so the filter cake increase with temperature aging. Eventually, the diameter of wellbore will shrink so it affects all drilling system in a negative way. Filtration loss should be controlled to minimize the formation damage (Hamida, et al., 2010). Therefore, the temperature effect on the drilling fluid should be known by drilling engineers to use the drilling fluid efficiently (Khodja, et al., 2010) because certain drilling fluid should be tolerant to high temperatures (Azar & Samuel, 2007). One of the best effective way to control filter cake and filtrate loss is the proper proportion of the additives (Khodja, et al., 2010). Thus, the mud additives were formulated and prepared carefully to provide rheological and thermal stability in the high-temperature environment (Ye et al., 2010).

Overall, based on this research, to reach more efficient drilling operation and reduce drilling challenges in a high-temperature environment, drilling mud properties require to check during drilling operation (Belani & Orr, 2008). High temperature can change the drilling fluid properties physically or chemically. Moreover, if the filtrate loss is high, it paves the way for high density. The problem can be solved by some methods; cooling system (Shahahadi et al., 2006), reformulated mud sample (Hamida, et al, 2010; Khodja, et al., 2010) and using special software to mitigate the formation damage in HPHT environments.

RECOMMENDATION

High-temperature wells have some unique challenges, so the companies should consider against the problems by way of planning the process detail, using appropriate technology, recruiting a trained and experienced team (Schlumberger, 2018b). Moreover, loss circulation can be a challenge in HPHT wells because high mud weights (higher than 1980 kg/m³) leads to drilling mud losses when drilling through the high-pressure formations. Thus, EFBLC (Engineered fiber-based loss circulation) control pills should be used to control the losses for all type muds (Arshad, 2014).

Furthermore, drilling fluids might be cooled before starting circulation to protect some HPHT problems since drilling muds are non-stop circulated through the bottom hole assembly (BHA) (Schlumberger, 2018b).

The drilling mud should be tested in lab condition to check the mud properties. However, even if the drilling mud is tested correctly, the result may not reflect the reservoir condition such as rock pore and reservoir fluid invasion (Færgestad & Strachan, 2014). Thus, design the well on the computer can give a chance to analyse the temperature and wellbore conditions.

Due to time restriction, viscosity and rheology experiments could not do so if both measurements are completed, the temperature effect on the drilling mud can be defined in every aspect and more accurately. With regards to heating mud sample, a lid can be used on the heat checked to decrease evaporation effect and do more reliable measurements for close mud systems. After completed the lab test, some part of the equipment was affected by salt so non-corrosive halides should use to decrease the corrosion rates (formation and lab equipment). Carbonate salt might be used for mud sample to buffer corrosion effect (DeBruijn, et al., 2008).

ACKNOWLEDGMENTS

I would firstly like to place on record my thanks to my supervisor Michael Williams and my moderator Amjad Shah, for their support throughout the project. Moreover, thank you to Robert Elliott, who helps me to complete my laboratory experiment, for his assistance in doing an experiment and sharing his experience. I would also like to thank to the Turkish government for the scholarship. Lastly, I would like to say thank you to my family, my husband and my baby for their support, passion and love.

REFERENCES

- Amani, M., & Al-Jubouri, M. (2012). The effect of high pressures and high temperatures on the properties of water based drilling fluids. *Energy Science and Technology*, 27-33. doi:<http://dx.doi.org/10.3968/j.est.1923847920120401.256>
- Arshad, U. J. (2014). Engineered fiber-based loss circulation control pills to successfully combat severe loss circulation challenges during drilling and casing cementing in Northern Pakistan. *Society of Petroleum Engineers*. doi:<https://doi.org/10.2118/169343-MS>
- Asker, N. H. (2020). Nanopartiküller ile fonksiyonelleştirilmiş çok katmanlı karbon nanütüplerin su bazlı sondaj çamuruna etkisi. İskenderun Technical University, Institute of Engineering and Sciences. Retrieved from <http://openaccess.iste.edu.tr/xmlui/bitstream/handle/20.500.12508/1597/nilay-hayriye-asker.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Azar, J. J., & Samuel, G. R. (2007). *Drilling engineering*. Tulsa: PennWell.
- Belani, A., & Orr, S. (2008). A systematic Approach to hostile environments. *Society of Petroleum Engineers*, 34-39. doi:<https://doi.org/10.2118/0708-0034-JPT>
- Caenn, R., & Chillingar, G. V. (1996). Drilling fluids: State of the art. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 221-230. doi:[https://doi.org/10.1016/0920-4105\(95\)00051-8](https://doi.org/10.1016/0920-4105(95)00051-8)
- Dabiri, A., Afkhami, M., & Fallah, H. (2013). Reservoir formation damage due to mud filtration. *American Journal of Chemical Engineering*, 1-5. doi:10.11648/j.ajche.20130101.11
- Dantas, A. P., Leite, R. S., Nascimento, R. C., & Amorim, L. V. (2014). The influence of chemical additives in filtration control of inhibited drilling fluids. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, pp. 97-

108. Retrieved from <http://www.portalabpg.org.br/bjpg/index.php/bjpg/article/viewFile/367/228>
- DeBruijn, G., Skeates, C., Greenaway, R., Harrison, D., Paris, M., James, S., . . . Wutherich, K. (2008). High-pressure, high-temperature technologies. *Oilfield Review*, 46-60. Retrieved from https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors08/aut08/high_pressure_high_temperature.pdf
- Færgestad, I. M., & Strachan, C. R. (2014). *Developing a high-performance, oil-base fluid for exploration drilling*. Norway: Schlumberger. Retrieved from https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors14/spr14/3_oil_base.pdf
- Finger, J., & Blankenship, D. (2010). *Handbook of best practices for geothermal drilling*. Albuquerque: Sandia National Laboratories.
- Global Synthetics. (2022, June 4). *Bentonite Swell Index (ASTM D5890)*. Retrieved from Technical Note-Bentonite Swell Index: <https://globalsynthetics.com.au/wp-content/uploads/2016/05/TECHNICAL-NOTE-SWELL-INDEX.pdf>
- Halliburton. (2013). *The Value of Comprehensive Well Integrity Analysis in Deep-*. Houston: Halliburton Landmark & Software Services. Retrieved from <https://www.landmark.solutions/Portals/0/LMSDocs/Whitepapers/2013-11-HPHT-Well-Integrity-Wellcat-white-paper.pdf>
- Halliburton. (2018a). *Barite heavyweight additive*. Retrieved from Halliburton: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/cementing/materials-chemicals-additives/agents/heavyweight/barite-heavyweight-additive.page>
- Hamida, T., Kuru, E., & Pickard, M. (2010). Filtration loss characteristics of aqueous waxy hull-less barley (WHB) solutions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72, 33-41. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.02.006>
- Hassen, B. R. (1980). New technique estimates drilling filtrate invasion. *Society of Petroleum Engineers*, 17-24. doi:<https://doi.org/10.2118/8791-MS>
- Helstrup, O. A., Rahman, M. K., Hossain, M. M., & Rahman, S. S. (2001). A practical method for evaluating effects of fracture charging and/or ballooning when drilling high pressure, high temperature (HPHT) wells. *Society of Petroleum Engineers*, 1-9. doi:<https://doi.org/10.2118/67780-MS>
- Ibeh, C. S. (2007). *Investigation on the effects of ultra-high pressure and temperature on the rheological properties of oil-based drilling fluids (Unpublished undergraduate dissertation)*. Texas: Texas A&M University. Retrieved from <http://oaktrust.library.tamu.edu/handle/1969.1/ETD-TAMU-2569>
- Isehunwa, S. O., & Falade, G. K. (2012). An approximate theory of static filtration of drilling muds in vertical wells. *Asian Research Publishing Network*, 26-31. Retrieved from http://www.arnjournals.com/jeas/research_papers/rp_2012/jeas_0112_618.pdf
- Journal of Petroleum Technology. (1998). Density behavior of drilling fluids during HP/HT drilling. *Society of Petroleum Engineers*, 67. doi:[doi:10.2118/1198-0067-JPT](https://doi.org/10.2118/1198-0067-JPT)
- Khodja, M., Canselier, J. P., Bergaya, F., Faurar, K., Kohodja, M., Cohaut, N., & Benmounah, A. (2010). Shale problems and water-based drilling fluid optimization in the Hassi Messaoud Algerian oilfield. *Applied Clay Science*, 49, pp. 383–393. doi:[http://dx.doi.org/10.1016/j.clay.2010.06.008](https://doi.org/10.1016/j.clay.2010.06.008)

- Kleespies, M. (2017, August 15). Drilling fluids: proper grouting protects groundwater. *National Driller*. Retrieved from <https://www.nationaldriller.com/articles/90942-drilling-fluids-proper-grouting-protects-groundwater>
- Kristensen, A. (2013). Flow properties of water-based drilling fluids (Unpublished undergraduate dissertation). Trondheim: Norwegian University of Science and Technology. Retrieved from https://brage.bibsys.no/xmlui/bitstream/handle/11250/240208/657083_FULLTEXT01.pdf?sequence=2
- Mir-Babayev, M.-Y. (2018, January 20). *A brief history of oil and gas well drilling*. Retrieved from Visitors of Azerbaijan Discover the Land of Fire: <http://www.visions.az/en/news/366/4ca556e3/>
- OFITE. (2014). *Filter press with CO2 assembly instruction manual*. Texas: OFI testing equipment. Retrieved from <http://www.ofite.com/publications/instructions/135-140-30-instructions/file>
- Patel, A., & Chaudhari, R. (2014). Optimization of well hydraulics for riserless deepwater drilling operations under high temperature and high pressure environment. *Society of Petroleum Engineers*. doi:<https://doi.org/10.2118/172304-MS>
- PetroWiki. (2015). *AFE: drilling fluids*. Retrieved from PetroWiki: https://petrowiki.org/AFE:_drilling_fluids
- Raheem, A. M., & Vipulanandan, C. (2022). Characterizing distinctive drilling mud properties using new proposed hyperbolic fluid loss model for high pressure and high temperature conditions. *Journal of King Saud University*, 217-229.
- Rommetveit, R., & Bjorkevoll, K. S. (1997). Temperature and pressure effects on drilling fluid rheology and ECD in very deep wells. *Society of Petroleum Engineers*, 297-305. doi:<https://doi.org/10.2118/39282-MS>
- Salazar, J. M., & Torres-Verdin, C. (2009). Quantitative comparison of processes of oil-and water-based mud-filtrate invasion and corresponding effects on borehole resistivity measurements. *Geophysics*, E57-E73. Retrieved from <http://faculty.engr.utexas.edu/sites/default/files/16-ferefjournpubs.pdf>
- Schlumberger. (2015). *Survivor DPM HPHT dynamic pressure module*. Retrieved from Schlumberger: https://www.slb.com/-/media/Files/drilling/product_sheets/mwd/pathfinder_mwd/survivor_dpm_ps.pdf?la=en&hash=781CEAD94075410E2D403B51F9F57DE0DA3F25E1
- Schlumberger. (2018a). *HPHT completion fluids*. Retrieved from Schlumberger: https://www.slb.com/services/technical_challenges/high_pressure_high_temperature/hpht_completion/hpht_completion_fluids.aspx
- Schlumberger. (2018b). *High Pressure, High Temperature (HPHT)*. Retrieved from Schlumberger: https://www.slb.com/services/technical_challenges/high_pressure_high_temperature.aspx?t=2
- Schlumberger. (2018c, June 17). *Filter cake*. Retrieved from Oilfield Glossary: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/filter_cake.aspx
- Schlumberger. (2018d). *Organophilic clay*. Retrieved from Schlumberger: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/o/organophilic_clay.aspx
- Schlumberger. (2018f). *Xanthan gum*. Retrieved from Schlumberger: http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/x/xanthan_gum.aspx

- Schlumberger. (2018g). *Saltwater mud*. Retrieved from Schlumberger: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/saltwater_mud.aspx
- Schlumberger. (2018h). *Static filtration*. Retrieved from Schlumberger: https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/static_filtration.aspx
- Schlumberger. (2018i). *Dynamic filtration*. Retrieved from Schlumberger: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/d/dynamic_filtration.aspx
- Seteyeobot, I., Uma, J. A., & Enaworu, E. (2017). Experimental study of the possible use of locally derived plantain peelings and rice husk as additives for oil based mud at high temperature - high pressure conditions. *Society of Petroleum Engineers*. doi:<https://doi.org/10.2118/189075-MS>
- Shahabadi, H., Yu, M., Takach, N. E., & Chen, G. (2006). Modeling transient thermo-poroelastic effects on 3D wellbore stability. *Society of Petroleum Engineers*. doi:<https://doi.org/10.2118/103159-MS>
- Smithson, T. (2016). HPHT wells. *Oilfield Review*, 1-2. Retrieved from https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-HPHT.pdf
- The Engineering ToolBox. (2004). *Water - dynamic and kinematic viscosity*. Retrieved from The Engineering ToolBox: https://www.engineeringtoolbox.com/water-dynamic-kinematic-viscosity-d_596.html
- Udie, C. A., Nwakaudu, S. M., & Abu, C. (2016). Evaluation of available clay in Nigeria for suitability as oil well drilling fluid. *Futo Journal of Research in Engineering and Technology*, 271-287. Retrieved from <https://www.researchgate.net/publication/318085350>
- Van Oort, E. (2003). On the physical and chemical stability of shales. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 38, 213-235. doi:[https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00034-2](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00034-2)
- Williams, M., & Gharavi, A. (2017). *Drilling engineering laboratory manual*. Retrieved from Moodle: http://moodle.port.ac.uk/pluginfile.php/114764/mod_resource/content/1/Drilling%20Manual%202016_17%20ver%203.pdf
- Zhou, H., Niu, X., Fan, H., & Wang, G. (2016). Effective calculation model of drilling fluids density and ESD for HTHP well while drilling. *Society of Petroleum Engineers*. doi:<https://doi.org/10.2118/180573-MS>

REDUCED DRILLING COSTS THROUGH OPTIMUM TRICONE BIT SELECTION – USING A HORIZONTAL DRILL RIG (HDR)

H. Ergin ¹, S. Bozdoğan ^{1,*}

¹ *Department of Mining Engineering, Istanbul Technical University*
 (*Corresponding author: bozdogans16@itu.edu.tr)

ABSTRACT

The challenge of drilling hole around the world focus on the development, design and manufacture of drill bits and also optimum selection of drill bit in accordance with the physical, mechanical and mineralogical features of formation and the geological conditions of drill hole axis proposed to be drilled. The performance of the bit affects the drilling operation in particularly the cost of drilling operation. Drill bits come in different sizes, types and shapes that are designed to drill rocks of various strengths. The technical task is to develop the optimal design that provides high penetration rate and long durability of the bit. This paper describes a new method to optimize tricone drill bit selection and operation by means of the rate of penetration, the bit life and the cost contribution on opening drill hole. A Horizontal Drill Rig (HDR) is used to perform full scale test in the Laboratory of ITU Mining Faculty. HDR is fully instrumented laboratory drilling set up in that full scale drill bits can be tested in the sample size of approximately 1.5x1.0x1.0 m dimensions. A copper deposit sample and proposed drill hole footage were used to determine the four different tricone drill bits from different bit manufacturers that are mainly recommended for such formation types. The results indicated that the performances of these four bits are varying considerably in terms of rate of penetration, bit life, purchase price so as to cost aspects. The used method details and the case study results are explained in full detail.

Keywords: Rotary drilling, bit selection, horizontal drill rig

INTRODUCTION

Drilling is a crucial operation in mining industries and rotary drilling is widely used for overburden removal and ore production in surface mining. The selection of bits for bench drilling is always a challenging issue and with the increase in production quantities, the importance and economic impact of appropriate bit selection is increasing. Proper bit selection is part of science and part of design and engineering. An understanding of the formation to be drilled is part of it and is based on experience in field and testing samples in the laboratories. The other part is understanding how the bit actually drills. Today, the process of drilling hole has two main aspects that are the development, design and manufacture of drill bits and optimal choice of drill bits in accordance with the physical and mechanical conditions of the bottom hole. It is required to determine the optimum drilling conditions such as weight on bit, rotational speed, and the amount of fluid or air supplied to clean the bottom of the hole efficiently. Performance of bit and its relationship with the capabilities of drill rig and downhole environment significantly affect drilling costs. This includes the bottom hole assembly, drilling fluids used, formation to be drilled, rig operator capabilities and the bit design parameters. Drill bit manufacturer collect the data from field to create a database. Database has been updated and expanded to be used for improving the bit designs to optimize their performance for a specific application (Anonymous, 2009a). Database and simulation model are also used to evaluate several bit designs to identify the optimum bit for the specific conditions. Optimized rpm and rate of penetration result in reduced drilling risk and lower drilling cost (Anonymous, 2009b, 2009c). Ensemble methods have been combined with the data resampling techniques to provide a new approach for drill bit selection. Temperature at the bit-rock interface plays a major role in the wear rate of the drill bits. The

interrelationship between the temperature and wear rate was studied with regard to different rock samples (Shankar et al., 2020). Some critical investigation was performed on wear behavior of tungsten carbide (WC) drill bit buttons. It is aimed to optimize drilling process parameters to achieve higher rate of penetration and minimize the cost of per meter of hole (Gupta and Chattopadhyaya, 2013). The bottom hole conditions differ by geological region while hole advances. The efficiency of rock destruction during hole drilling with tricone bit functionally depends on the relative specific contact and specific volumetric fracture rock (Toshov et al., 2020). Perrin et al. (1997) proposed a drilling index to evaluate the performance of drill bit that was also applicable for horizontal and directional drilling operations. Ubaldi et al. (1999) conducted micro indentation test on the cuttings of sub-surface rock layers to determine the mechanical characteristics of subsurface rock layers. It helps the driller for bit selection. Sherbeny et al. (2016) used hole images and mineralogy logs for the selection and design of drill bits. Mardiana and Noviasta (2017) combined rock strength analysis and finite element modelling for the selection of drill bits. Cornel and Vazquez (2020) utilized bit dullness data for the selection of optimum bit types for different geological formations. In relation to the total cost of a drill hole, bit costs have major expense in shallow holes. However, while the cost effect of bit itself is reducing in deep hole, then the bit performance has a high impact on opening drill hole time and its cost. Therefore, optimizing bit performance is critical to lowering the field development costs (Brown et al., 1997).

The aim of this study is to select the appropriate tricone bit for rotary blasthole drilling in a copper mine, by using a horizontal drill rig (HDR). In order to achieve this aim firstly, rock samples were taken from the mine and geotechnical properties of these samples were identified by various physical and mechanical tests. Based on these properties, four different roller-cone bits were selected to conduct horizontal drill rig experiments. After the completion of the experiments, optimum operating parameters were obtained for each bit such as rotational speeds and weight applied on bit. Afterwards, field tests were carried out to determine the life of bit under the optimum operating conditions obtained in laboratory.

MATERIAL AND METHOD

Horizontal Drill Rig

Full-scale rotary drilling tests are carried by using a horizontal drill rig (HDR) in the laboratory of Istanbul Technical University. Full-scale drilling experiments provide a much better understanding of the influence of the parameters affecting the bit life and the performance. The horizontal drill rig (Figure 1) is a hydraulically controlled laboratory drilling set up with a main power of 132 kW, where full-scale tricone bits can be tested. Design features of the HDR are given in Table 1. During the experiments, operational parameters that affect the bit selection as weight on bit, penetration rate, rotational speed and torque values are recorded with the data acquisition system of the HDR.

Table 1. Specifications of the horizontal drill rig

Parameter	Value
Power	132 kW (electric motor)
Maximum bit weight	500 kN
Penetration rate	0-60 m/h
Rotational speed	0-40 RPM and 0-80 RPM
Maximum torque	35,000 Nm
Maximum lateral thrust	200 kN
Dimensions of rock specimen	1.5 x 1.0 x 1.0 m
Capacity of hydraulic motors	160 cm ³ /rev

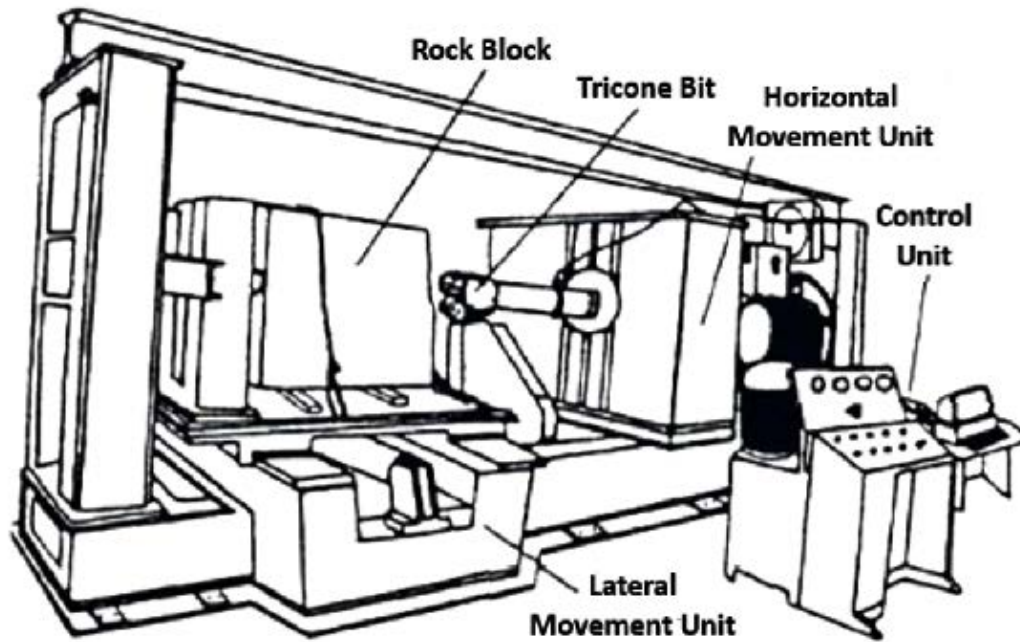


Figure 1. The general view of the horizontal drill rig

Experimental & Field Study

A new method for the selection of proper roller-cone bits with using horizontal drill rig is developed by Ergin et al. (2000). First step of this method is to identify the physical and mechanical properties of the rock samples taken from the field, and select the most appropriate bits based on these properties, from the product documentation lists of the manufacturers. Afterwards, full-scale drilling tests are performed on HDR with using selected bits, and operational parameters such as rotational speed and bit weight are systematically changed to achieve the optimum performance. Estimated performance based on the laboratory results is then compared to the performance of the bits at field. Finally, with a cost assessment, optimum bit is selected for the specific field. Flow chart of the methodology is given in Figure 2.

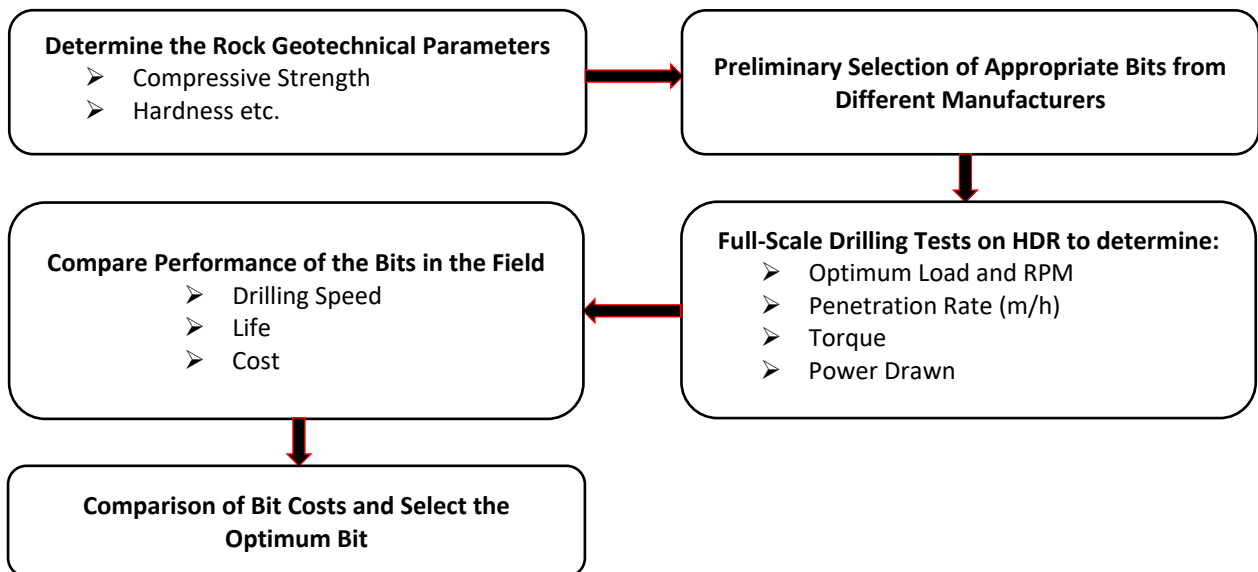


Figure 2. Methodology for appropriate bit selection (Ergin et al., 2000)

Cost Analysis

The drilling cost are usually evaluated as cost per meter drilled, and the parameters that are affect drilling cost should be well known to perform accurate cost analysis. One of the most important issue for the cost of drilling is bit consumption. Bit consumption, drilling speed and utilization of drill rig are all directly related with the life of bit. The cost of bits used in the project increase with the bit consumption as expected, and since it takes some time to replace a worn-out bit with a new one, net drilling speed and utilization of drill rig decrease. So, to achieve optimum performance, the drill bit to be used in the project should be selected properly. Drill bits cost for per meter (CPM) of hole can be calculated as given below (Tewari et al., 2021):

$$CPM = \frac{C_{Bit} + C_{Rig} (T_{br} + T_{co} + T_t)}{L_D} \quad (1)$$

Where, C_{Bit} is the cost of bit in dollars, C_{Rig} is the cost of operating drill rig per hour including maintenance, labor, power, and lubrication costs, T_{br} is run time of the drill bit, T_{co} is the connection time, T_t is tripping time in hours, and L_D is the length of the drilled interval. The main drawback of the method is that it does need to data for drilling variables and formation type which directly and indirectly affect the life of bit. The other method for bit selection is based on the calculation of specific energy. Specific energy (SE) can be determined as follow (Tewari et al., 2021):

$$SE = \frac{R_b * W_b}{PR * D_b} \quad (2)$$

Where, R_b is bit rotational speed (r/min), D_b is the diameter of bit (ft), W_b is the weight on bit (lb), and PR is the penetration rate (ft/h). The above equation takes into account of three important drilling parameters but it ignores the rock mechanics and the impacts of dullness grading of the bit. Further, the International Association of Drilling Contractors (IADC) suggested the use of bit dullness for selecting the roller cone bits.

CASE STUDY

Horizontal drill rig tests were carried out on samples taken from a copper mine in Turkey in order to ensure proper bit selection and optimization of rotary drilling operations. In this copper mine, the yearly consumption of roller-cone bits used to drill blastholes varies from 180 to 200, and costing between 225,000 and 250,000 USD. So, optimizing the drilling operations is of great importance for the economy of the mine. Firstly, in order to be used in horizontal drill rig tests, 4 block samples with dimensions of approximately 1.5 x 1.0 x 1.0 m were obtained from the copper mine, representing the region where the drilling works will be conducted in the future. Various experiments were carried out to determine the physical and mechanical properties of these samples, and the results are presented in Table 2.

Table 2. Physical and mechanical properties of samples (Ergin et al., 2000)

Tests	Value
Density	3.7 g/cm ³
Compressive strength (UCS)	78.3 ± 1.7 MPa
Tensile strength (BTS)	6.1 ± 0.67 MPa
Schmidt hammer (L type)	53
Schmidt hammer (N type)	60

According to the characteristics of the formation to be drilled, 4 different roller-cone bits from various manufacturers were chosen to assess their performance. The specifications of the initially selected bits are given in Table 3. The selected roller-cone bits were subjected to horizontal drill rig tests at the weights on the bits with an increase of 20 kN in the range of 60 to 180 kN for each rotational speeds of 40 and 60 rev/min. The results of the experiments indicate that the rise in penetration rate is decreasing for the bits weights more than 160 kN and is higher at rotational speed of 60 rev/min than 40 rev/min under all situations. For the optimum conditions, it is observed that, Bit I reached the highest penetration rate as 7 m/h, followed by Bit II, Bit III, and Bit IV with penetration rates of 6 m/h, 5 m/h, and 4.5 m/h, respectively. For the optimum operating area obtained on horizontal drill rig, the torque values range from 1400 Nm to 2000 Nm, and the required power varies between 10 kW and 15 kW. It is a known fact that the penetration rate is impacted by the removal of the drill cuttings. During HDR tests, drill cuttings are removed with the help of air suction, and since the same removal method was used during in the comparison of the bits, the influence of hole cleaning was neglected.

Table 3. Properties of the selected bits (Ergin et al., 2000)

Product specifications	Bit type			
	I	II	III	IV
Bit size (mm)	150	150	150	150
IADC	731-742	723	812-832	Unknown
Formation type	Hard very abrasive	Hard very abrasive	Very hard abrasive	Medium medium hard
Compressive strength (MPa)	70.4-140.0	56.3-140.0	54.5-176.0	56.3-140.0
Rotational speed (rpm)	50-90	40-70	40-80	35-70
Recommended bit weight (kN)	90-180	90-140	150-240	90-180
Shipping weight (kg)	14.5	22	20.4	20.9

After the determination of optimum operational parameters with the HDR experiments, the performance of the bits was examined in the mine, and the outcomes of the field tests are summarized in Figure 3. The term of “total drilled hole” refers to the meters of hole that each bit could drill before wearing out.

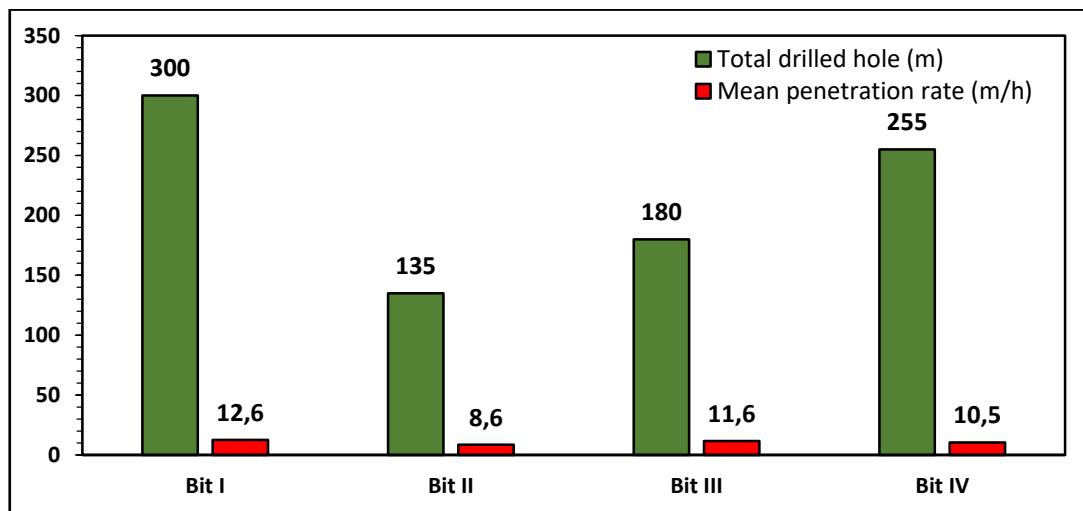


Figure 3. Performance of the bits at field (Ergin et al., 2000)

In the next part of the study, the drilling performances of Bit I, Bit II, Bit III, and Bit IV were compared for an example scenario where 10,000 m/month blastholes should be drilled depending on the annual production target of a copper mine. The most cost-effective way of drilling is to use less drill rigs and bits to drill the same quantity, and this comparison is carried out with the aim of achieving this goal. Mean penetration rates and bit footages are used to determine the number of required drill rigs and the number of required bits to achieve 10,000 m/month, respectively. Other operational parameters of this copper mine are given in Table 4.

Table 4. Operational parameters of the mine

Parameters	Value
Monthly drilling target	10,000 m/month
Shifts per day	2 shifts/day
Working hours per shift	5 hours/shift
Working days per month	26 days/month
Working hours per month	260 hours/month

According to the monthly target and the operational parameters given above, by using Bit I the highest drilling rate for each rig and the lowest total bit consumption is predicted as 3276 m/month and 34 bits respectively. All findings are presented in Table 5.

Table 5. Drill bit consumption and required drill rigs for each bit

Bits	Drilling rate (m/month)	Number of required drill rigs	Number of required bits
Bit I	3276	3	34
Bit II	2236	5	75
Bit III	3016	4	56
Bit IV	2730	4	40

As indicated before, number of required drill rig should be less to achieve cost-effective drilling operation, however, bit consumption should also be considered. For this purpose, Bit I should be selected as the appropriate bit, since the number of required drill rigs and the bit consumption are low in comparison to the other bits. However, the bit purchase cost should also be considered when making the final decision in the selection of the optimum bit.

CONCLUSIONS

Achieving the optimum drilling performance is a significant activity for cost aspects, and it is a known fact that the proper bit selection directly affects the drilling performance. Horizontal drill rig which allows to perform full-scale drilling tests on actual samples that can be used to appropriate roller-cone bit selection. By combining laboratory experiments and investigations of bit consumptions in field and cost evaluations, the optimum bit and operating conditions can be determined. In this study, four different roller-cone bits were tested on the HDR for a specific field, and life tests of bits were conducted in the field. Afterwards, the bits were compared for an example scenario where 10,000 m/month blastholes should be drilled. As a result, Bit I was determined as the optimum bit among the preliminary selected bits by considering the number of required drill rig and bit consumption. The optimum bit weight and the optimum rotational speed for Bit I were determined as 130 kN and 60 RPM, respectively.

References

- Anonymous. (2009a). Drilling costs reduced with objective drill bit selection. *The Oil & Gas Journal*, 107(12), A12.
- Anonymous. (2009b). Increased analytical precision in drill bit selection. *The Oil & Gas Journal*, 107(12), A19.
- Anonymous. (2009c). IDEAS drill bit modeling and simulation delivers superior performance. *The Oil & Gas Journal*, 107(12), A2.
- Brown, L. A J., Stoltz, D. S., & Nims, G.D. (1997). Drill bit benchmarking improves drilling performance. *The Oil & Gas Journal*, 95(22), 139-143.
- Cornel, S., Vazquez, G. (2020). Use of big data and machine learning to optimise operational performance and drill bit design. In Proceedings of the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia.
- Ergin, H., Kuzu, C., Balci, C., Tuncdemir, H., & Bilgin, N. (2000). Optimum bit selection and operation for the rotary blasthole drilling using a horizontal drilling rig (HDR) - A case study at KBI murgul copper mine. *International Journal of Surface Mining, Reclamation and Environment*, 14(4), 295-304.
- Gupta, A., Chattopadhyaya, S., & Hloch, S. (2013). Critical investigation of wear behaviour of WC drill bit buttons. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 46(1), 169-177.
- Mardiana, M.R., Noviasa, B. (2017). Rock strength analysis and integrated FEM modeling optimise bit selection for deepwater exploration. In Proceedings of the SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Jakarta, Indonesia.
- Perrin, V.P., Wilmot, M.G., & Alexander, W.L. (1997). Drilling index-a new approach to bit performance evaluation. In Proceedings of the S.P.E./I.A.D.C. Drilling Conference (pp. 199-205). Amsterdam, The Netherlands.
- Shankar, V. K., Kunar, B. M., Murthy, C. S., & Ramesh, M. R. (2020). Measurement of bit-rock interface temperature and wear rate of the tungsten carbide drill bit during rotary drilling. *Friction*, 8(6), 1073-1082.
- Sherbeny, W.E., Hasan, G., Lindsay, B.W., Madkour, A., Nagy, A., Abulawi, M., Mohammad, M.S., Richard, A. (2016). Role of wellbore imaging and specific mineralogy inputs data in bit selection and design software. In Proceedings of the SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. Dammam, Saudi Arabia.
- Tewari, S., Dwivedi, U. D., & Biswas, S. (2021). A novel application of ensemble methods with data resampling techniques for drill bit selection in the oil and gas industry. *Energies (Basel)*, 14(2), 432.
- Toshov, J., Baratov, B., & Baynazov, U. (2020). Method of calculating the gear ratios of the cones of tricone drill bits. *E3S Web of Conferences*, 201.
- Uboldi, V., Civolani, L., & Zausa, F. (1999). Rock strength measurements on cuttings as input data for optimizing drill bit selection. In Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, TX, USA.

**DERİN SONDAJ KUYULARINDA BASINÇLI SU DENEYİ (BST) UYGULAMA YÖNTEMİ VE EKİPMANLARI:
TÜNEL GÜZERGAHI JEOTEKNİK İNCELEMESİNDEN BİR ÖRNEK**
*PRACTICE METHOD AND EQUIPMENT OF WATER PRESSURE TEST IN DEEP BOREHOLES: A CASE OF
GEOTECHNICAL INVESTIGATION OF TUNNEL ROUTE*

H.Turan^{1,*}, A.Özdemir²

¹ Dokuz Eylül Üniversitesi, Sondaj Teknolojisi Bölümü, İzmir
(*Sorumlu yazar: huseyinturan-61@hotmail.com)

² Atatürk Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Erzurum

ÖZET

Yeraltında kayaçların geçirimsizliği, zeminlerden farklıdır. Kayaçların geçirimsizliği; petrografik yapıya, süreksizliklere ve morfolojik özelliklere bağlı olarak değişkenlik gösterir. Söz konusu anizotropik koşullar nedeniyle, kayaçlarda bir yönde çok fazla olan geçirimsizlik diğer yönde çok az olabilir. Zemin türlerinde laboratuvarda geçirimsizlik deneyi yapılabilirken, kayaçların geçirimsizlik özelliği laboratuvar deneylerinden elde edilemez. Bu nedenle, kayaların yerinde geçirimsizliğini incelemek için birçok arazi deneyi geliştirilmiştir. Bu deneylerden, nitelik bildiren ve uygulanışı basit olan basınçlı su deneyi (Lugeon deneyi) geniş bir uygulama alanına sahiptir. Baraj ve tünellerde, kaya birimlerinin geçirimsizliklerini ve çimento enjeksiyonuna ihtiyaç olup olmadığını belirlemek için yapılmaktadır. Enjeksiyon işlemi bittikten sonra, işlemin başarı düzeyini belirlemek için de yaygın olarak yapılan bir deneydir. Düşey, açılı veya yatay sondaj kuyularında pakerle kapatılan bir seviyeye farklı basınçlarda su verilerek kaybolan veya kayaç tarafından emilen suyun debisini belirlenmektedir. Diğer bir ifadeyle, basınç altında kayacın emdiği suyun debisini ölçme ilkesine dayanmaktadır. Basınçlı su deneyi (BST), kademeler şeklinde yapılmaktadır. Bu çalışmada, geneli 500 m'den daha derin olan 9 tünel güzergahı sondaj kuyusunda yapılan BST deneyleri için özel olarak imal edilen paker hortumu, wire-line halatı, tambur ve diğer ekipmanların özellikleri, deneylerin yapılışı ve uygulama sırasında karşılaşılan güçlükler incelenmiştir.

Anahtar Sözcükler: basınçlı su deneyi (BST), Lugeon deneyi, paker testi, wire-line takım, geçirimsizlik

ABSTRACT

The permeability of rocks at the subsurface differs from soils. The permeability of rocks varies depending on petrographic structure, discontinuities, and morphological features. Because of these anisotropic conditions, the permeability of the rocks on one way may be too much on the other way. The permeability properties of rocks cannot be obtained from laboratory tests when can performing a laboratory permeability test on soil types. For this reason, many tests have been developed to examine in situ of permeability for rocks. Among these tests, the water pressure test (Lugeon test), which is qualified and simple to apply, has a wide field of application. It is carried out to determine the permeability of rock units in dams and tunnels and whether cement grouting is needed. It is also a common test to determine the success level of the grouting after the grouting process is finished. It is based on the principle of determining the flow rate of the lost or absorbed water of rock by injecting water at different pressures to a zone closed with packers in vertical, angled, or horizontal boreholes. In other words, it is based on the principle of measuring the flow of water absorbed by the rock under the pressure. Water pressure tests (WPT) are carried out in stages. In this study, the properties of inflating tubing (inflatary hose), composite cable, wire-line drum, and other equipment which are specially produced for water pressure tests applied in 9 tunnel boreholes with a depth of more than 500 m in general, the water pressure tests applied in these boreholes, and the difficulties encountered during the practice were investigated.

Keywords: water pressure test, Lugeon test, packer test, wire-line equipment, permeability

GİRİŞ

Sandras su kaynaklarının ilin uzun dönem içme suyu ihtiyacını karşılamak için mühendislik yapıları ile Muğla'ya getirilmesi planlanmıştır. İl merkezine su temin eden mevcut kaynaklara ek olarak Sandras - Çövenni kaynaklarından alınacak içme suyu için su sondaj çalışmaları yürütülmüştür. Ayrıca, Muğla Yatağan Projesi Muğla İçmesuyu İsale Hattı Tüneli İlave Jeoteknik Etüt Yapımı'nın bir parçası olan tünel güzergahında delinen derin sondaj kuyularında da basınçlı su deneylerinin (BST) yapılmıştır.

Yeraltında kayaçların geçirimsizliği, zeminlerden farklılık gösterir. Kayaçların geçirimsizliği petrografik özelliklere, süreksizliklere ve morfolojik özelliklere bağlı olarak değişkenlik gösterir. Söz konusu anizotropik koşullardan dolayı, kayaçlarda bir yönde çok fazla olan geçirimsizlik diğer yönde çok az olabilir. Bu nedenle, zemin türlerinde laboratuvarda geçirimsizlik deneyi yapılırken kayaçların geçirimsizlik özelliği laboratuvar deneylerinden elde edilemez. Bu nedenle, kayaların yerinde geçirimsizliğini incelemek için birçok arazi deneyi geliştirilmiştir. Bu deneylerden, nitelik bildiren ve uygulanışı basit olan basınçlı su deneyi (Lugeon deneyi) geniş bir uygulama alanına sahiptir. Baraj ve tünellerde, kaya birimlerinin geçirimsizliklerini ve çimento enjeksiyonuna ihtiyaç olup olmadığını belirlemek için yapılmaktadır. Enjeksiyon işlemi bittikten sonra, işlemin başarı düzeyini belirlemek için de yaygın olarak yapılan bir deneydir. Düşey, açılı veya yatay sondaj kuyularında pakerle kapatılan bir seviyeye farklı basınçlarda su verilerek kaybolan veya emilen suyun debisini belirlemek esasına dayanır. Diğer bir ifadeyle, basınç altında kayacın emdiği suyun debisini ölçme ilkesine dayanmaktadır (Özdemir ve Özdemir, 2006; Özdemir, 2009, 2012). BST deneyi, tek veya çift lastikli paker kullanılarak iki farklı şekilde yapılmaktadır. Tek lastikli BST; daha çok gevşek, zayıf ve çok parçalı kayalarda, çift lastikli BST ise; çimentolama gerektirmeyen ve kuyuda yıkıntıya sebep olmayacak sağlam kayalarda uygulanmaktadır. BST deneyinde, kayacın özelliklerine göre kg/cm^2 mertebesinde basınç uygulanmakta ve sızan su miktarı belirlenmektedir (Şekil 1). BST deneyi, kademeler şeklinde yapılmaktadır. Deney sonuçlarından elde edilen verilerin değerlendirilmesi ile emilen suyun miktarı, deney formuna kaydedilmekte ve kaya kütlelerinin Lugeon değerine göre geçirimsizlik sınıfı belirlenmektedir (Günay, 1996; Şekercioğlu, 2007; Yağcıoğlu, 2017). Deney, TS EN ISO 22282-3'e uygun olarak yapılmaktadır.

Bu çalışmada, Muğla ili Yatağan ilçesinde inşası planlanan tünelin güzergahının mühendislik jeoloji incelemesi için 500 metreden derin olan 9 sondaj kuyusunda yapılan BST deneyleri için özel olarak imal edilen paker, paker hortumu, wire-line halatı, tambur ve diğer ekipmanların özellikleri, deneylerin yapılışı ve uygulama sırasında karşılaşılan güçlükler incelenmiştir. Ayrıca, gelecekte derin kuyularda yapılacak basınçlı su deneylerinde uygulanması gereken teknikler ve ekipmanlar için önerilerde bulunulmuştur.

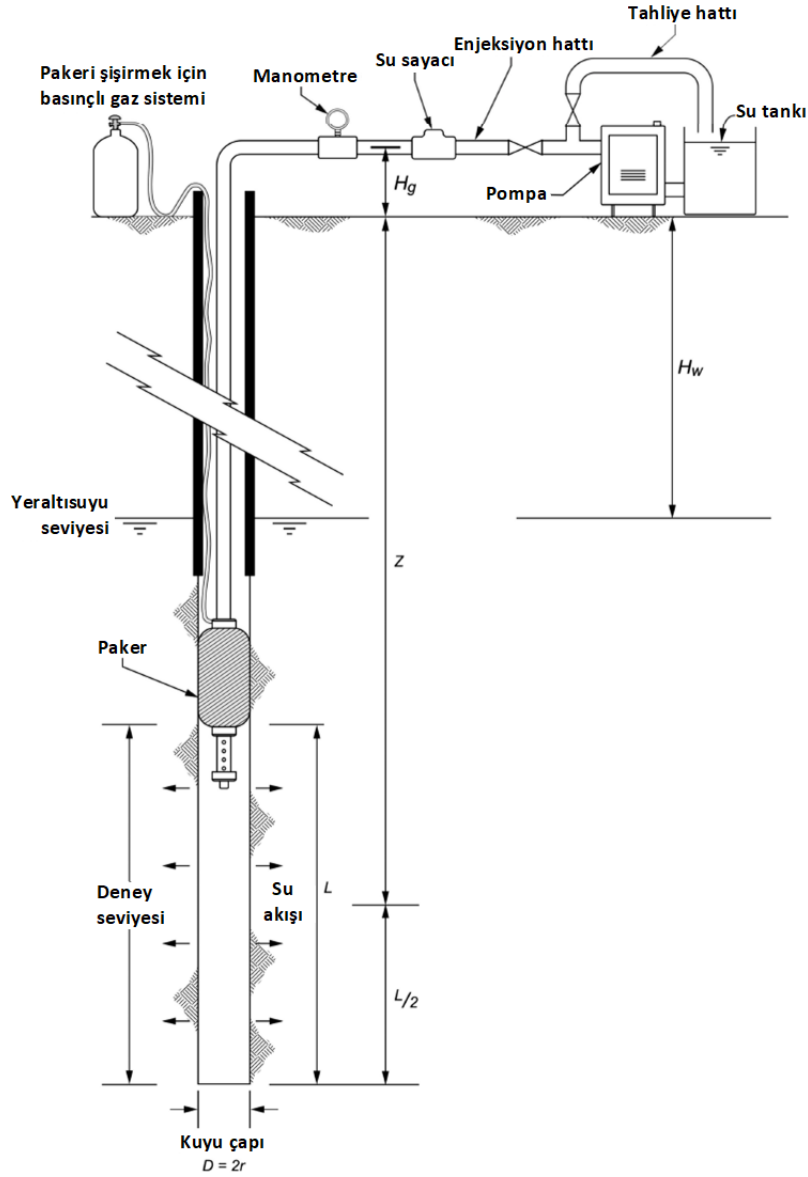
DERİN SONDAJ KUYUSU BASINÇLI SU DENEYİ UYGULAMASI

Çalışma alanı ve civarında, baskın olarak ofiyolitik kayaçlar yer almaktadır. Proje kapsamında, 500'den daha derin olan 9 sondaj kuyusu delinmiştir (Şekil 2). Kuyuların tamamında ofiyolitik birimlerin geçildiği kuyularda deney seviyesine kadar kırıntılı ve deney seviyeleri (kademeler halinde) karotlu olarak delinmiştir. Karotlu seviyelerin delinmesinde wire-line takım kullanılmıştır. Çünkü, wire-line takımlar ile alınan karotun kuyudan çıkartılması için tüm takımın kuyudan çekilmesine gerek bulunmamaktadır (Özdemir ve Özdemir, 2006; Özdemir, 2018). Bu bildiride, SK-4 kuyusunda yapılan delgi işlemi ve BST deneyi uygulaması incelenecektir.

Delgi İşlemi

SK-4 kuyusunda ilk olarak 150 metre derinliğe kadar 5 7/8" çaplı üç konili matkap ile kırıntılı ilerlenmiş ve kuyuya HW muhafaza boruları indirilmiştir (Şekil 4). Daha sonra takıma 98 mm çaplı PDC matkap bağlanarak 600 metre derinliğe kadar kırıntılı ilerlenmiş ve NW muhafaza borusu indirilmiştir. 600 metre derinlikten 750 metre derinliğe kadar 76 mm PDC matkap ile kırıntılı ilerleme yapılmıştır (Şekil

3). Kırıntılı ilerleme esnasında, zaman zaman ofiyolitik birimlerdeki duraysızlık nedeniyle ilerlemede güçlükleri yaşanmıştır. Bu güçlüklerin aşılabilmesi için problemleri seviyeler, 1.75 gr/cm^3 yoğunluktaki çimento şerbeti ile çimentolanmıştır. 24 saat beklendikten sonra, wire-line takım inilmiş ve karotlu ilerleme yapılmıştır.

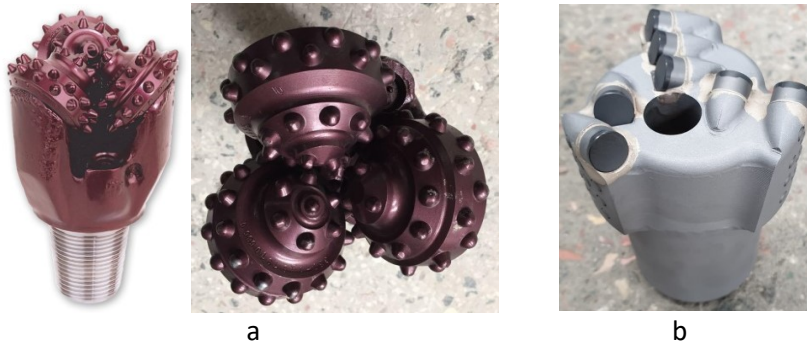


Şekil 1. Tek lastikli BST ekipmanları ve deneyin yapılışı

Kuyuya çimentolama işleminden sonra wire-line takım indirilmesinin sebebi, hem çimentonun delinmesi sırasında PDC matkap tahribatını önlemek, hem de çimentolama işleminin başarılı olup olmadığını kontrol etmektir. Kuyudan wire-line takımla alınan çimento karotları sayesinde, çimentolama işleminin başarılı olduğu görülmüştür (Şekil 5). Bu işlem sonucunda, formasyon duraylılığı sağlanmış ve yeniden PDC matkap ile kırıntılı ilerleme işlemine devam edilebilmiştir. 750 metre derinlikte takım kuyudan çekilerek, takıma 3 metre uzunluktaki NQ karotiyer bağlanmış ve 782 metre derinliğe kadar karotlu olarak ilerlenerek kuyu tamamlanmıştır (Şekil 4 ve Şekil 6). Kuyuların delinmesi sırasında, $1,06 - 1.10 \text{ gr/cm}^3$ ağırlığında CMC katkılı bentonit çamuru kullanılmıştır.



Şekil 2. Çalışma alanının jeolojisi (Yeşil renkli alanlar: Peridotit, piroksenit, harzburgit, serpantin; mavi renkli alanlar: Mesozoik-Tersiyeer yaşlı sedimanter kayaçlar, beyaz çizgi: tünel güzergahı, SK: sondaj kuyusu)

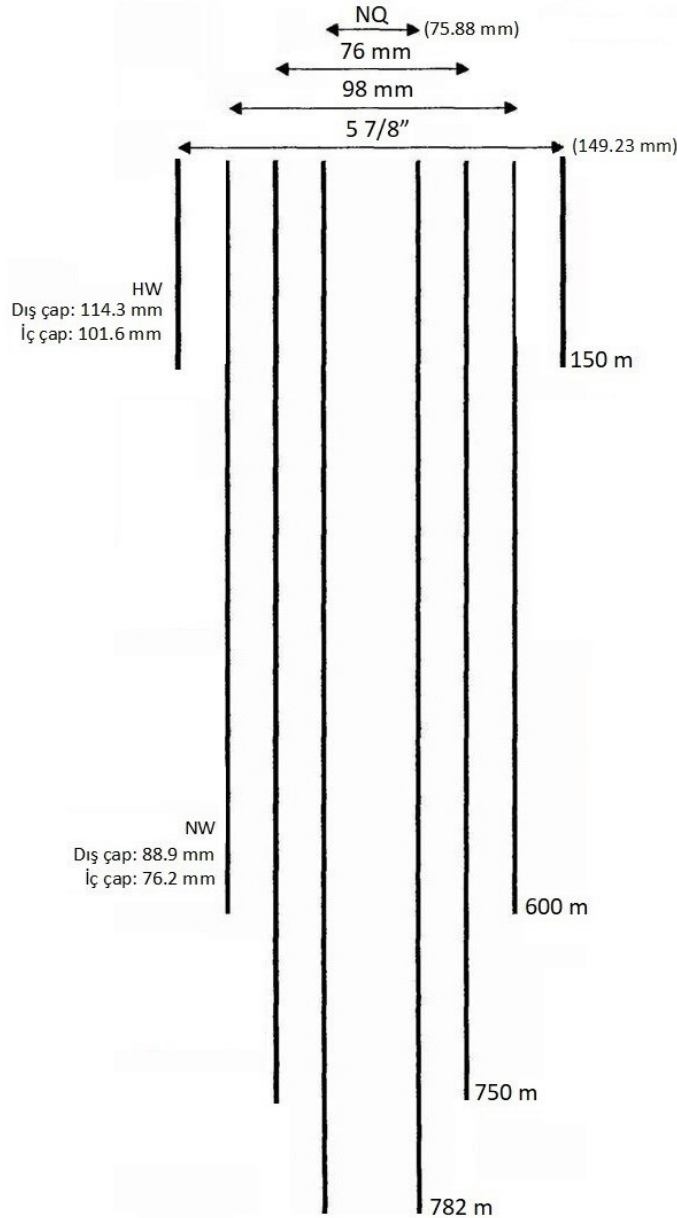


Şekil 3. Delgi işleminde kullanılan matkaplar. a. Tungsten karbid dişli üç konili matkap, b. PDC matkap

Wire-Line Takımla Basıncılı Su Deneyi

Tünel güzergahı boyunca açılmış olan derin sondaj kuyularında, geçirimsizliğin belirlenmesi için 9 kuyuda BST deneyleri yapılmıştır (Çizelge 1). Deney sırasında her basınç kademesinde 10 dakika beklenerek, su kaçakları 5'er dakikalık aralarla kaydedilmektedir. Deneyde uygulanacak deney seviyesi (kademe boyu) uzunlukları, kayacın fiziksel ve yapısal özelliklerine göre değişmektedir. Geçirimsiz ve homojen özellikli bir kayacda, 5-10 m'lik kademeler uygulanabileceği gibi, çok geçirimli ve değişken

özellikteki kayalarda, kademe boyu 1 m'ye kadar düşürülebilmektedir. Çok geçirimli ve su kaçaklarının değişim gösterdiği seviyelerde ise, geri dönüşlü basınçların uygulanması gerekmektedir. Çalışma alanındaki ofiyolitik birimlerin zayıf ve çökebilen birimler olduğunun delgi sırasında anlaşılması nedeniyle kuyularda tek lastikli BST deneyleri uygulanmıştır. BST deneyleri, ilerlemeye paralel olarak tünel geçiş kotunun 10 m üst kotundan başlamak üzere ve tünel geçiş kotunun 10 m alt kotuna kadar her 5 metrede bir derinliğe göre değişen basınçlarda yapılmıştır. BST deneylerinde, zaman ve maliyet açısından geri dönüşümsüz basınçlar uygulanabilmektedir. Ancak, su basılan kademelerdeki çatlak - kırıkların özelliklerinin belirlenmesi açısından geri dönüşümlü basınçların uygulanmasının daha doğru olması ve daha hassas deney sonuçları elde edilmesi nedeniyle proje kapsamındaki BST deneylerinde geri dönüşümlü (her bir deney seviyesi için önce yukarıdan aşağıya sonrada aşağıdan yukarıya) basınçlar uygulanmıştır. BST deneylerinde, wire-line takımla uyumlu ikili paker sistemi kullanılmıştır (Şekil 7). Üst paker, basılan suyun geri gelmemesi için wire-line takım içerisinde şişirilmiştir. Alt paker ise, deney yapılacak seviyenin 5 metre yukarısında olacak şekilde şişirilmiştir. Deneyler, her 5 metrelik kısımdaki su kaybı ölçülerek tamamlanmıştır (Şekil 8).



Şekil 4. 782 m derinliğindeki sondaj kuyusunun tasarımı



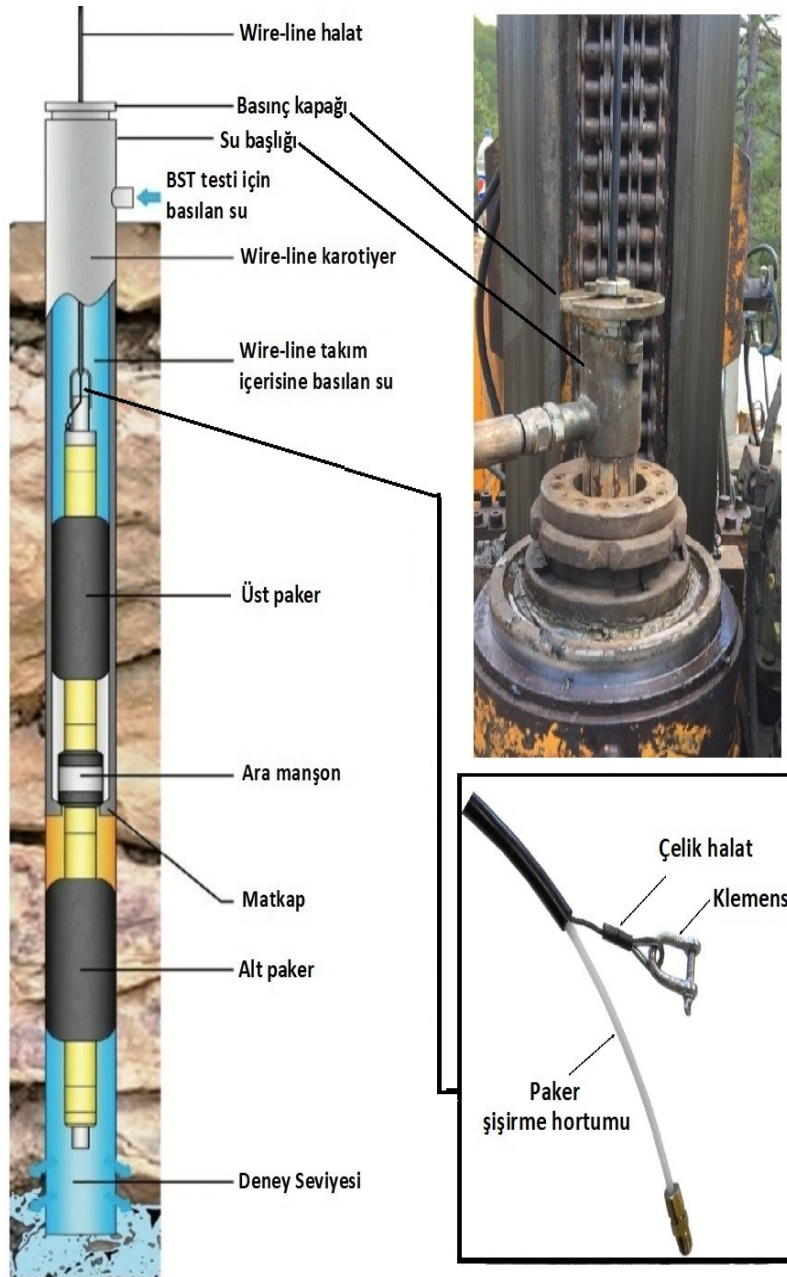
Şekil 5. Çimentonun priz alması beklendikten sonra kuyudan alınan çimento karotları



Şekil 6. SK-4 kuyusunda BST deneyi yapılan 757 - 782 m derinliklerinden alınan karotlar

Çizelge 1. Çalışma alanında yapılan BST deneyleri

Kuyu No	Kuyu Derinliği (m)	Deney Derinlik Aralıkları - Kademeler (m)
SK-1	72	45 - 72
SK-2	589	565 - 589
SK-3	702	677 - 702
SK-4	782	757 - 782
SK-5	712	687 - 712
SK-6	542	517 - 542
SK-7	383	357 - 383
SK-8	505	480 - 505
SK-9	452	427 - 452



Şekil 7. Wire-line takımla BST deneyi yapılışı



757.00-762.00 MT ARASI

2	4	6	8	10	8	6	4	2
1.5 DK 28	30	32	35	37	39	37	34	30
2.5 DK 29	29	33	34	40	38	35	32	31

762.00-767.00 MT ARASI

2	4	6	8	10	8	6	4	2
1.5 DK 36	40	47	55	60	60	50	44	40
2.5 DK 35	42	50	57	62	61	49	43	41

767.00- 772.00 MT ARASI

2	4	6	8	10	8	6	4	2
1.5 DK 52	56	57	68	70	62	49	47	45
2.5 DK 50	51	60	67	71	61	52	46	45

772.00- 777.00 MT ARASI

2	4	6	8	10	8	6	4	2
1.5 DK 41	57	50	52	54	56	49	45	35
2.5 DK 40	55	51	53	55	56	50	44	40

777.00- 782.00 MT ARASI

2	4	6	8	10	8	6	4	2
1.5 DK 39	57	66	72	73	70	67	60	40
2.5 DK 41	61	65	71	75	72	66	62	42

Şekil 8. BST deneyi sırasında manometre ve su sayacı okuma işlemi ve elde edilen sonuçlar (SK-4 kuyusu)

Wire-Line Takımla Derin Sondaj Kuyusu BST Uygulaması Sırasında Karşılaşılan Problemler ve Çözümleri

782 m derinlikteki sondaj kuyusunda BST deneyinin yapılması için gerekli ekipmanlar hazırlanmış ve paker wire-line halat ile 782 m derinliğe indirilmiştir. Yeraltısuyu seviyesi 241 m olan kuyuda, pompa aracılığıyla 20 bar basınç uygulanarak paker su basıncı ile şişirilmek istenmiştir. Bu su basıncında, pakerin şişmemesi nedeniyle pakerin şişmesi için önce 30 bar daha sonra da 40 ve 50 bar basınç uygulanmıştır. Wire-line halat ile pakerin tutup tutmadığının kontrolü işleminde, pakerin şişmediği ve kuyuyu duvarına tutmadığı anlaşılmış ve paker kuyudan çekilmiştir. Takım 5 metre yukarıya çekilerek 782 metre olan kuyuda 777 metreden deney yapılmak istenmiştir. Ancak, bu seviyede de deney yapılamamıştır. Pakerin kuyudan çekilmesi istenmiş, fakat paker 500 metreye kadar çekilebilmiştir. Wire-line halatı ve paker hortumunu kopartmak suretiyle takım kuyu dışına alınmak zorunda kalmıştır. Wire-line halat ve hortum çekildiğinde, orijinalde dairesel olan hortumun yassı bir hal aldığı (düzleştiği) ve harklı seviyelerinin birbirine yapıştığı gözlenmiştir. 782 metre derinlikte kuyudaki basınç nedeniyle, hortumun bu şekilde bir hal aldığı ve uygulanan 50 bar basınca karşın kuyu basıncının karşılanamaması nedeniyle deneyin başarılı olmadığı kanaatine varılmıştır. Takım içerisinde sıkışmış olan paker, takım komple kuyu dışarısına alındıktan sonra kuyudan çıkartılan tijler kesilerek kuyudan çıkartılabilmektedir. Takım çekildiğinde, pakerin bir miktar hortum ile birlikte 350 metre derinlikte NQ tijler içerisinde sıkıştığı (bir kısım hortumla beraber) görülmüştür.

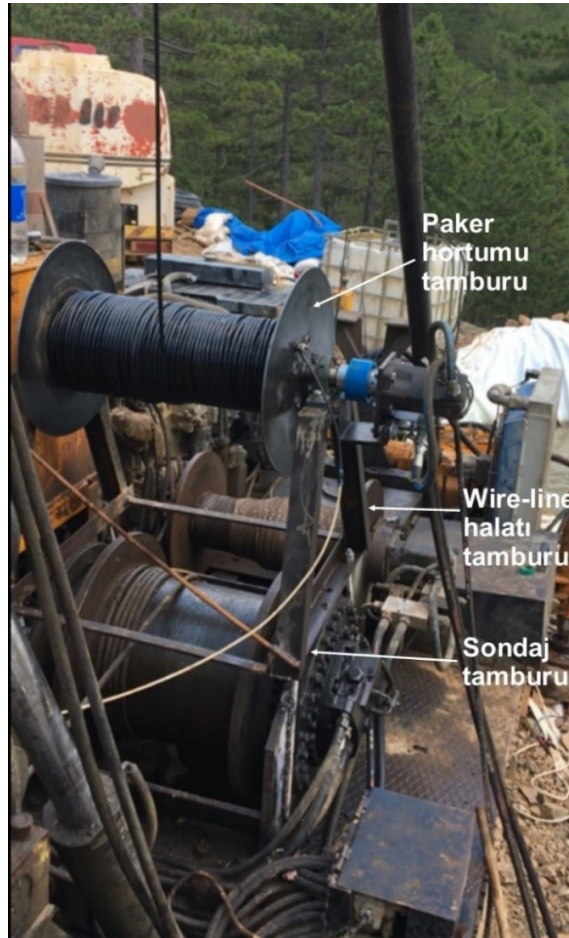
Paker, 500 metre derinliğe kadar rahat bir şekilde çekilebilmesine karşın takımın içerisinden alınamamıştır. Paker kuyudan almak için wire-line halat ve üzeri bant ve plastik kelepçelerle bağlanmış olan hortum çekilmeye başlandığında, hortumların ek yerlerinden ve zayıf kısımlarından şiştiği ve patladığı gözlemlenmiştir. Ayrıca, bantlanmış ve kelepçelenmiş olmasına karşın wire-line halattan sıyrılarak belirli kısımlarda yığıldığı görülmüştür. Wire-line halat ve hortum, asılma işlemi sonucunda kopartılarak kuyu dışarısına alınabilmektedir. Yaşanan bu olaydan derin kuyu BST deneylerinde, paker şişirme hortumu ve halatın mutlaka birlikte sarılı olduğu birleşik bir tasarımın kullanılması gerektiği kanaatine varılmıştır (Şekil 7).

Kuyuda bulunan 541 metre su sütunu (çamur) bulunması nedeniyle, pakeri 55 veya 60 bar basınçla şişirebilmek için + 20 bar (60 + 20 = 80 bar) daha basınç uygulanması gerektiği sonucuna varılmıştır. Dolayısıyla, uygulama için 90 - 100 bar basınca dayanıklı özel hortum ihtiyacı ortaya çıkmıştır.

Ayrıca, pakerin kuyuda su yerine hava ile şişirilmesine karar verilmiştir (Şekil 9). 120 bar basınca dayanıklı 1000 metre uzunlukta özel çelik telli hortumu imal ettirilmiştir. Ayrıca, 1000 metre uzunluktaki bu özel çelik telli hortumu sarmak ve kuyuya indirip çıkartmak için de sondaj makinasına ilave yeni bir tambur monte edilmiştir (Şekil 10). Bu hortum ve tambur sistemi ile 120 bar basınca dayanıklı bu hortumun iç çapı daraltılmak suretiyle (hortum toplam iç alanına gelen basıncı düşürülerek) derin BST deneyleri sorunsuz bir şekilde yapılabilmektedir.



Şekil 9. Pakeri şişirmek için özel olarak imal edilen 120 bar basınca dayanıklı paker hortumu ve 150 bar basınçlı oksijen tüpü



Şekil 10. 1000 metre uzunluktaki özel çelik telli hortumu sarmak ve kuyuya indirip çıkartmak için sondaj makinasına monte edilen tambur

SONUÇ VE ÖNERİLER

Derin kuyularda, pakerin şişirilebilmesi için uygulanabilecek basınç, kuyu şartları (yeraltısuyu seviyesi vb.) ile ilişkilidir. Bu nedenle, uygulama için yüksek basınçlara dayanıklı çelik telli hortumların kullanılması, bu hortumların sarılması ve kuyuya indirip çıkartılabilmesi için sondaj makinasında da ilave bir tamburun bulunması gereklidir. Ayrıca, pakerin kuyuda su yerine hava ile şişirilmesi daha uygundur. Paker şişirme hortumu ve halatın mutlaka birlikte sarılı olduğu birleşik bir tasarımın kullanılması gereklidir. Bu koşulların sağlanması durumunda, derin BST deneyleri sorunsuz bir şekilde yapılabilir.

TEŞEKKÜR

Bu çalışmada katkıları olan DSİ Genel Müdürlüğü personeline, DSİ Aydın Bölge Müdürlüğü personeline ve DSİ Aydın Bölge Müdürlüğü'nden Jeo. Müh. Sn. Arif ŞAPÇIOĞLU'na teşekkürü bir borç biliriz.

KAYNAKÇA

- Günay, K., 1996. Zemin sondajlarının basınçlı su deneylerinde dikkat edilecek noktalar ve Lugeon deneyi. Sondaj Sempozyumu 96, 89-96
- Özdemir, A. ve Özdemir, M., 2006. Jeoteknik Etüt Sondajları. Belen Yayıncılık, 234 s.
- Özdemir, A., 2009. Sondaj Tekniğine Giriş. Mattek Matbaası, 74 s.
- Özdemir, A., 2012. Kayaların Delinebilirliği (Sondajcılık Uygulamalarına Giriş). Elma Matbaası, 101 s.
- Özdemir, A., 2018. Maden Aramada Wire-Line Karotlu Sondaj Tekniği. 289 s.
- Şekercioğlu, E., 2007. Yapıların Projelendirilmesinde Mühendislik Jeolojisi. TBMMOB Jeoloji Mühendisleri Odası Yayını No:28, 286 s.
- Yağcıoğlu, Ö., 2017. Farklı Jeolojik Ortamlarda Yapılan Basınçlı Su Testi Verilerinin Değerlendirilmesi. Pamukkale Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı, Dönem Projesi, 63 s.
- TS EN ISO 22282-3, 2014. Jeoteknik Etüt ve Deneyler - Hidrojeolojik Deneyler - Bölüm 3: Kayaçlarda Basınçlı Su Deneyleri, 36 s.

ORTA ANADOLU’DA DERİN KAROTLU BİR TUZ ARAMA SONDAJI UYGULAMASI
A DEEP DIAMOND CORE DRILLING APPLICATION FOR SALT EXPLORATION IN CENTRAL ANATOLIA

H. Turan^{1,*}, A. Özdemir²

¹ *Dokuz Eylül Üniversitesi, Sondaj Teknolojisi Bölümü, İzmir*
 (*Sorumlu yazar: huseyinturan-61@hotmail.com)

² *Atatürk Üniversitesi, Jeoloji Mühendisliği Bölümü, Erzurum*

ÖZET

Tuzlarda; sertlik, kırık, çatlak vb. gibi özelliklere sık olarak rastlanmaz. Bu tip formasyonlarda, daha çok kullanılan sondaj çamurunun özellikleri önem kazanmaktadır. Tuz zonlarında, yer yer killer-kiltaşları ile karşılaşmaktadır. Bu killi zonlar-kiltaşları, uygun matkap devri ve çamur tipi ile delinmezse, matkaba ve takıma yapışarak matkap ve takım etrafında bir kil kütlesi oluşturarak takımın hem dönmesini hem de ilerlemeyi engellemektedir. Sarma adı verilen bu olayla sınırlı da olsa, tuz sondajlarında karşılaşmaktadır. Ayrıca, bu killi seviyeler/anhidritler eriyerek sondaj çamuruna karışmakta, çamur yoğunluğunu ve pompa basıncını artırmakta ve pompa arızalarına sebep olmaktadır. Bu nedenle, bu tip formasyonların sondajında pompa basınçlarındaki kayıplar iyi hesaplanmalıdır. Sondaj sırasında, yer yer küçük ölçekli göçmeler meydana gelebilmektedir. Bu zonların borulanması veya çimentolanması gerekebilir. Çalışma ortamı, tuz olduğu için çamurun kuyuya basılmadan önce tuza doyurulması gereklidir. Bu sayede, delinecek tuz formasyonunun dolayısıyla karotun eritilmesi engellenmiş olur. Delinen birimlerin homojen olması (çeşitlilik göstermemesi) ve birimin fazla miktarda süreksizlik (çatlak, kırık vb.) içermemesi nedeniyle formasyon kaynaklı önemli kuyu sapmaları görülmemektedir. Bu çalışmada, 1500 m derinlikteki bir karotlu tuz arama sondajının borulama ve çimentolama programı ve operasyonları, ilerleme güçlükleri ve bu güçlüklerin aşılması amacıyla uygulanan teknikler ve kullanılan çamurun özellikleri incelenmiştir.

Anahtar Sözcükler: tuz sondajı, karotlu sondaj, elmaslı sondaj, ilerleme güçlükleri, sondaj çamuru

ABSTRACT

In salt formation, hardness, cracks, fractures, etc. are not often found. In this type of formation, the properties of the used drilling mud mostly gain importance. In the salt zones, clays-claystones are encountered in places. If these clayey zones-claystones cannot be drilled with the optimum rate of penetration and drilling mud type, they adhere to the bit and the drill pipes and form a clay mass around the drill and drill pipes, preventing both the rotation and penetration of the drill string. This phenomenon, which is called "balling", is encountered in salt drilling, albeit limited. Besides, these clayey levels/anhidrites dissolved and mix with the drilling mud, increasing the mud density and pump pressure, and causing pump failures. For this reason, losses in pump pressures should be well calculated when drilling in these types of formations. During drilling, small-scale collapses may occur in places. In these zones may need to be casing set up or cementation operations. Since the drilled formation is salt, the drilling mud must be saturated with salt before it is pumped into the borehole. In this way, dissolution of the core due to salt formation to be drilled is prevented. Since the drilled units are homogeneous and do not show many discontinuities (cracks, fractures, etc.) of the unit, significant borehole deviations due to formation are not observed. In this study, in a 1500 m deep diamond core drilling for salt exploration, the casing design and cementing operations, the rate of penetration difficulties and the techniques applied to overcome these difficulties, and the properties of the drilling mud used were investigated.

Keywords: salt drilling, core drilling, diamond drilling, rate of penetration problems, drilling mud

GİRİŞ

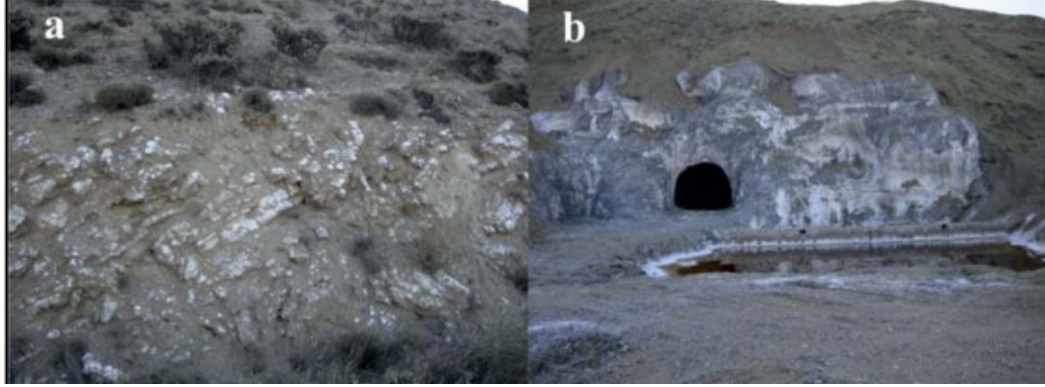
Yeraltı tuz yatakları, dünya genelinde en fazla kuzey yarımkürede, özellikle Rusya, Ortadoğu, Kuzey Avrupa ve Kuzey Amerika'da bulunmaktadır. Ülkemizde ise, Orta, Güney ve Doğu Anadolu bölgelerinde yer almaktadır (Şekil 1). Orta Anadolu'da yaşanan büyük bir regresyon (deniz gerilemesi) olayı ve kuzey ve güney Anadolu'daki sıkışmalar sonucunda, Orta Anadolu'da dağ içi havzalar oluşmuştur. Bu dağ içi havzaların tuzlu bataklık ortamlarında ve kurak iklim koşullarında tuz ve jips vb. gibi evaporitik birimler çökelmiştir (Şekil 2) (Uygun, 1981, 1982; Ünüçok ve diğ., 1981). Çalışma alanı ve çevresinde geniş yayılım sunan İncik formasyonunun Sekili evaporit üyesi, bu tuz ve evaporitik birimlerden oluşmaktadır (Gülen, 2011). Birimin kalınlığının, Çankırı-Çorum Havzası'nda ve İncik çevresinde 3100 m dolayında olduğu belirtilmiştir (Birgili ve diğ., 1975). Çalışma alanı ve çevresinde ise birimin kalınlığı, 1100-1500 m olarak tahmin edilmiştir (Dönmez ve diğ., 2005).



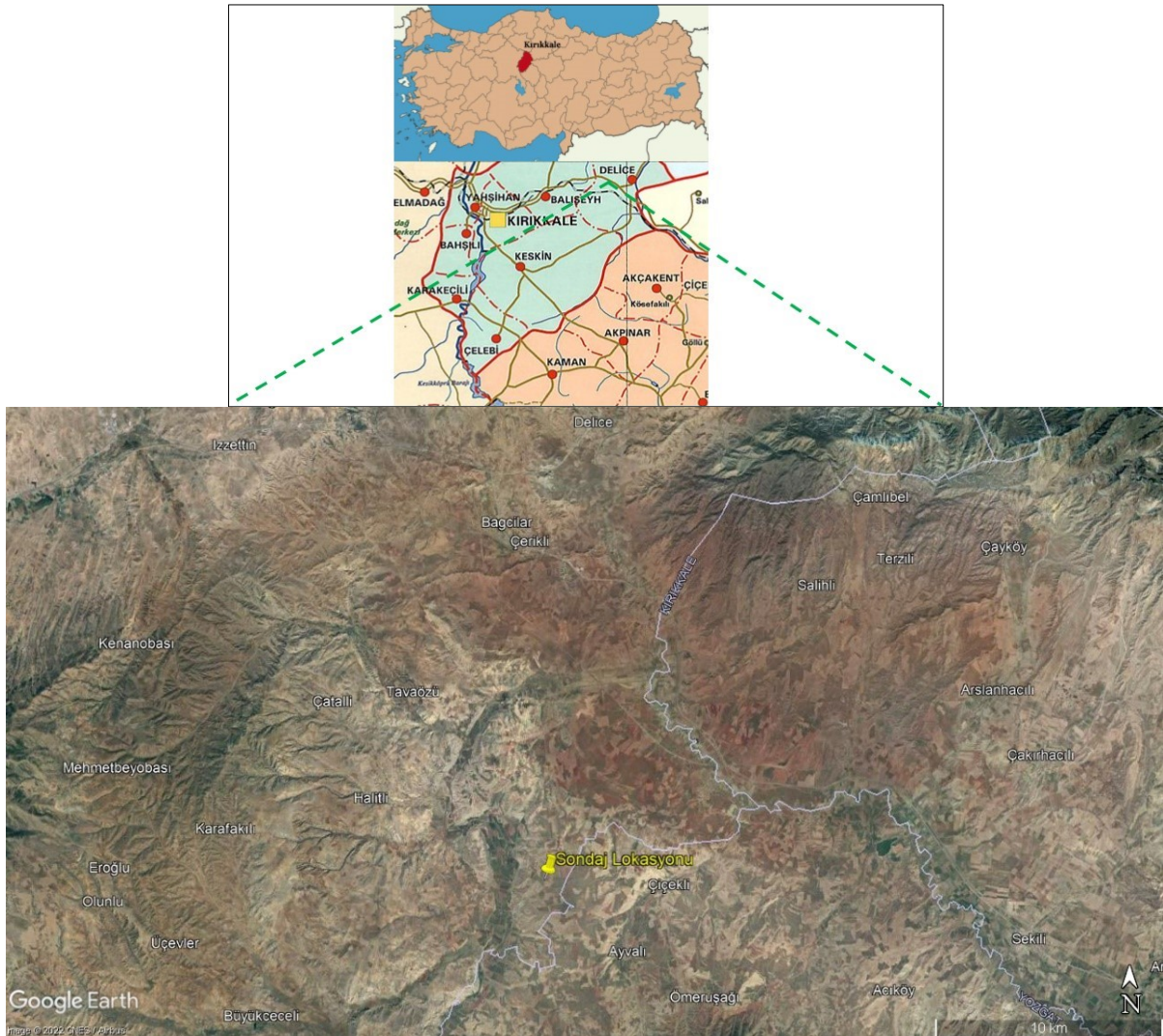
Şekil 1. Dünya geneli yeraltı tuz yatakları (Folle, 2008). 1-Sverdrup havzası, 2-Fort Norman havzası, 3-Elk Point havzası, 4-Williston havzası, 5-Michigan havzası, 6-Silurian havzası, 7-Gulf of St. Lawrence Tuz Bölgesi/Maritime havzası, 8-Green River havzası, 9-Sevier havzası, 10-Permian havzası, 11-Paradox havzası, 12-Virgin River Vadisi, 13-Supai havzası, 14-Gulf Coast havzası/Mexico Körfezi, 15-Eastern Cordillera, 16-Marañon & Ucayali havzası, 17-Piñipiñi/Manú Alanı, 18-Amazon havzası, 19-Sergipe-Alagoas havzası, 20-Espirito Santo & Campos havzası, 21-Neuquen havzası, 22-West England ve Northern Ireland Keuper havzaları, 23-Central European havzası, 24-Alpin havzası, 25-Carpathian havzası, 26-Rhine-Rhone Vadisi, 27-Aquitaine/Cantabrian havzası, 28-East Spanish havzaları (Ebro havzası vb.), 29-Lusitanian havzası-Atlantic Marocco, 30-Essaquira havzası, 31-Atlas havzası, 32-Central Sicily havzası ve Crotone havzası (Messiniantuzu), 33-Ghadames havzası, 34-Syrte havzası, 35-Anadolu havzası, 36-Dnjepr-Donets & Pripyat Çöküntüsü, Morsovo havzası, 37-Eastern Russia Platformu & Fore-Urals Çukuru, 38-Pre-Caspian & Volga-Ural Foredeep havzası, 39-Red Sea havzası, 40-Danakil Çöküntüsü, 41-Cuanza havzası/Congo havzası, 42-Mandawa Tuz Yatağı, 43-Marib-Shabwa havzası, 44-Sir-Sayun havzası, 45-Ghaba Tuz havzası, South Oman Tuz havzası, Fahud Tuz havzası, 46-Hormuz Tuz havzası, 47-Gotnia havzası, 48-Fars havzası, 49-NW Iranian havzası, 50-Central havzası, 51-Kerman havzası, 52-Salt Range, 53-Mandi Tuz Yatağı, 54-Tadjik Çöküntüsü & Armu Darja havzası, 55-Chu-Sarysu havzası, 56-Slavgorod Alanı, 57-West Tarim havzası, 58-Irkutsk Çöküntüsü, 59-Beresovskoj ve Kempendjaiskoj Çöküntüsü, 60-Nordvic-Hatangskij havzası, 61-Sichuan havzası, 62-Lamping havzası, 63-Simao havzası, 64-Khorat Platosu (Sakhon-Nakhon ve Khorat Alt havzası), 65-Jiangnan havzası, 66-Jingnan havzası, 67-Huaian Tuz havzası, 68-Bonaparte havzası, 69-Canning havzası, 70-Officer havzası, 71-Amadeus havzası, 72-Arkaringa havzası, 73-Adavale havzası

Literatürde, kalın tuz formasyonlarında pek çoğu petrol ve doğalgaz sondaj uygulamaları olmak üzere bazı çalışmalar bulunmaktadır (Sheffield ve diğ., 1983; Holt ve Johnson, 1986; Yünsel, 2001; Ersoy ve Yünsel, 2001; Whitfill ve diğ., 2002; Dusseault ve diğ., 2004; Israel ve diğ., 2008a,b; Liguó ve diğ., 2008; Chatar ve diğ., 2010; Omojuwa ve diğ., 2011; Håpnes, 2014; Vedøy, 2015; Amer ve diğ., 2016; Lin diğ., 2019). Bu çalışmada ise, tuz formasyonlarında derin bir karotlu sondaj uygulaması konu edinilmiştir.

Bu amaçla, Kırıkkale ili Delice ilçesine bağlı Ocakbaşı köyü sınırları içerisinde delinen 1501 m derinliğinde delinen karotlu bir tuz arama sondajının borulama ve çimentolama programı ve operasyonları, ilerleme güçlükleri ve bu güçlüklerin aşılması amacıyla uygulanan teknikler ve kullanılan çamurun özellikleri incelenmiştir (Şekil 3).



Şekil 2. Ödemişli ve Ocakbaşı köyleri (Delice-Kırıkkale) arasında Sekili evaporit üyesinden görünüm. a) Bir mostra, b. Bir tuz ocağı (Gülen, 2011'den).

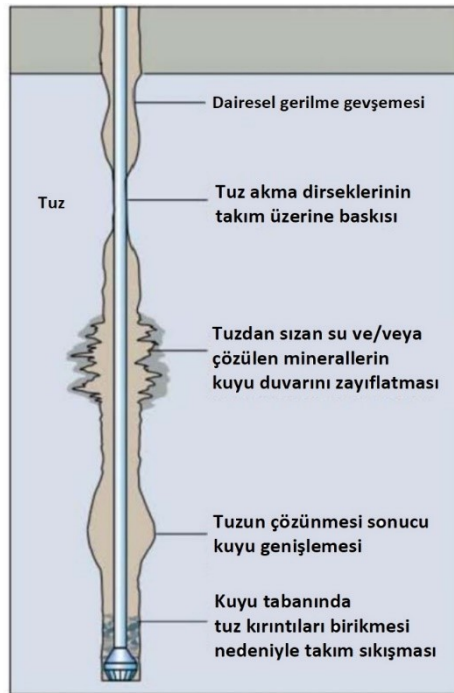


Şekil 3. Sondaj lokasyonunun yerbulduru haritası

KALIN TUZ FORMASYONLARINDA SONDAJ TEKNİĞİ

Kalın tuz formasyonlarının yapısı, homojen değildir. Tuz formasyonları, saf halitten (sodyum klorür), anhidrit (kalsiyum sülfat), silvit, potas, eser miktarda diğer minerallerinden oluşabilir. Kil-kiltaşları ve marn vb. gibi birimler ile de aralanmalı olabilir veya bantlar halinde bu birimleri içerebilir (Håpnes, 2014). Tipik olarak kalın tuz formasyonlarının delinmesi sırasında karşılaşılan ana sorunlar şunlardır (Şekil 4):

1. Tuz içerisindeki hareketli şeyller/killer/kiltaşları nedeniyle matkap ve takımı kil sarması
2. Tuz formasyonu boyunca ve/veya tuz formasyonu üstünde veya altında bulunan hareketli şeyller/killer/kiltaşları nedeniyle kuyu genişlemesi/yıkılmaları
3. Tuzun çözünmesi sonucu kuyu genişlemesi
4. Tuzdan sızan su ve/veya çözülen minerallerin kuyu duvarını zayıflatması
5. Tuzun çözünmesi sonucu kuyu genişlemesi
6. Tuz akmasının neden olduğu aşırı tork ve formasyondan takım üstüne baskılar/takımı sıkma
7. Kuyu tabanında tuz kırıntıları birikmesi nedeniyle takım sıkışması
8. Kuyu genişlemesi sonucunda kuyu sapması
9. Aşırı sondaj çamuru sarfiyatı



Şekil 4. Tuz formasyonlarının sondajında yaşanabilecek problemler (Farmer ve diğ., 1996; Mohammed ve diğ., 2019'dan).

Tuzlarda; sertlik, kırık, çatlak vb. gibi özelliklere sık olarak rastlanmaz. Bu tip formasyonlarda, daha çok kullanılan sondaj çamurunun özellikleri önem kazanmaktadır. Tuz zonlarında, yer yer killer-kiltaşları ile karşılaşmaktadır. Bu killi zonlar-kiltaşları, uygun matkap devri ve çamur tipi ile delinmezse, matkaba ve takıma yapışarak matkap ve takım etrafında bir kil kütlesi oluşturarak takımın hem dönmesini hem de ilerlemeyi engellemektedir. Sarma adı verilen bu olayla sınırlı da olsa, tuz sondajlarında karşılaşılmaktadır. Ayrıca, bu killi seviyeler/anhidritler eriyerek sondaj çamuruna karışmakta, çamur yoğunluğunu/viskozitesini ve pompa basıncını artırmakta ve pompa arızalarına sebep olmaktadır. Bu nedenle, bu tip formasyonların sondajında pompa basınçlarındaki kayıplar iyi hesaplanmalıdır. Sondaj sırasında, yer yer küçük ölçekli göçmeler meydana gelebilmektedir. Bu zonların

borulanması veya çimentolanması gerekebilir. Çalışma ortamı, tuz olduğu için çamurun kuyuya basılmadan önce tuza doyurulması gereklidir. Böylece, delinecek tuz formasyonunun dolayısıyla çamur içerisinde çözünmesi ve karotun eritilmesi engellenmiş olur. Delinen birimlerin homojen olması (çeşitlilik göstermemesi) ve birimin fazla miktarda süreksizlik (çatlak, kırık vb.) içermemesi nedeniyle formasyon kaynaklı önemli kuyu sapmaları görülmemektedir (Özdemir, 2009, 2018). Kalın tuz formasyonlarının bulunduğu havzalarda sondaj yapılırken, ilk sorunlar tuz yapılarının üzerindeki formasyonlarda görülebilir. Çünkü, tuzun yoğunluğu gömülme derinliği ile artmaz. Tuz formasyonlarının yoğunluğu, çevredeki formasyonlardan daha düşük olduğu için tuz formasyonları göçmeye (tuz çevresinde moloz bölgeleri oluşması) ve üstteki kayaları itmeye başlayacaktır (tuz formasyonunun altında veya bitişiğinde yer alabilecek moloz bölgesi, genellikle gevşek kuma gömülmüş bir dizi oldukça hareketli şeyl parçalarından oluşur). Sıkıştırma kuvveti ve tuz tektoniğinin birleşik etkisiyle, tuz yapılarını çevreleyen formasyonlarda karmaşık gerilme modelleri oluşabilir ve sondajcılık açısından önemli tehlikeli durumlara yol açabilir. Tuz formasyonları delinirken, tuzun akma özelliği de bazı sorunlara yol açabilir. Kuyuya tuz akışı, kuyuda delgi ve borulama işlemlerini engelleyebilir. Bu durumlar, takım sıkışmasına, kuyu stabilite sorunlarına ve delgi sırasında takımda ileri seviyede darbe ve titreşimlere neden olabilir. Sondaj sırasında kuyuya tuz akması, zamanın pozitif bir fonksiyonudur. Bu nedenle, delgi zamanını olabildiğince azaltmak tuz akması ile ilgili yaşanabilecek problemleri azaltacaktır. Yani, tuz formasyonlarında delme işlemleri hızlı bir şekilde (yüksek hızlı ilerleme) gerçekleştirilmelidir (Özdemir, 2012; Håpnes, 2014; Özdemir ve diğ., 2018).

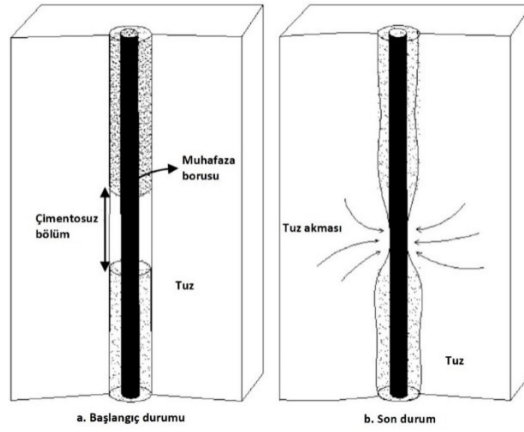
Tuz sondajları, sondaj uygulamalarının en güç işlemlerinden birisi olarak tanımlanabilir. Kalın tuz formasyonlarında, her tür sondaj uygulamasında sondaj ekibi oldukça farklı ve riskli bir çalışma ortamıyla karşı karşıyadır. Tuz akabilir ve/veya deforme olabilir bir jeolojik birimdir. Bu özellik, tuzun sorunlu özelliklerinden biridir (İsrail ve diğ., 2008a,b). Sedimanlar, tuzun üzerinde biriktiğinde ve sıkışmaya başladığında, belirli bir aşamadan sonra örtü tabakasının yoğunluğu tuzun yoğunluğuna eşit olduğu kritik bir derinliğe ulaşılır. Bu noktada, tuz akışı başlar (Fossum ve Fredrich, 2002). Sıcaklık ve gerilme farklılıkları, tuz akması için ana etkenlerdir. Kalın tuz tabakalarının sondajı, bu özellikler nedeniyle diğer formasyonların sondajından oldukça farklıdır. Bu farklılıklar; (1) kuyu stabilitesi, (2) sondaj çamuru, (3) çimentolama, (4) muhafaza borusu tasarımı ve (5) sapma kontrolünü içerir (Håpnes, 2014).

Kuyu Stabilitesi

Tuzda, yerinde gerilmenin tüm yönlerde aynı ve aşırı yük gerilmesinin ağırlığına eşit olduğu varsayılır. Sondaj sırasında, çamurdan gelen hidrostatik basınç tuz gerilmesinden daha düşükse, tuz kuyuya akmaya başlayacaktır. Tuz gerilmesi ile çamur ağırlığı hidrostatik basıncı arasındaki sıcaklık ve fark basınç arttığında, tuzun akma hızı artar. Bu durum, sığ derinliklerde nadiren görülen bir sorundur. Ancak, derin kuyularda bu durum, akma hızının artmasına neden olur. Tuz kuyuya akmaya başlarsa, kuyuyu daraltarak takım sıkışmasına ve muhafaza borusunun içe çökmesine/daralmasına neden olabilir (Şekil 5 ve 6) (Infante ve Chenevert, 1989; Carcione ve diğ., 2006; Håpnes, 2014). Leyendecker ve Murray (1975) tarafından, tuz akmasını önlemek ve kontrol etmek için gereken çamur ağırlığını belirlemek için yaygın olarak kullanılan bir diyagram geliştirilmiştir. Bu diyagramdaki eğriler, sonlu eleman teknikleri ile statik plastik teorisine dayanmaktadır. Bu eğriler; gerilme, sıcaklık ve akma hızının belirli kuyu içi koşulları için olduğundan, Barker ve diğ. (1994) tuz akmasını kontrol edecek çamur ağırlıklarını belirlemek için basit bir analitik denklem geliştirmişlerdir. Bu denklem, farklı gerilme, sıcaklık ve kapanma oranı kombinasyonlarında hesaplamalara izin vermektedir.

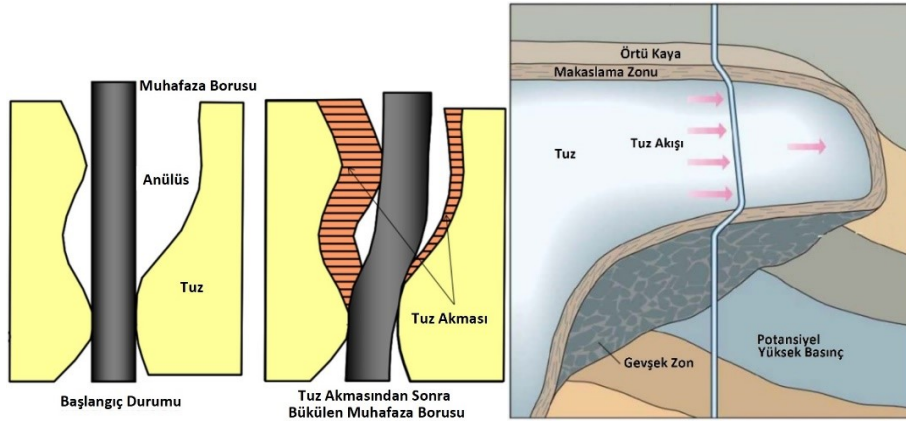
Tuzun, nispeten düşük basınç dayanımına (UCS) sahip olduğu bilinmektedir. Tuzun UCS değeri nispeten düşük olsa da, benzer UCS'ye sahip diğer formasyonlara kıyasla bu formasyonu delerken önemli ölçüde daha yüksek bir tork ve ağırlık gerekir. Bu ekstra enerji ihtiyacının nedeni, tuzun plastik yapısından ve sondaj sırasında kuyuya akma özelliğinden kaynaklanmaktadır. Bahsedilen bu iki neden, sondörler için tuz sondajlarının en büyük zorluklardan bazılarını temsil etmektedir (Håpnes, 2014). Tuzun en belirgin özelliği, herhangi bir diferansiyel gerilmeye maruz kaldığında izovolümetrik koşullar altında

akma özelliğidir (Willson ve Fredrich, 2005). Bu durum, sondaj sırasında problemlere yol açabilir. Çünkü, kuyu içerisine tuz akacak ve matkap tarafından kazılan hacmin yerini alacaktır (Perez ve diğ., 2008). Bu nedenle, tuz formasyonlarında sondaj yaparken ilerleme hızı önemlidir. Kuyu kısa sürede delinebilirse, tuz akması nedeniyle kuyu kapanma riski en az seviyeye indirilebilir. Tuzda sondaj yaparken, ilerleme hızını en çok hangi parametrelerin etkilediğini belirleyebilmek çok büyük bir avantaj olacaktır. Bu yaklaşım, tuz formasyonlarında güvenli ve verimli sondaj yapılmasına katkıda bulunabilir. İzotropik gerilmeler, yalnızca çok yumuşak çamurlarda ve viskoz kayalarda bulunur. Tuz, viskoz bir akışkan olarak görülebildiğinden, sondaj kuyusundaki çamur basıncı düşey gerilmeden düşük olduğunda kuyuda dengesizlik meydana gelir. Kuyu duvarında, çamur keki oluşmaz. Bu nedenle, çamur basıncının % 100'ü tuz duvarına etki eder (Håpnes, 2014).



Şekil 5. Tuz akması nedeniyle tuz dirseklerinin muhafaza boruları üzerine baskısı:

a. Çimentosuz muhafaza borusu bölümü, b. Çimentosuz bölümün tuz akması nedeniyle doldurulması (Taheri ve Pak, 2020)



Şekil 6. Tuz hareketliliğinin neden olduğu kıvrımlı kuyu (Wang ve Samuel, 2016; Taheri ve Pak, 2020'den)

Sondaj Çamuru

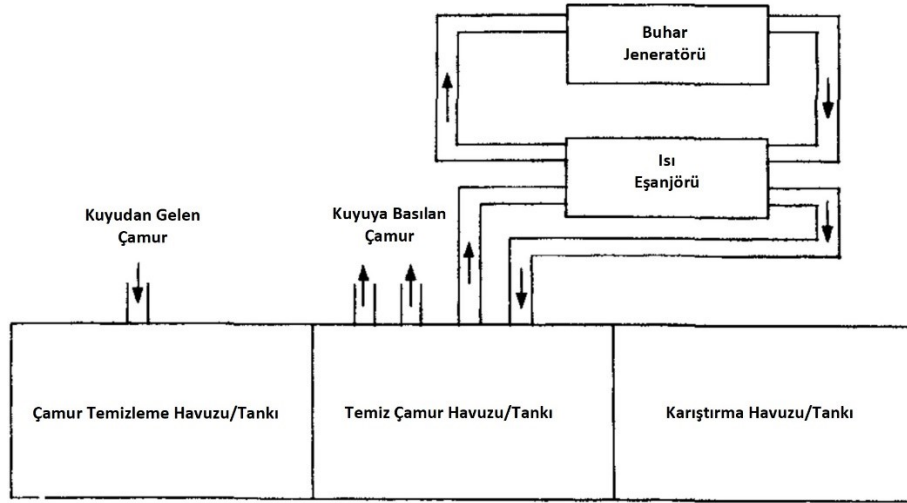
Tuz formasyonlarında sondaj yapılırken, petrol bazlı çamurlara ek olarak kullanılabilecek iki tip su bazlı çamur vardır. Kalın tuz formasyonlarında genellikle az veya yüksek miktarda tuza doymulmuş su bazlı bir çamur kullanılır. Tuz ile az doymulmuş çamur kullanılarak, kuyu akması ile formasyon tuzu çözünmesi ve aşınmasını önlemek çok zordur. Bunun nedeni, kalın tuz formasyonunun üstü ve altı arasındaki tuz akma ve çözünme hızındaki farkın büyüklüğüdür. Bu durum, düzensiz bir kuyu çapına neden olur. Yüksek oranda tuza doymuş su bazlı çamur veya petrol bazlı çamur kullanılarak sondaj sırasında tuzun çözünmesi kontrol edilebilir (Çizelge 1) (Håpnes, 2014). Yüksek oranda tuza doymuş

çamur kullanılmasına rağmen (potasyum/magnezyuma doymuş sondaj çamuru), kuyu genişlemesi bir problem olabilir. Bunun nedeni, sıcaklığın tuz çözünürlüğü üzerindeki etkisidir. Sondaj sırasında, tuza doymuş soğuk çamur kuyuya pompalanır. Kuyu tabanı sıcaklığı, bu çamuru ısıtır ve çamur tuza doymunluk özelliğini yitirir. Bu çamur anülüsten geri dönerken, formasyon tuzunu çözer ve kuyuyu genişletir. Bu çamur yüzeye ulaştığında, düşük sıcaklık çamurdaki fazla tuzun çökmesine neden olur. Çamur sirküle edildiğinde, bu süreç tekrar edecektir. Bu sorunun üstesinden gelmek için, düşük sıcaklıklarda bile tuz çamurlarını aşırı doyurmak için çeşitli inhibitörler geliştirilmiştir. Bu soruna bir başka çözüm de, sirkülasyon sırasında her zaman doymuş bir çamur sağlamak için yüzeydeki çamuru ısıtmaktır (Şekil 7) (Muecke, 1994).

Petrol bazlı çamur kullanılarak kuyu duvarından tuz çözünmesi kaynaklı kuyu genişlemesi sorunu ortadan kaldırılabilir. Bununla birlikte, petrol bazlı çamurların kullanılması raybalama süresini uzatacak ve takım sıkışmalarına sebep olabilecektir. Kuyuya tatlı su haplarının (freshwater pills) pompalanmasının, tuzu çözerek tuzda sıkışmış bir sondaj dizisinin kurtarılmasında başarılı olduğu kanıtlanmıştır. Ancak, bu uygulama dikkatli bir planlama ve uygulama gerektirmektedir (Håpnes, 2014).

Çizelge 1. Tuzun farklı akma durumlarına göre önerilen sondaj çamur tipleri (Infante ve Chenevert, 1989)

Tuz Davranışı	Çamur Ağırlığı (gr/cm ³)	Önerilen Çamur Tipi	Su Fazının Tuzluluğu (ppm)
Plastik akış	1,08 - 1,32	Tuz/su çamuru	150.000 - 200.000
Yüksek akma hızı	1,44 - 2,04	Petrol bazlı çamur veya tuz/su çamuru	150.000 - 200.000 200.000 - 250.000
Düşük akma hızı	2,04 - 2,28	Petrol bazlı çamur	270.000
Düşük akma hızı	2,04 - 2,28	Aşırı doymuş tuz/su çamuru	270.000 +



Şekil 7. Çamur havuzu/tankı ve çamur ısıtma sistemi (Muecke, 1994)

Çimentolama

Kalın tuz formasyonlarının başarılı bir şekilde delinmesinde en önemli unsurlardan biri, muhafaza borusu kullanımı ve etkili bir çimentolama programıdır. Çimentolama, muhafaza borularının içe çökmesine neden olabilecek eşit olmayan yüklerin karşılanmasında ve iyi bir bölgesel izolasyon elde edilmesinde çok önemli bir işlemdir (dengesiz tuz yüküne ve muhafaza borusu deformasyonuna ve içe çökmesine yol açabilecek kuyu genişleme bölgelerinde zayıf çimento yer değiştirmesi varsa) (Håpnes, 2014).

Kalın tuz formasyonlarında, muhafaza borularını çimentolamak zor olabilir. Tuzun çözünmesini önlemek için tuza doymuş çimento şerbetlerinin kullanılması önemlidir. Bununla birlikte, yüksek tuz miktarı bu şerbetlerin karıştırılmasını zorlaştırabilir ve prizlenme süresini geciktirebilir. Sıvı kaybı kontrolü için katkı maddeleri ve inceltici (seyreltici) de gereklidir. Aşırı gecikmeli çimento oluşumunu önlemek için, muhafaza borularının yerleştirildiği masif tuzlu seviyeleri çimentolamak için tuzsuz ve yarı doymuş çimentolar kullanılmıştır. Kullanılan düşük tuz oranlı çimentonun zamanla mukavemetini kaybedeceği endişesi de vardır (Yearwood ve diğ., 1988). Tuzlu sularda bulunan kalsiyum ve magnezyum arasındaki iyon değişimi nedeniyle çimento bozulması da meydana gelebilir (Håpnes, 2014).

Tuz formasyonu ve düşük tuzlu çimento arasında tuzluluk dengesinin sağlanması için çimentoya bir miktar KCl (potasyum klorür) eklenmesi önerilmiştir (Grant ve diğ., 1989). Bu çimento karışımının, kontrollü sıvı kaybı ve serbest su ile birleştirildiğinde, çeşitli saha uygulamalarında tuz formasyonları muhafaza borusu çimentolanmasında başarılı olduğu kanıtlanmıştır. 1980'lerin sonlarında, kullanılan yüksek oranlı tuzlu çimentoların dezavantajları ortadan kaldırmak için özel katkı maddeleri geliştirilmiştir (Muecke, 1994). Aşırı geciktirme ve basınç dayanımı geliştirme sorunu, tuz-çimento şerbetleri için özel sıvı kaybı katkı maddeleri ve incelticiler kullanılarak çözülmüştür (Håpnes, 2014; Willson, 2016).

Muhafaza Borusu Tasarımı

Bir kuyudaki genişlemiş tuz seviyelerinde yaşanan sondaj problemlerinin en sık nedenlerinden biri, muhafaza borusu deformasyonu ve içe çökmesidir (Şekil 5 ve 6). Normal olarak, kalın tuz seviyeleri için muhafaza borusu tasarımı yapılırken, muhafaza borusu içinin boş olduğu varsayılır (muhafaza borusunun içinde basınç etkisi yoktur). Ayrıca, dış hidrostatik basınç gradyanının aşırı yük gerilimine eşit olduğu varsayılır (Jr. Cheatham ve McEver, 1964; Willson ve diğ., 2003; Taheri ve Pak, 2020). Bu yöntem, genellikle tuz formasyonunda kuyu genişlemelerine ve zayıf çimento yer değiştirmesi, tahmin edilmesi ve ölçülmesi zor olan olağandışı dengesiz yüklemeye neden olur. Bu sorunun üstesinden gelmek için, Hackney (1985) ve El-Sayed ve Khalaf (1992) çalışmalarında tuz formasyonlarında muhafaza borusu tasarımı için çeşitli öneriler yapılmıştır. Bunlar (Håpnes, 2014);

- İçe çökme dayanımını artırmak için boru kalitesi yerine boru kalınlığı artırılmalıdır.
- Dengesiz yüklemeye maruz kalan tek bir boruya düzgün bir yük uygulandığında, dengesiz yüklemeye karşı direnç ve borunun çevresel deformasyonu azalır. Bu durum, ekipmanın muhafaza borusu içerisinde sıkışma olasılığını azaltacaktır.
- Düzgün ve dengesiz yükleme birleştirilirse, sistemin dengesiz yüklemeye karşı dayanımı artar. Bu durum, aynı zamanda boru içerisindeki çevresel deformasyonunu da azaltacaktır.

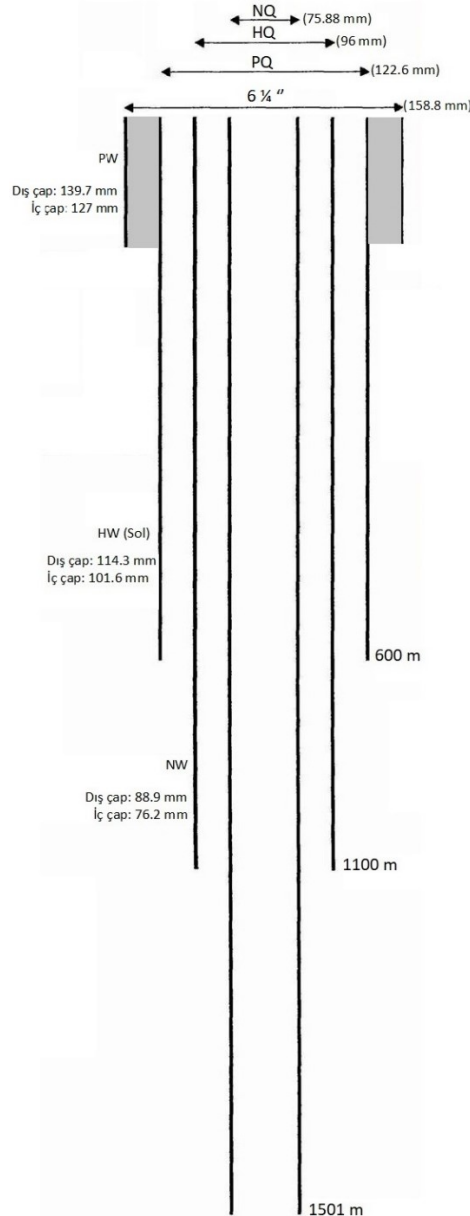
Sapma Kontrolü

Tuz, nispeten yumuşak bir malzemedir. Bu nedenle, kazıyarak delme işlemi için en iyi formasyonlardan birisi olarak kabul edilir. Bu kabul, diğer tip matkaplardan daha ziyade polikristalin matkaplar (PDC) kullanıldığında geçerlidir. Geleneksel matkaplarda kullanılabilir. Geleneksel matkaplarla, binlerce metre tuz delinmiştir. Ek olarak, tuzun delinmesi için matkap üzerinde yandan kesme raybaları veya frezeler ve eksantrik veya çift merkezli matkaplar kullanılmıştır. Bu matkaplar ve düzenekler kullanılarak, kuyunun daralmasına sebep olunabilir. Bu durumda, kuyu istenilen çapta tamamlanamayacaktır. Kalın tuz formasyonları delinirken, sapma kontrolü zor olabilir. Çünkü, genellikle kuyu çapı ya artar veya azalır. Tuza doymunluğu yetersiz olan bir çamur kullanıldığında, genellikle kuyunun bazı seviyelerinde genişlemeler olur. Bu durum, kuyu sapmasını engellemeyi zorlaştıracaktır. Bu sapma, kuyuda büyük sorunlara yol açabilecek önemli çıkıntılar/dirseklerin oluşmasına sebep olacaktır. Oluşan bu çıkıntıların/dirseklerin, kuyuya akması takım sıkışmasına neden olabilir (Håpnes, 2014).

DERİN KAROTLU TUZ ARAMA SONDAJI UYGULAMASI

Kuyu Tasarımı ve Delgi İşlemi

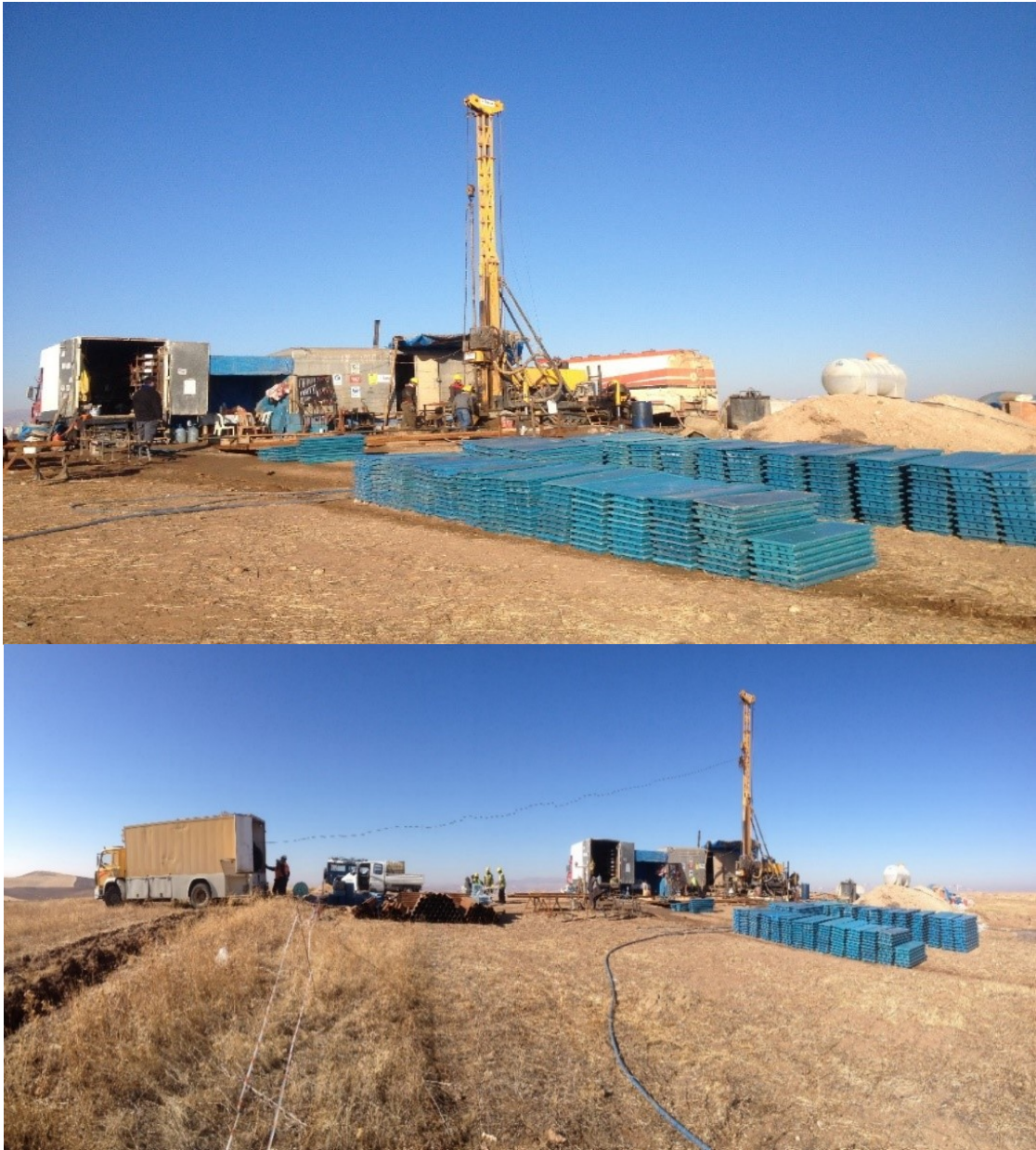
1500 m derinliğinde planlanan kuyuda sondaj işlemi, SON-MAK RX-6 tam hidrolik paletli tip sondaj makinası ile gerçekleştirilmiştir (Şekil 8-10). Kuyuda ilk olarak HQ takım ile karot alınarak alüvyon ve dolgunun 175 metrede bittiği gözlemlendikten sonra, ilerlemeye son verilmiştir. Takım kuyudan çekilerek takımın ucuna 6 ¼" çaplı üç konili matkap bağlanarak kuyu genişletilmiştir. Daha sonra, 175 metreye kadar PW muhafaza borusu indirilmiştir. Muhafaza borusu, 1.75 gr/cm³ yoğunluklu çimento enjeksiyonu ile kuyu ağzına kadar çimentolanmıştır. 600 metreye kadar PQ takım ile ilerlenmiş ve PQ takımın kuyuda muhafaza borusu olarak bırakılmıştır. Daha sonra, HQ takım ile 800 metreye kadar ilerlenmiştir. Bu derinliğe gelindiğinde, takımın çalışma torkunun zaman zaman aniden arttığı gözlemlenmiştir. Tuza doyurulmuş çamur ile çalışılmasına karşın, PQ takımın çekilmesi işlemi sonucunda, muhafaza borusu olarak bırakılan PQ takım ucunun boşta kalması nedeniyle takım ucundan 3 adet PQ tij çözülmüş ve kuyuda kalmıştır. Takım kuyudan çekilirken, tijlerin çoğunlukla bağlantı yerlerinden gevşemiş olduğu gözlemlenmiştir. Kuyu içerisinde çözülerek kalan 3 adet PQ tij ise, tahlisiye işlemi ile kuyudan alınmıştır.



Şekil 8. Sondaj kuyusu tasarımı



Şekil 9. SON-MAK RX-6 sondaj makinası ve tuza doymuş çamur hazırlama tankı



Şekil 10. Kuyu bitiminde alınan kuyu ölçüm çalışmasından görüntüler

Sorunun çözümü için özel olarak yaptırılan 600 metre HW sol dış muhafaza boruları, kuyuya indirilmiştir. Muhafaza borusu ağırlığının 2/3'ünü kuyu ağzından kravat vasıtasıyla askıya alınmıştır. HQ takıma 6 metrelik karotiyer takılmak suretiyle kuyuya inilerek ilerlemeye geçilmiştir (Şekil 11), 1100 metreye kadar ilerleme yapılmış ve çap düşmek amacıyla takım çekilmiştir.

Aynı hataya tekrar düşmemek amacıyla 1100 metreye NW muhafaza borusu indirilmiştir. Muhafaza boruları indirilirken, üretici firmanın vermiş olduğu tork değerleri dikkate alınarak sıkılmıştır. Muhafaza borusu ağırlığının 2/3'ünü kuyu ağzından kravat vasıtasıyla askıya alınmıştır. Takıma, 6 metrelik karotiyer takılmış ve NQ takım kuyuya inilerek sorunsuz bir şekilde 1501 metre derinliğe kadar ilerlenerek kuyu sonlandırılmıştır. 6 metrelik karotiyerle çalışırken, karot alınması için yapılan manevra süreleri yarı yarıya indirilmiştir. Ayrıca, kuyu bitiminde alınan kuyu ölçümlerinde ise kuyunun düşeyden maksimum 0.95 derece kadar saptığı gözlenmiştir. Kabul edilebilir bu sapma miktarı, sondaj tekniğine uygun bir kuyunun açıldığını belirtmektedir. Sapmanın bu derece az olmasında, 6 metrelik karotiyer ile çalışılmasının etkisi büyüktür. Bu sondajda tuzlu formasyona 175 metrede girilmiş, aralıklı kil bantları kesilmesine rağmen 1350 metreye kadar tuzlu formasyonun devam ettiği gözlenmiştir.



Şekil 11. 6 metrelik karotiyer ve iç tüp ile çalışma

Delinen Formasyon Kaynaklı Sondaj Problemleri

Takımı Yapışkan Kilin Sarması Problemi

Kil tabakaları içeren kalın tuz formasyonların sondajı sırasında (çalışma alanındaki gibi), yapışkan özellikteki killer takım üzerini sararak ilerleme sorunlarına sebep olabilmektedir (Şekil 12). Çamursu bir kıvam alan killerin, takım üzerini sardığı ve dönüş anında dahi takımın tamamen durmasına sebep olacak düzeyde takımı tuttuğu gözlenmiştir. Takım kuyudan çekildiğinde, takım üzerindeki kil mala ile dahi zorla temizlenebilmiştir.

Sorunun çözümü için tijler üzerinden temizlenen kil, kullanılan sondaj çamuru, kullanılan sondaj suyu ve kimyasallardan alınan örneklerin MTA laboratuvarlarında incelenmesi sağlanmıştır. Yapılan inceleme sonucunda, yeni bir çamur programı hazırlanmıştır. Tüm takım, üzerine yapışmış olan kilden temizlenerek ve yağlanarak yeni çamur programına uygun olarak yeniden ilerlemeye geçilmiştir.

Tuzlu formasyonlarda, sadece bentonit katkılı çamur kullanıldığında bentonitin tuzdan etkilendiği ve kendisinden beklenen verimin elde edilemediği bilinmektedir. Bu nedenle, çalışma alanındaki jeolojik birimler (kil ara tabakalı tuz formasyonu), % 4 PAC-R+ 37-40 cp (Centipoise) viskoziteli CMC_{heavy} ve 5 kg/ton yağlayıcı (Penetrol Xtra) katkılı çamur ile sorunsuz bir şekilde delinmiş ve kilin artık tijlere sarılmadığı ve yapışmadığı gözlenmiştir.



Şekil 12. Tijler üzerine sarılmış ve bozulmuş killerden görünüm

Çamur Havuzunda Anhidrit Topaklanması Problemi

Özellikle tuz tabakaları içerisindeki killi seviyelerde anhidritlerinde bulunması durumunda, bu birimlerin delinmesi sırasında çamurda kesinlikle bentonit kullanılmamalıdır (Çamurda anhidrit - kalsiyum kirlenmesi durumu nedeniyle). Tuza doyurulmuş minimum 1.12 gr/cm³ yoğunluğunda PAC-R + CMC-HV bazlı çamur ile çalışmaya devam edilmelidir. Çünkü, bu çalışmada bentonitin tuz tarafından bozulduğu ve istenilen çamur kekinin oluşmadığı filter pres cihazı ile yapılan testlerde belirlenmiştir.

İlerleme hızı ve karot alımında herhangi bir problem olmamasına karşın, delinen anhidrit ve kil bantları nedeniyle çamurun plastik viskozitesi artmaktadır. Bu durum, çamurun kuyu ağzından çamur havuzuna kadar akmasını dahi zorlaştırmaktadır. Dahası, çamur hareketsiz iken çamur havuzlarında tamamen topaklanarak çamur pompası tarafından emilemeyecek ve kuyuya basılamayacak kıvama gelmektedir (Şekil 13 ve 14).



Şekil 13. Çamur havuzlarında çamurun bozuşmuş hali



Şekil 14. Çamur havuzundaki topaklanmadan görünüm ve topaklanmış çamurun havuzlardan boşaltılması işlemi

Çamurun kuyu ağzından sediman çukuruna, sediman çukurundan ise çamur havuzuna akması için sediman çöktürme kanalına, bir varilin içerisinde sulandırılmış olan kromsuz lignosülfanat bir musluktan damla damla akıtılarak plastik viskozitenin düşmesi sağlanmıştır. Çamur havuzlarına, özellikle çamur pompasının emicisinin olduğu yere koyulan bir mikser ile devamlı olarak çamur karıştırılmış, çamurun durgun hale gelmesi ve plastik viskozite artışının önüne geçilerek sorun çözülmüştür (Şekil 15).



Şekil 15. Çamurun sürekli olarak hareketli olmasının sağlanması

SONUÇ VE ÖNERİLER

Derin tuz sondajları, nitelikli teknik bilgi ve deneyim gerektiren sondaj uygulamalarından birisidir. Kalın tuz tabakalarının sondajı, diğer jeolojik formasyonların sondajından oldukça farklıdır. Tipik olarak tuz formasyonlarının delinmesiyle ilişkili tuz içindeki reaktif şeyler nedeniyle matkap ve takımı kil sarması, tuz formasyonu boyunca ve/veya tuz formasyonu üstünde veya altında bulunan şeyler boyunca sondaj yapılırken kuyu genişlemesi, tuz akmasının neden olduğu aşırı tork ve formasyondan takım üstüne baskılar, sapma eğilimi ve aşırı çamur kayıpları ana sorunlardır. Bu tip formasyonlarda, daha çok kullanılan sondaj çamurunun özellikleri önem kazanmaktadır. Çalışma ortamı, tuz olduğu için çamurun kuyuya basılmadan önce tuza doyurulması gereklidir (çamur yoğunluğunun, 1.12 gr/cm^3 den az olmaması önerilir). Bu sayede, delinecek tuz formasyonunun dolayısıyla karotun eritilmesi engellenmiş olur. Tuz formasyonları delinirken kuyuya tuz akışı, kuyuda delgi ve borulama işlemlerini engelleyebilir. Bu durumlar, takım sıkışmasına, kuyu stabilite sorunlarına ve delgi sırasında takımda ileri seviyede darbe ve titreşimlere neden olabilir. Delgi zamanını olabildiğince azaltmak (sapma kontrollü yüksek hızlı ilerleme) tuz akması ile ilgili yaşanabilecek problemleri azaltacaktır. Çalışma alanındaki jeolojik birimler (kil ara tabakalı tuz formasyonu), PAC-R + CMC-HV ve yağlayıcı katkı çamur ile sorunsuz bir şekilde delinmiş ve tuz formasyonunda yer alan killerin tıjrlere sarılması ve yapışması engellenmiştir. Özellikle, tuz tabakaları içerisindeki killi seviyelerde bulunan anhidritlerin çamurun plastik viskozitesini artırması nedeniyle, tuza doyurulmuş PAC-R + CMC-HV bazlı çamur ile çalışılmıştır. Ayrıca, çamura sulandırılmış kromsuz lignosülfanat eklenerek ve çamur havuzuna konulan mikser ile çamur devamlı olarak karıştırılarak çamurun durgun hale gelmesi ve plastik viskozite artışının önüne geçilmiştir.

İlerleme sonunda, karotun kırılmasının sondör tarafından takip edilebilmesini kolaylaştırmak amacıyla, kullanılan segmanların (keçirlerin) iç gömlek uzatmasının içerisine konulmadan önce mutlaka elle bükülerek iç çapı daraltılmalıdır. Böylece, karotun iç gömlek içerisine girerken segman tarafından hafifçe sıkı ve daha güvenli olarak girmesi ve sondör tarafından hissedilebilecek şekilde kırılması sağlanır.

TEŞEKKÜR

Bu çalışmada katkıları olan Kömür İşletmeleri Anonim Şirketi (KİAŞ) personeline teşekkürü bir borç biliriz.

KAYNAKÇA

- Amer, A., Dearing, H., Jones, R., and Sergiacomo, M., 2016. Drilling through salt formations: A drilling fluids review. SPE Deepwater Drilling & Completions Conference, Gelveston, Texas, USA, 14-15 September 201, PaperNumber: SPE-180326-MS, <https://doi.org/10.2118/180326-MS>
- Barker, J.W., Feland, K.W. and Tsao, Y.H., 1994. Drilling long salt sections alongthe U.S. Gulf Coast. Society of Petroleum Engineers Journal, 9(03), 185-188, Paper Number: SPE-24605-PA, <https://doi.org/10.2118/24605-PA>
- Birgili, Ş., Yoldaş, R. ve Ünalın, G., 1975. Çankırı-Çorum Havzasının Jeolojisi vePetrol Olanakları.MTA Rapor No: 5621
- Carcione, J.M., Helle, H.B., and Gangi, A.F., 2006. Theory of borehole stability when drilling through salt formations. Geophysics, 71(3), F31-F47, doi: 10.1190/1.219544715
- Chatar, C., Mohan, S., and Imler, M., 2010. Overcoming a difficult salt drilling environment in the Gulf of Mexico: A case study. IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, February 2010, Paper Number: SPE-128192-MS, <https://doi.org/10.2118/128192-MS>
- Dönmez, M., Bilgin, Z.R., Akçay, A.E., Kara, H., Yergök, A.F. ve Esentürk, K.A., 2005. 1/100.000 Ölçekli Türkiye Jeoloji Haritaları. No: 46, Kırşehir İ-31Paftası. MTA Jeoloji Etütleri Dairesi Yayını
- Dusseault, M.B., Maury, V., Sanfilippo, F., and Santarelli, F.J., 2004. Drilling through salt: Constitutive behavior and drilling strategies. Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS), Houston, Texas, June 2004, Paper Number: ARMA-04-608
- El-Sayed, A.A.H. and Khalaf, F., 1992. Resistance of cemented concentric casingstrings under nonuniform loading. SPE Drilling Engineering, 7(01), 59-64, Paper Number: SPE-17927-PA, <https://doi.org/10.2118/17927-PA>
- Ersoy, A. and Yünsel, T.Y., 2001. The assessment of salt production drilling. 17thInternational Mining Congress and Exhibition of Turkey- IMCET2001, 843-850
- Farmer, P., Miller, D., Pieprzak, A., Rutledge, J., and Woods, R., 1996. Exploring the subsalt. OilfieldReview, 8(1), 50-64
- Folle, S., 2008. Salt Structures - Exploration and Limits of Interpretation. Z. Geol. Wiss., 36(4-5), 321 - 333
- Fossum, A.F. and Fredrich, J.T., 2002. Salt mechanics primer for near-salt and sub-salt deepwater Gulf of Mexico field developments. Technical Report, Sandia, United States, 67 p., <https://doi.org/10.2172/801384>
- Grant, W.H., Dodd, E.L. and Gardner, C.A., 1989. Simplified slurry design increaseswellsite success. SPE Drilling Engineering,4(03), 255-260, Paper Number: SPE-16135-PA, <https://doi.org/10.2118/16135-PA>
- Gülen, T.B.K., 2011. Kılıçözü Çayı Havzası'nınFiziki Coğrafyası. Atatürk Üniversitesi, Doktora Tezi, 289 s.
- Hackney, R.M., 1985. A new approach to casing design for salt formations. SPE/IADC Drilling Conference, 5-8 March, New Orleans, Louisiana, Paper Number: SPE-13431-MS, <https://doi.org/10.2118/13431-MS>
- Håpnes, M., 2014. Drilling in Salt Formations and Rate ofPenetration Modelling. Norwegian University of Science and Technology, MSc. Thesis, 137 p.
- Holt, C.A., and Johnson, J.B., 1986. A method for drilling moving saltformations-drilling and underreaming concurrently. SPE Drilling Engineering, 1 (04), 315-324, PaperNumber: SPE-13488-PA, <https://doi.org/10.2118/13488-PA>
- Infante, E.F. and Chenevert, M.E., 1989. Stability of boreholes drilled through salt formations displaying plastic behavior. SPE Drilling Engineering, 4(01), 57-65, Paper Number: SPE-15513-PA, <https://doi.org/10.2118/15513-PA>
- Israel, R.R., D'Ambrosio, P., Leavitt, A.D., Shaughnessey, J.M., and Sanclemente, J., 2008a. Challenges evolve for directional drilling through salt in deepwater Gulf of Mexico. DrillingContractor, May 2008, 50-68
- Israel, R.R.,D'Ambrosio, P., Shaughnessey, J.M., and Sanclemente, J., 2008b. Challenges of directional drilling through salt in deepwater Gulf of Mexico. In IADC/SPE Drilling Conference,4-6 March, Orlando, Florida, USA, Paper Number: SPE-112669-MS, <https://doi.org/10.2118/112669-MS>

- Jr. Cheatham, J.B. and McEver, J.W., 1964. Behavior of casing subjected to salt loading. *Journal of Petroleum Technology*, 16, 1069-1075
- Leyendecker, E.A. and Murray, S.C., 1975. Properly prepared oil muds aid massive salt drilling. *World Oil*, 93-95
- Liguo, Z., Shiping, W., Defu, Z., Zhifeng, W., and Guang, Y., 2008. Deep salt formation wells successfully drilled with integrated techniques in Tahe Oilfield. IADC/SPE Asia Pacific Drilling Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 25-27 August, Paper Number: SPE-115208-MS, <https://doi.org/10.2118/115208-MS>
- Lin, F., Chang, C., Xu, L., and Wang, S., 2019. Study on experimental construction of a novel brine-based drilling fluid for salt-anhydrite formation. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 384, 012130, doi:10.1088/1755-1315/384/1/012130
- Mohammed, A.I., Oyeneyin, B., Atchison, B. and Njuguna, J., 2019. Casing structural integrity and failure modes in a range of well types: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 68, Article ID102898, <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.05.011>
- Muecke, N.B., 1994. Heated mud systems: A solution to squeezing-salt problems. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 9(04), 276-280, <https://doi.org/10.2118/25762-PA>
- Omojuwa, E.O., Osisanya, S.O., and Ahmed, R., 2011. Properties of salt formations essential for modeling instabilities while drilling. *Nigeria Annual International Conference*, Abuja, Nigeria, 30 July - 3 August 2011, Paper Number: SPE-150801-MS, <https://doi.org/10.2118/150801-MS>
- Özdemir, A., 2009. Sondaj Tekniğine Giriş. *Mattek Matbaası*, 74 s.
- Özdemir, A., 2012. Kayaların Delinebilirliği (Sondajcılık Uygulamalarına Giriş), *Elma Matbaası*, 101 s.
- Özdemir, A., 2018. Maden Aramada Wire-Line Karotlu Sondaj Tekniği, 289 s.
- Özdemir, A., Çağlar, H. ve Işık, N.S., 2018. Karotlu sondajlarda delinebilirlik analizi: Örnek bir çalışma. *International Eurasian Conference on Science, Engineering and Technology (EurasianSciEnTech 2018)*, 22-23 November 2019, Ankara, 1075-1085
- Perez, M.A., Clyde, R., D'Amrosio P., R. Israel, T. Leavitt, Nutt, L., Johnson, C., and Williamson, D., 2008. Meeting the subsalt challenge. *SLB Oilfield Review*, 20(3), 32-46
- Sheffield, J.S., Collins, K.B., and Hackney, R.M., 1983. Salt drilling in the Rocky Mountains. IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, Louisiana, February 20-23, 141-147, Paper Number: SPE-11374-MS, <https://doi.org/10.2118/11374-MS>
- Taheri, S.R. and Ali Pak, A., 2020. Casing failure in salt rock: Numerical investigation of its causes. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, <https://doi.org/10.1007/s00603-020-02161-9>
- Uygun, A., 1981. Tuz Gölü Havzası'nın Jeolojisi, Evaporit Oluşumları ve Hidrokarbon Olanakları. İç Anadolu'nun Jeolojisi Sempozyumu, TJK 35. Bilimsel ve Teknik Kurultayı, 66-71.
- Uygun, A., 1982. Tuz Gölü Havzası'nın Jeolojisi. MTA Rapor No: 7188
- Ünüçok, C., Uygun, A., Fişekçi, A. ve Baş, H., 1981. Sekili Kaya Tuzlası'nın (Yozgat-Yerköy) Jeolojik Etüt ve Rezerv Raporu. MTA Rapor No: 6932
- Vedøy, R., 2015. Drilling in Geomechanically Stressed Formations Over and Adjacent to Salt Domes. *Norwegian University of Science and Technology*, MSc. Thesis, 72 p.
- Wang, H. and Samuel, R., 2016. 3D geomechanical modeling of salt-creep behavior on wellbore casing for pre-salt reservoirs. *SPE Drilling and Completion*, Society of Petroleum Engineers, 31 (04), 261-272, Paper Number: SPE-166144-PA, <https://doi.org/10.2118/166144-PA>
- Whitfill, D., Rachal, G., Jim Lawson, J., and Armagost, K., 2002. Drilling Salt - Effect of drilling fluid on penetration rate and hole size. IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, Texas, 26-28 February, Paper Number: SPE-74546-MS, <https://doi.org/10.2118/74546-MS>
- Willson, S.M., and Fredrich, J.T., 2005. Geomechanics considerations for through- and near-salt well design. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 9-12 October, Dallas, Texas, Paper Number: SPE-95621-MS, <https://doi.org/10.2118/95621-MS>
- Willson, S.M., Fossum, A.F. and Fredrich, J.T., 2003. Assessment of salt loading on well casings. *SPE Drilling & Completion*, 18(01), 13-21, Paper Number: SPE-81820-PA, <https://doi.org/10.2118/81820-PA>

- Willson, A., 2016. Design Procedure for Cementing Intercalated Salt Zones. *Journal of Petroleum Technology*, 68 (05), 94-95. Paper Number: SPE-0516-0094-JPT, <https://doi.org/10.2118/0516-0094-JPT>
- Yearwood, J., Drecq, P., and Rae, P., 1988. Cementing across massive salt formations. Annual Technical Meeting of Petroleum Society of Canada, June 12 - 16, Calgary, Alberta, Paper Number: PETSOC-88-39-104, <https://doi.org/10.2118/88-39-104>
- Yünsel, T., 2001. Rotary (Döner) Sondajlarda Matkap Çalışma ve Kaya Parametrelerinin İlerleme Hızı Üzerindeki Etkisi. Çukurova Üniversitesi, Yüksek Lisans Tezi, 92 s.

**KÖMÜR SAHALARINDA ARAMA FAALİYETLERİNDE JEOTEKNİK SONDAJLARA DAYALI SAHA
MADENCİLİK KARAKTERİZASYONUN BELİRLENMESİ**
*DETERMINATION OF FIELD MINING CHARACTERIZATION BASED ON GEOTECHNICAL DRILLINGS IN
EXPLORATION ACTIVITIES IN COAL FIELDS*

Prof. Dr. T. Onargan¹, Doç. Dr. V. Özacar^{2,*}

¹ Dokuz Eylül Üniversitesi Maden Mühendisliği Bölümü

² Dokuz Eylül Üniversitesi Torbalı MYO Madencilik Teknolojisi Programı

(*Sorumlu Yazar: vehbi.ozacar@deu.edu.tr)

ÖZET

Türkiye'nin, enerji arzı ile ilgili riskleri azaltmak adına yerli enerji projelerine önem vermesinin sonucu yerli kaynaklarımızın arttırılmasına yönelik olarak faaliyetlerde son yıllarda büyük artış yaşanmıştır. Bu çalışma, bu projelerden birisi konumundaki bir kömür sahasında önceden açılmış olan ve daha sonra jeoteknik amaçlı açılan 7 adet kuyudan çift ve üç tüplü karotiyer kullanılarak alınan karot örnekleri üzerinde gerçekleştirilmiştir. Söz konusu numuneler üzerinde yapılan ve jeoteknik açıdan madencilik tasarımına yönelik çalışmalarda kullanılabilecek laboratuvar test sonuçları çalışmada incelenmiş ve değerlendirilmiştir.

Anahtar Sözcükler: Karotlu sondaj, çift tüplü wire-line karotiyer, üç tüplü karotiyer

ABSTRACT

As a result of Turkey's emphasis on domestic energy projects in order to reduce the risks related to energy supply, there has been a great increase in activities aimed at increasing our domestic resources in recent years. This study was carried out on core samples taken by using double and triple tube core barrels from 7 wells that were previously drilled and then drilled for geotechnical purposes in a coal field, which is one of these projects. Laboratory test results on the aforementioned samples, which can be used in geotechnical mining design studies, were examined and evaluated in the study.

Keywords: Core drilling, double tube wire-line core barrel, triple-tube core barrel

GİRİŞ

Sondajın amacı, bilimsel ve teknik yöntemlerle, varlığı tahmin edilen yeraltındaki rezervlerin jeolojik yapısının ve özelliklerinin öğrenilebilmesi için nitelik ve nicelik bakımından boyutlarının saptanmasıdır. Patlayıcı madde delikleri açmak, maden ve taş ocaklarından karot alınması, havalandırma deliklerinin açılması, drenaj çalışmalarında yatay ve eğik delik delerek suyun veya gazın dışarı aktarılması, inşaatlarda temel zeminlerinden numune alınması, baraj zemin araştırmaları da sondaj kapsamına girmektedir (Çakmak, 1971). Yapılacak maden arama planının çerçevesi, aranan madenin özellikleri dikkate alınarak belirlenir. Arama yapılacak alandaki jeolojik birimler homojen ise, yapılacak arama kısa süreli ve düşük maliyetli olacaktır. Jeolojik birimlerin özellikleri hem yatay hem de düşey yönlerde değişiklikler sergiliyor ise, arama dönemi uzun süreli ve yüksek maliyetli olacaktır. (Aldaş vd., 2006; Küçük vd., 2009; Özdemir, 2018)

Ülkelerin kendi öz kaynaklarını kullanarak, dışarıya bağımlı olmadan enerjiye ulaşmaları noktasında yerli üretim oldukça önemlidir. Bu doğrultuda son olarak Milli Enerji ve Maden Politikası kapsamında üzerinde durulan “yerleştirme”, Türkiye'nin yıllardan beri enerji konusundaki dışa bağımlılığını azaltmak adına bu alandaki politika ve stratejilere yeni bir boyut kazandırması açısından

kritik bir konumdadır. Yerli enerji üretiminin artırılması, Türkiye gibi enerjisinin yaklaşık yüzde 70'ini dışarıdan satın alan bir ülkenin enerji arz güvenliğini sağlaması noktasında da oldukça önemlidir. Yıllar itibarıyla nüfusu hızlı bir şekilde artan Türkiye'nin, enerji arzı ile ilgili riskleri azaltmak adına yerli enerji projelerine önem vermesinin sonucu yerli kaynaklarımız arasında önemli linyit rezerv varlığı belirlenmiş olan bölgelerde enerji üretimine yönelik projeler gerçekleştirilmektedir. Bu projelerden birisi konumundaki çalışma sahasında Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA) tarafından jeoteknik amaçlı açılan 7 adet karotlu sondaj çalışması yapılmıştır. Alınan karot örnekleri üzerinde gerçekleştirilen laboratuvar test sonuçları jeoteknik açıdan incelenmiştir. Madencilik tasarımına yönelik çalışmalarda kullanılabilecek bu veriler çalışmada incelenmiş ve değerlendirilmiştir.

DENEYSEL ÇALIŞMALAR

Sahanın işletmecisi konumunda olan firma tarafından kapalı ocak işletme yöntemiyle kömür üretilmesi planlanan çalışma sahalarında uygulanması planlanan üretim yöntemi ve destek (tahkimat) tasarımlarına esas teşkil etmek üzere jeoteknik tasarım verileri oluşturulmuştur.

Çalışma kapsamında inceleme sahasının genelinde yer alan birimlerin dayanım parametrelerini belirlemek ve örnekleme çalışması yapmak amacıyla tamamen karotlu, yedi adet jeoteknik sondaj MTA tarafından gerçekleştirilmiştir (Şekil 1). Bu sondajlardan elde edilen karot örnekleri standartlara uygun olarak loglama ve test örneklerinin özelliklerini kaybetmeden işleme tabi tutulmak üzere çalışma alanında kurulan depoda işlemler yine MTA ekipleri tarafından gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmalar sırasında çalışma ekibi tarafından yerinde saha incelemesi ve yapılan işlerin kontrolü sağlanmıştır (Şekil 2). Aşağıda yer alan Çizelge 1'de Jeoteknik amaçlı açılan sondajlara ait konum bilgileri verilmektedir.

Çizelge 1. Jeoteknik amaçlı açılan sondajlara ait konum bilgileri (Onargan vd., 2018)

Sondaj No	Kot. Z	Derinlik
1	218,177	617,50
2	182,559	560,50
3	215,192	461,10
4	166,854	530,50
5	175,696	559,20
7	232,420	710,50
8	215,778	440,10



Şekil 1. Bu çalışma kapsamında açılan jeoteknik sondajlardan birinin görüntüsü (7 numaralı sondaj) (10-11 Ocak 2018)



Şekil 2. Çalışma ekibinin sahada yaptığı incelemelerden bir görüntü (Onargan vd., 2018.)

Tek tüplü karotiyerler, su ile temas ettiğinde sudan etkilenmeyen homojen, sert ve kolay karot alınabilen formasyonlarda kullanılmaktadırlar. Tek tüplü karotiyerler, karotiyer başlığı ve tüpten meydana gelmektedir. Maliyeti düşük ve kalifiye çalışan ihtiyacı bulunmamaktadır.

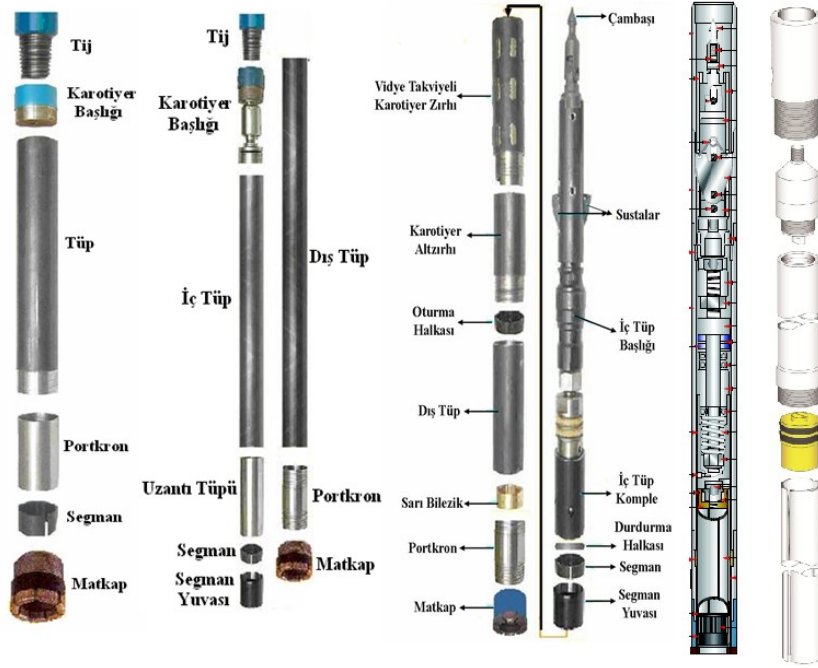
Çift tüplü karotiyerler, su ile temas ettiğinde dağılan heterojen ve zor karot alınabilen formasyonlarda kullanılmaktadır. Gövdesi iç içe iki tüpten oluşur ve bu tüpler birlikte dönerler. Sondaj sıvısı söz konusu iki tüpün arasından dolaşır ve bu nedenle karotla sondaj sıvısının irtibatı en aza indirilmiştir. Bu avantajdan dolayı suya az dayanıklı kayalarda tercih edilirler ve çift tüplü karotiyerler ile yapılan sondajlarda karot yüzdesi yüksek olmaktadır.

Wire-line çift tüplü karotiyerler, genellikle derin karotlu sondaj kuyularında, zamandan tasarruf sağlamak için kullanılmaktadır. Wire-line karotiyerler, çift tüplü karotiyerlerin benzeridir. Fakat bu tip karotiyerlerde, iç tüp komple ayrılabilir bir birim durumundadır. En önemli parça olan bu iç tüp her manevrada dış tüpün içinden overshot ile alınarak yeryüzüne çekilir. Böylece manevra süreleri önemli ölçüde azalmaktadır.

Üç tüplü karotiyerler ise iç içe üç tüpten oluşur ve en içteki tüp kesinlikle dönmez. Özellikle yumuşak ortamlarda tercih edilirler. Wire-line karotlu sondaj, sığ kuyularda dahi konvensiyonel sondaja oranla daha yüksek verim sağlamaktadır (Ertuş, 2016). Wire-line karotiyerin avantajlarına örnek verecek olursak;

- Wire-line karotlu sondaj, yatırım maliyetlerini daha kısa sürede amorti etmektedir.
- Konvensiyonel sondajda, karot alım işlemleri için takımın kuyuya indirilmesi ve kuyudan çıkarılması nedeniyle oluşabilecek kuyu bozulmaları ve yıkıntıları jeolojik şartlara bağlı olarak önemli bir faktör olabilir.
- Kullanım kolaylığı, daha hafif ekipman sayesinde güvenlik ve sondör yorulması azalmaktadır.
- Birim zamanda yapılan ilerleme miktarı daha fazladır.
- Karot çıkarmak gayesi ile tijler ve karotiyerin kuyuda bırakılarak yalnız iç gömleğin çekilmesi, bütün takımın çekilmesine oranla çok hızlıdır. Böylece zaman tasarrufu sağlanır.
- İç gömleğin kuyuya indirilişi de çabuk olduğundan ilerlemede geçen zaman artmakta, vardiya başına yapılan metraj çoğalmaktadır.
- Wire-line tijler geniş çaplı olup kuyuda uzun süre kaldığından yıkıntı ve karotiyerdeki tıkanıklığa mani olunmuş olur.
- Yıkıntının asgariye indirilmiş olması, takım sıkışması ve diğer kuyu arızalarını önler. Böylece sondaj süratle ilerler.
- Kuyu çapı ve Wire-line tij çapı arasındaki farkın azlığı dolayısıyla kuyudaki sapma çok azdır ve bu yüzden aynı güçteki makinalarla daha derin kuyular bitirilebilir.
- Karotiyerin yapısı, karotun su ile temasını minimuma indirdiği için karot verimi çok yüksektir.
- Devamlı manevra yapılmadığı için motor ve vinç arızaları azalmıştır. Motor ve vinç zorlamaları az olduğu için makinanın da ömrü uzun olacaktır.
- Sondaj sonuna kadar çap düşmesi daha azdır. Kuyu sonu çapı konvensiyonel sondaja göre daha geniştir.
- Kuyuda takım sıkışması durumunda, wire-line takımların iç çapları geniş olduğu için son çare olarak kuyuda kalan takım, muhafaza borusu olarak kullanılabilir. Çap küçültülerek ve eski takımın matkabı parçalanarak kuyuya devam edilmesi mümkündür.

Şekil 3'te soldan sağa doğru, tek tüplü, çift tüplü, çift tüplü wire-line, üç tüplü karotiyer görülmektedir. Şeklin en sağındaki parça ise üç tüplü karotiyerin iç tüpünde bulunan blow-out parçası görülmektedir (Asahi Diamond, 2022).



Şekil 3. Çeşitli karotiyer tipleri

SONUÇLAR ve TARTIŞMA

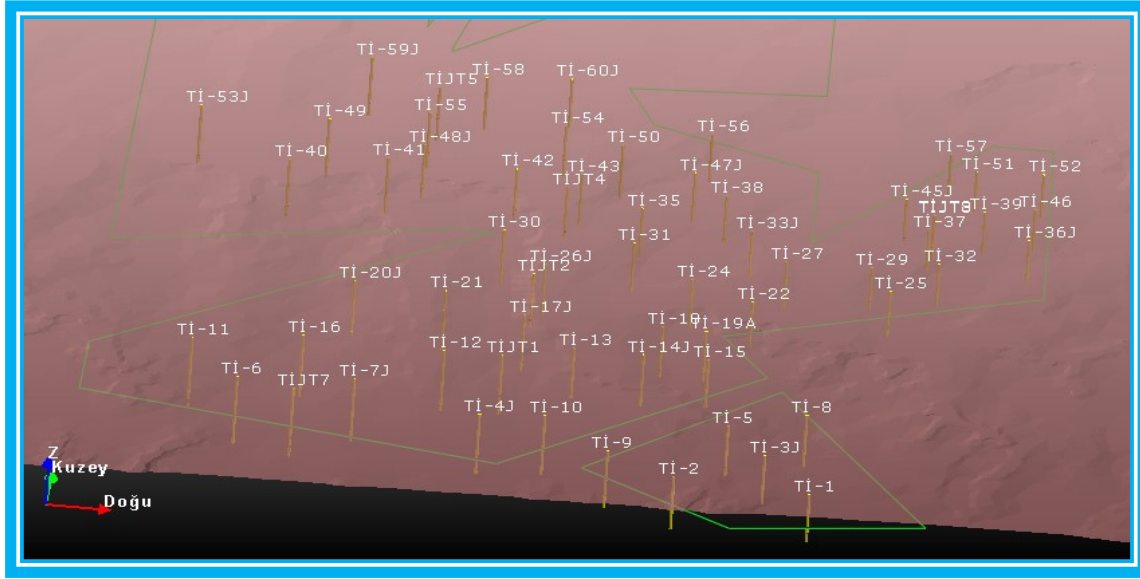
İncelenen kömür sahasında, kömür damarlarının modellenmesinde Netcad ve NetProMine programlarından faydalanılmıştır. İlk olarak çeşitli zamanlarda açılmış olan tüm sondajların logları programa girilmiştir.

Sonraki aşamada bu loglardan kömür damarının ve diğer birimlerinin katı modeli oluşturulmuş ve bu katı modeller blok modele çevrilmiştir. Daha sonra oluşturulan blok model üzerinde jeostatistiksel dağılımlar gerçekleştirilmiştir. Bu kestirimler hesaplanırken yedi adet açılan jeoteknik sondaj loglarındaki deney sonuç değerleri kullanılmıştır. Katı model çalışmaları sırasında toplam 63 sondaj logu kullanılmıştır. Kullanılan sondajların konumu Şekil 4'te görülmektedir.

Aşağıda yer alan Çizelge 2' de sahada yapılmış olan sondajlara ait laboratuvar test sonuçlarındaki minimum, maksimum ve ortalama değerler deneylere göre verilmektedir.

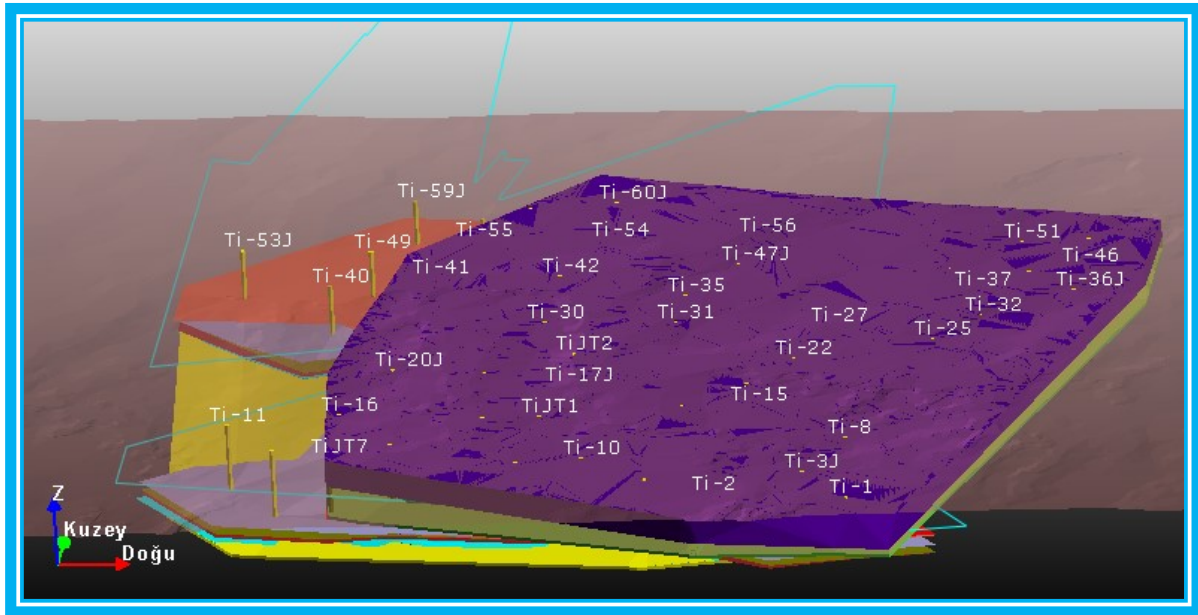
Çizelge 2. Deney sonuçlarındaki maksimum ve minimum değerler (Onargan vd., 2018)

	İçsel Sürtünme Açısı ϕ (°)	Kohezyon c (MPa)	Çekme Dayanımı σ_t (Mpa)	Birim Hacim Ağırlık γ (kN/m ³)	Tek Eksenli Sıkışma Dayanımı σ_c (MPa)	Elastisite Modülü E (MPa)	Poisson Oranı ν	Derinlik (m)
Minimum	0 - 2,00	0 - 0,09	0,02	16,64	0,054	90	0,04	153,75
Maksimum	53,10	3,89	12,13	27,90	21,55	4100	0,41	517,50

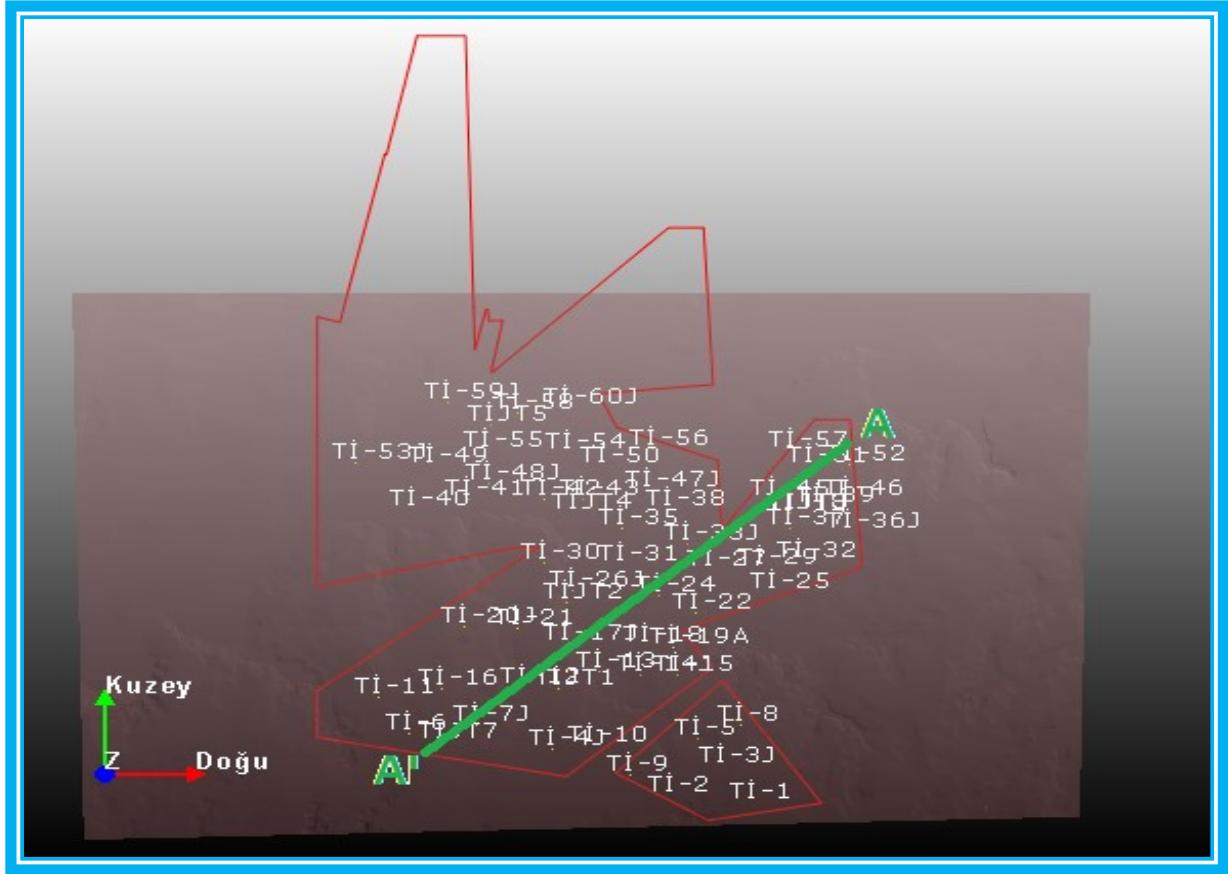


Şekil 4. Sondajların ve topoğrafyanın 3B görünümü (Onargan vd., 2018)

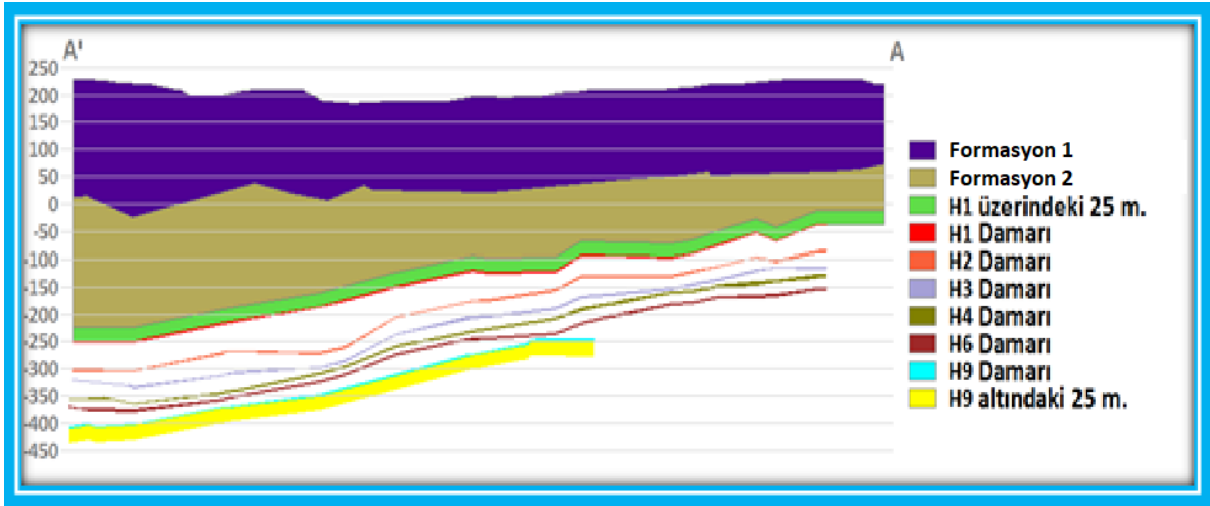
Programa girilen sondaj bilgilerinden faydalanılarak oluşturulan katı modeller aşağıda görülmektedir (Şekil 5). Bu çalışmalar sonucunda toplamda 6 adet kömür damarı oluşturulmuştur. Ayrıca bu katı modellerden alınan Şekil 6'da gösterilen A-A' kesiti Şekil 7'de verilmektedir. Çizelge 3'te ise damarlara ait kalınlık değerleri verilmiştir. Şekil 8 ve 9'da ise bu damarlara ait kalınlık değerlerinin dağılımının gösterimleri görülmektedir.



Şekil 5. Sondajların ve katı modellerin 3B görünümü (Onargan vd., 2018)



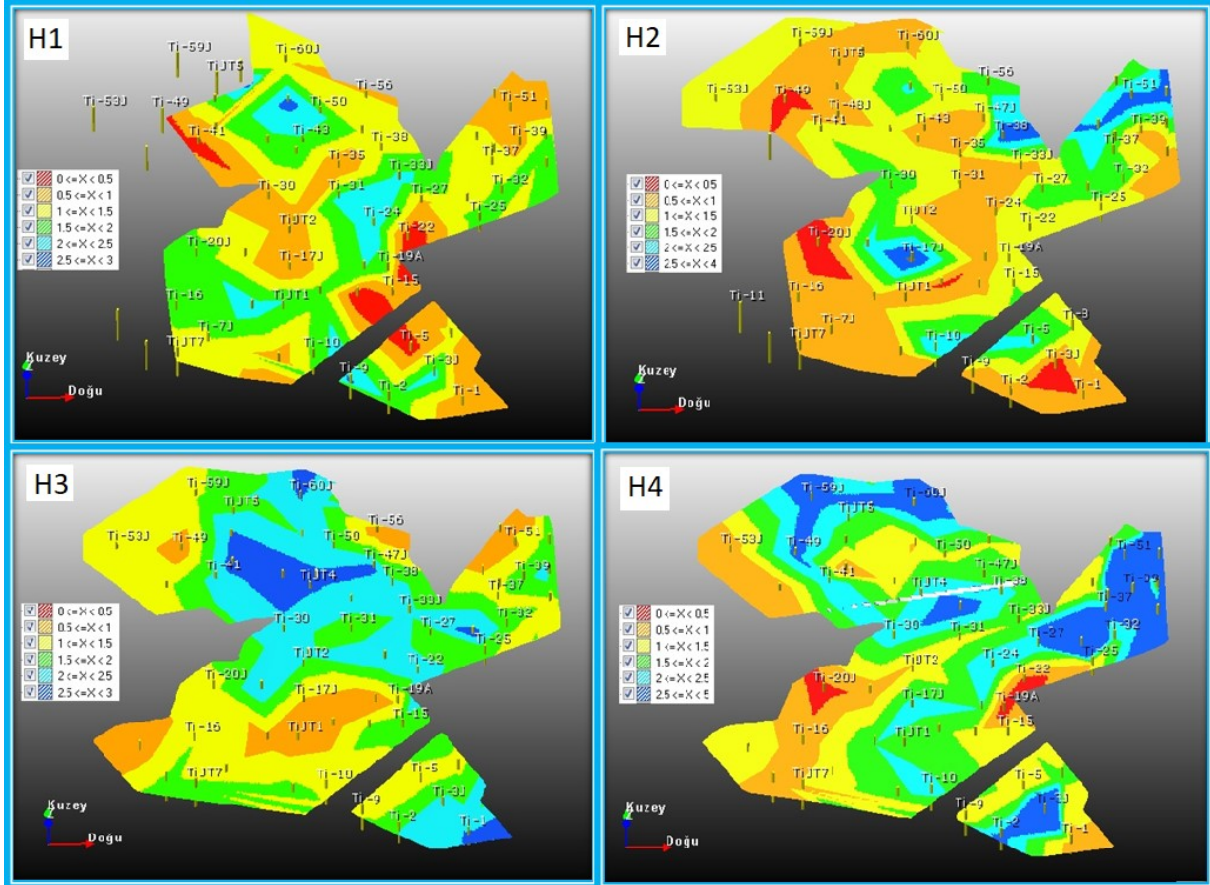
Şekil 6. A-A' kesiti güzergahı (Onargan vd., 2018)



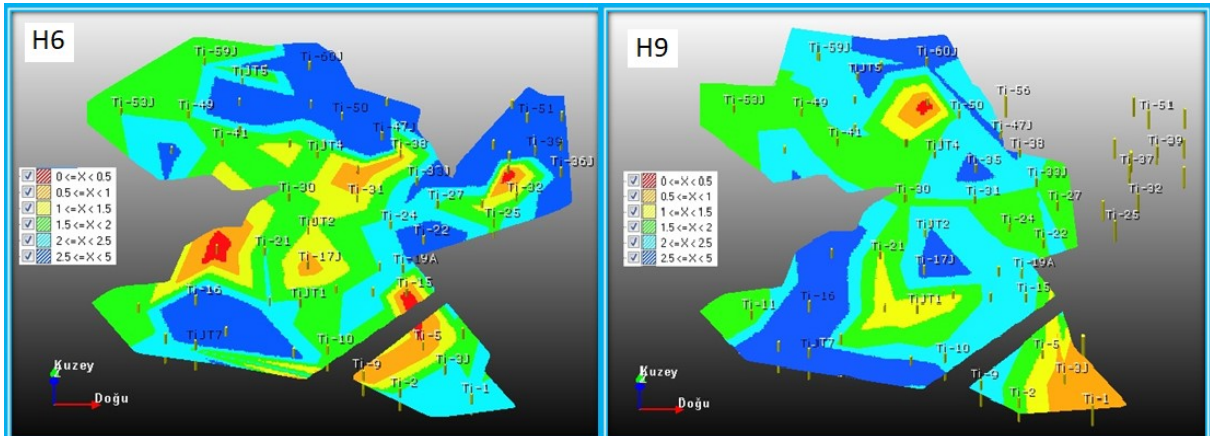
Şekil 7. A-A' kesiti (Onargan vd., 2018)

Çizelge 3. Kömür damarları kalınlık değerleri (Onargan vd., 2018)

Damar Adı	H1	H2	H3	H4	H6	H9
Min.	0,05	0,05	0,40	0,10	0,05	0,15
Max.	2,70	3,15	3,00	5,65	4,70	4,10
Ort.	1,31	1,23	1,68	1,83	2,11	2,09

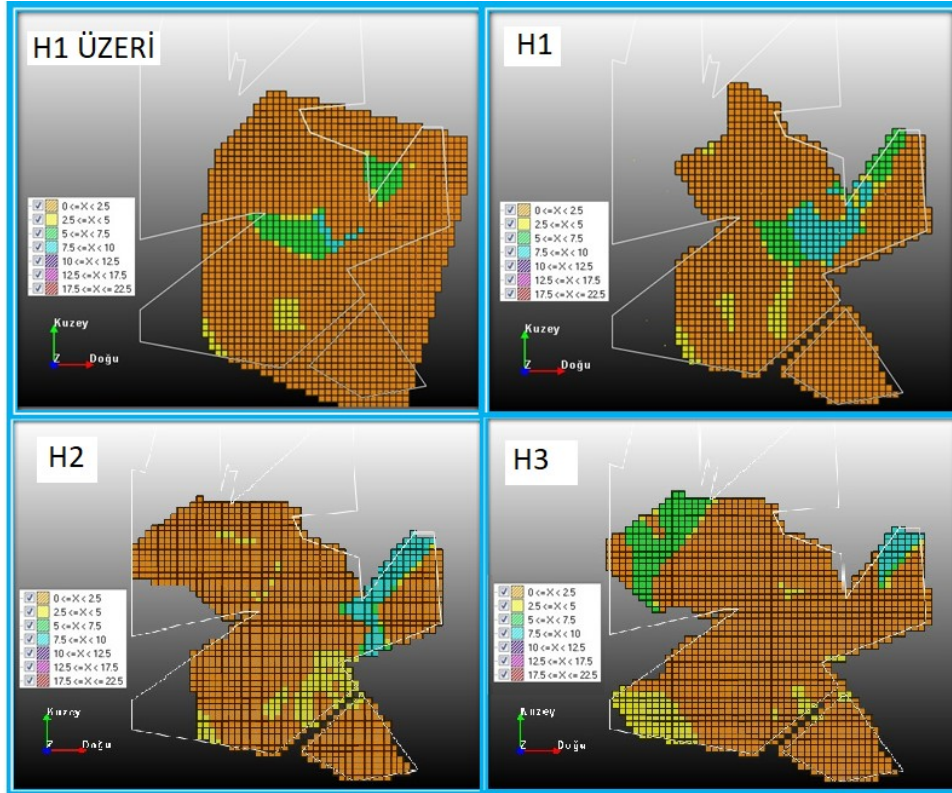


Şekil 8. H1, H2, H3, H4 damarına ait kalınlık dağılımının 3B görünümü (Onargan vd., 2018)

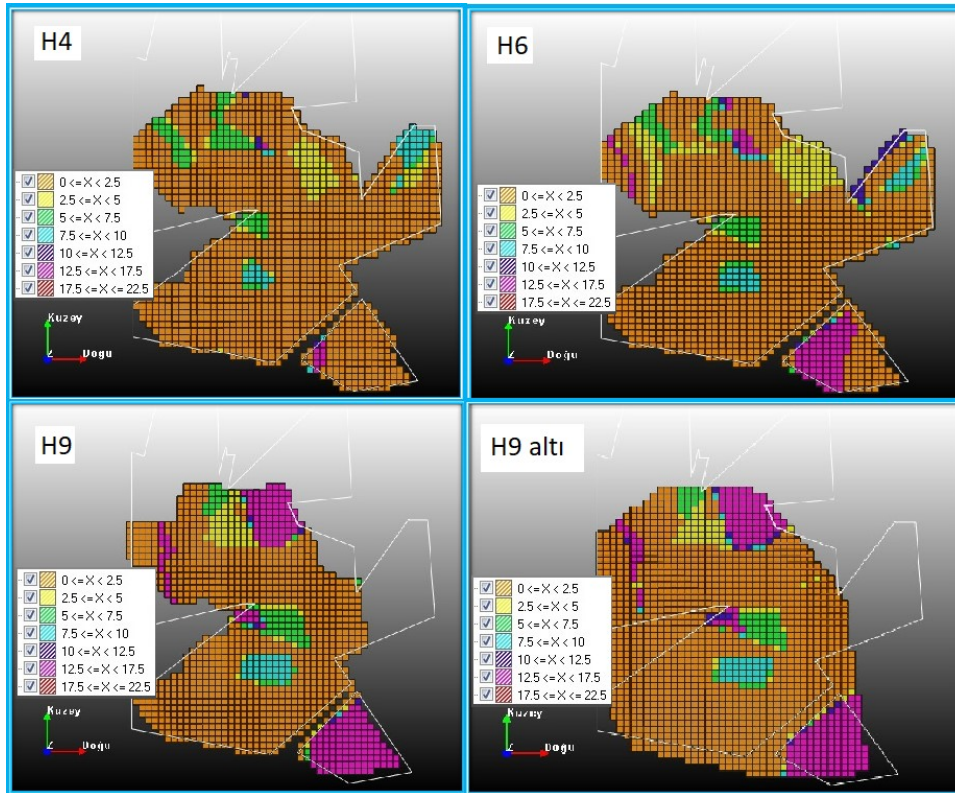


Şekil 9. H6, H9 damarına ait kalınlık dağılımının 3B görünümü (Onargan vd., 2018)

Blok modeller üzerinde yapılan kestirimler sonucu hesaplanan değerlere göre dağılımlar aşağıda görülmektedir. Karotlar üzerinde yapılan tüm deney sonuçlarının paylaşılması mümkün olmadığı için, yapılan çalışmaya örnek olarak, tek eksenli basınç dayanımı deney sonuçlarının dağılımları Şekil 10 ve 11’de verilmiştir.



Şekil 10. H1 üzeri, H1, H2, H3 kömür damarının tek eksenli basınç dayanımı değerleri (MPa) dağılımının üç boyutlu görünümü (Onargan vd., 2018)



Şekil 11. H4, H6, H9 ve H9 kömür damarlarının altında yer alan 25 metrelik bölümün tek eksenli basınç dayanımı değerleri (MPa) dağılımının üç boyutlu görünümü (Onargan vd., 2018)

YORUM

Bu çalışmada, sahada yapılan yedi adet jeoteknik sondajdan alınan karotlar üzerinde çeşitli kaya mekaniği deneyleri yapılmıştır. Daha sonra, söz konusu sahada geçmişten günümüze kadar yapılan tüm karotlu sondaj verileri bilgisayar ortamına girilerek, sahanın katı modeli oluşturulmuştur. Katı modelin blok modele çevrilmesi ve bu blok model üzerinde gerçekleştirilen kestirim ile tüm saha üzerinde yapılan deney sonuçlarının dağılımı gözlemlenmiştir. Söz konusu jeoteknik sondajlar yapılırken, istenen karot verimi yüzdesinin yakalanmasında yaşanan zorluk nedeniyle yedi adet sondajdan bir adedi üç tüplü wireline karotiyer ile, diğer sondajlar ise çift tüplü wireline karotiyer ile yapılmıştır. Fakat beklenen karot verimi artışı üç tüplü karotiyer ile sağlanamamıştır.

TEŞEKKÜR

Çalışmadaki katkılarından dolayı Prof.Dr. C. Okay AKSOY'a teşekkür ederiz.

KAYNAKLAR

- Aldas, G.G.U., Ecevitoglu, B., Can A., Unucok B. and Sagol O. (2006). "Technical report: Minimisation of blast-induced ground vibration at TKİ GELİ Lignite Mine, Muğla Turkey, Asahi Diamond (2022). Wireline_Core_Barrel_info_sheet, erişim adresi: https://www.asahi-diamond.com.au/documents/datasheets/Triple_Tube_Conventional_Core_Barrel_Info_Sheet.pdf
- Çakmak, A., Özbayoğlu, S. (1971). Maden Arama Sondajlarında Wire-Line Takım Tatbikatı ve Ortaya Çıkan Faydalı Sonuçlar. Türkiye Madencilik Bilimsel Ve Teknik 2. Kongre Kitabı, Sayfa 74 - 80 Şubat 1971.
- Ertuş, S. (2016). "Maden Arama Sondajlarının İş Sağlığı Ve Güvenli Yönünden Değerlendirilmesi", T.C. Çalışma Ve Sosyal Güvenlik Bakanlığı İş Sağlığı Ve Güvenliği Genel Müdürlüğü, İş Sağlığı ve Güvenliği Uzmanlık Tezi, Ankara
- Kucuk, K., Genis, M., Onargan, T., Aksoy, C.O., Guney, A. and Altındağ, R. (2009). "Chemical injection to prevent building damage induced by ground water drainage from shallow tunnels", International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 46, Issue 7, October 2009, Pages 1136-1143.
- Onargan, T., Aksoy, C.O., Özacar, V., (2018). "Tekirdağ/ Çerkezköy Ve İstanbul/Çatalca Kömür Sahalarında Kömür Damarlarına Yönelik Yapılan Jeoteknik Sondaj Ve Etütlerin Kontrol Ve Denetimi İle Bu Sahaya Özgü Araştırma-Geliştirme Çalışmalarına Dayalı Jeoteknik Model Oluşturulması Projesi", Araştırma projesi raporu, Dokuz Eylül Üniversitesi, İzmir, 2018
- Özdemir, A. (2018). Maden aramada wire-line karotlu sondaj tekniği, DOI - 10.31590/adoz.2018-1, Ankara, 2018.

STRESS AND FRICTIONAL FORCE ANALYSIS OF CORE JAMMING IN SARVAK FORMATION

Alireza Soleimaninasab¹, Avaz Dordi Sadri^{2,*}, Dr. Saeed Jamshidi³

¹Department of Petroleum Engineering, Faculty of Chemistry and Petroleum, Sharif University of Technology, International Campus, Kish Island, Iran

^{2*} Department of shipbuilding and ocean Engineering, Faculty of Naval Architecture and Ocean Engineering, Istanbul Technical University

(*Corresponding author: sadri21@itu.edu.tr)

³Department of Petroleum Engineering, Faculty of Chemistry and Petroleum, Sharif University of Technology, International Campus, Kish Island, Iran

ABSTRACT

One of the three fundamental methods in reservoir evaluation is coring, other two methods are logging and well test. Coring is an operation during that, samples from formations are taken and used for laboratory tests and examinations. Coring importance shines where it could give us an idea of reservoir conditions. However, cannot be develop it to all of the reservoir. While coring some problems may be occurred. Although WOB & ROP or other parameters change, coring operation does not improve. In other words, core jamming has occurred, which could have many reasons. For instance, existence of fractures. Fractures existence is significant, because fractures face during coring operations can weld or move in core barrel. All of these cases create a high frictional force which operation cannot continue. In this study, it has been tried to collect field data from 2005 to 2016, to have a more exact and easier study. After applying required calculations, stress and friction force amounts are obtained and used in analysis. At the end of the analysis and after knowing the amount of stress and friction force, a new equipment suggested to be used instead of old core barrels.

Key words: Coring, Core jamming, Sarvak

INTRODUCTION

Core analysis has become a way to know what is going to occur in the reservoir properties. Properly, engineering core analysis, provides a direct sense of these reservoir rock properties and is an essential step in formation evaluations. Although coring presents exact information about reservoir rock, having a small scale is the reason for some laboratory errors. In this regard fundamental core analysis measurements are unchanged, but advanced tools provide the ability to examine reservoir conditions and acquire simultaneous measurements of reservoir properties (Huey, D.P., 2009). Normally the most brilliant information derived from the coring operation consists of:

- Porosity, which is a measure of the fluid-carrying capacity of the formation or how much space occupied by fluids.
- Permeability, which indicates whether the formation fluids will be able to flow at what rates.
- Hydrocarbon and Water saturation, tells us about the percentages of the reservoir fluids.

SARVAK FORMATION

Sarvak Formation (Albian-Turonian) was measured 822 m in type section, and it is mainly consisted of carbonate rocks. This Formation forms the important hydrocarbon reservoir in southwest of Iran after Asmari formation in Zagros zone. Sarvak Formation is overlaid by the Ilam Formation uncomfortably. It is underlain by the Kazhdumi Formation with conformable contact. The most important diagenetic processes include dolomitization, calcitization, cementation, pyritization, micritization, neomorphism, compaction, dissolution and bioturbation influenced Sarvak. From the petro physical point of view, the porosity is the most important diagenetic process in the Sarvak Formation and fracture, vuggy and moldic types are dominant porosity types in this Formation (Eghtesadi, T., 2010).

BACKGROUND OF THE PROBLEM

In development wells, length of core interval can be compromised if the core is jammed, but this is more vital and somewhat challenging in the case of exploratory wells due to firm coring requirements of a certain interval of formation. This data is of high importance for further studies and special core analysis. So, successive, and multiple coring runs are required in case of core jamming with conventional system until required interval length has been cored. This not only leads to additional time and cost loss for the operator but also keeps the hole open for additional days resulting more invasion of filtrate to the formation (Zahid, S. & Khan, A. 2011)

Coring Problems

The equipment for coring consists of an outer cylinder with a diamond bit and a reamer attached to the side. In some circumstances drilling is prevented because jamming of the core in the inner cylinder prevents the inner cylinder, and hence the outer cylinder, from being pushed forward. Drilling is prevented until the inner cylinder is recovered, and the cause of jamming removed. Repeated recovery of the inner cylinder with small amounts of core is very time consuming and significantly increases costs. The problem presented to the study group was to develop some modeling of mechanisms that might lead to the core jamming. Successful analysis and identification of such mechanisms might lead to modifications of the current design of the equipment to reduce the amount of jamming. Several mechanisms were offered which might lead to friction forces on the inner cylinder sufficiently large to prevent this cylinder being pushed along the core (Benjamin, B. & Whiten, B., 1994). These include:

1. Wedding action of the fractures in the core barrel.
2. Gravel bed providing large normal forces against the cylinder wall during compression of the bed.
3. Bent core jamming against the side of the (straight) inner cylinder.
4. Long particles blocking the axial motion.
5. Small particles between the core and cylinder wall pressing the core against the opposite side of the cylinder.
6. Long bent driving column jamming against the drill hole.
7. Blockages occurring at the entrance to the inner cylinder.

Wedding action of the fractures in the core barrel

A simplified fractured core is illustrated in figures 1(a) and 1(b). The suggested mechanism causing blocking is that the friction force resulted from the contact between the cylinder and the core causes the upper part of the core to slide down the fracture surface. This will increase the normal force between the

cylinder and both parts of the core, which in turn will increase friction forces between the cylinder and both parts of the core stopping further motion.

We first consider the special case of a plane fracture surface at an angle φ to the axis of the cylinder (see Figure 2). The following notation is used:

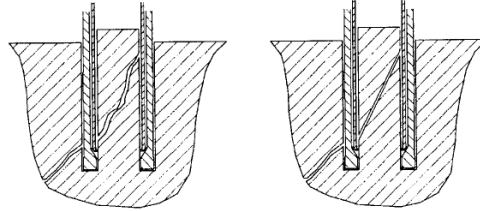


Figure 1: (a) and (b) fractured cores, Benjamin, B. and Whiten, B. (1994)

F_1 : is the friction force between the cylinder wall and the upper piece of fractured core,

F_2 : is the friction force between the fracture faces of the core,

F_3 : is the friction force between the cylinder wall and the lower piece of fractured core,

N_1 : is the normal force between the cylinder wall and the upper piece of fractured core,

N_2 : is the normal force between the fracture faces of the core,

N_3 : is the normal force between the cylinder wall and the lower piece of fractured core,

F_t : is the downward force on the core above the fracture.

F_b : is the upward force on the core below the fracture.

Let μ_1 be the coefficient of friction between the inner barrel and the core surface and let μ_2 be the coefficient of friction between the two fracture surfaces (of rock). Also let $\mu_1 = \tan \alpha_1^*$ and $\mu_2 = \tan \alpha_2^*$ where α_1^* and α_2^* are angles of friction. Define α_1 , α_2 and ν such that $0 \leq \alpha_1 \leq \alpha_1^*$, $0 \leq \alpha_2 \leq \alpha_2^*$ and $0 \leq \nu$. Then

$$F_1 = N_1 \tan \alpha_1 \quad (1)$$

$$F_2 = N_2 \tan \alpha_2 \quad (2)$$

$$F_t + F_1 = N_1 \tan(\alpha_1 + \nu) \quad (3)$$

(a) Preliminary analysis for rectangular section core and barrel. At equilibrium:

$$F_t + F_1 = N_2 \sin \varphi + F_2 \cos \varphi \quad (4)$$

$$N_1 = N_2 \cos \varphi - F_2 \sin \varphi \quad (5)$$

Substitution from equations (2) and (3) into equations (4) and (5) gives:

$$N_1 \tan(\alpha_1 + \nu) \cos \alpha_2 = N_2 \sin \varphi \cos \alpha_2 + N_2 \sin \alpha_2 \cos \varphi \quad (6)$$

$$N_1 \cos \alpha_2 = N_2 \cos \varphi \cos \alpha_2 - N_2 \sin \alpha_2 \sin \varphi \quad (7)$$

Simplifying and dividing gives:

$$\tan (\alpha_1 + \upsilon) = \tan (\varphi + \alpha_2)$$

(8)

$$\text{Where } \alpha_1 + \upsilon < \frac{\pi}{2} \text{ and } \alpha_2 + \varphi < \frac{\pi}{2}$$

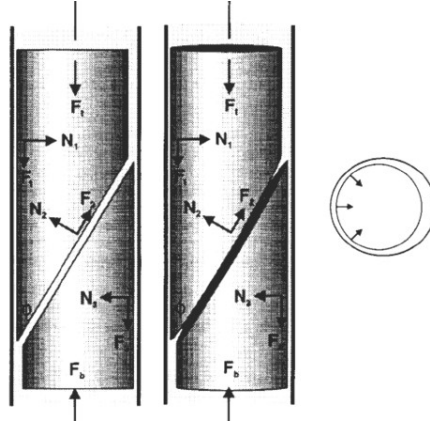


Figure 2: (a), (b) and (c) Forces acting on a fractured core, Benjamin, B. and Whiten, B. (1994)

- If the forces are such that $\alpha_1 = \alpha_1^*$, while $\alpha_2 < \alpha_2^*$ then slipping occurs at the inner barrel wall not on the fracture surface.
- If the forces are such that $\alpha_1 < \alpha_1^*$, when $\alpha_2 = \alpha_2^*$ then slipping occurs at the fracture surface, not on the inner barrel wall.

From physical data, we find that usually $\mu_1 < \mu_2$ Thus $\tan \alpha_1^* < \tan \alpha_2^*$ so, $\alpha_1^* < \alpha_2^*$.

If $\alpha_2^* + \varphi > \frac{\pi}{2}$ Then $\alpha_2 < \alpha_2^*$ and so slipping at the core fracture does not occur. In this case, slipping of the cylinder along the core occurs if $\alpha_1^* = \alpha_2 + \varphi - \upsilon$ The normal forces N_1 and N_3 are related to the elastic deformation of the core and the cylinder which contains it and unless the fractured pieces of core are moved relative to one another, the deformation is very small and the normal forces are small.

If $\alpha_2^* + \varphi < \frac{\pi}{2}$ and if υ is sufficiently large (i.e. F_t is large), while φ is small, then increasing F_t and F_3 could allow α_2 to reach the value α_2^* , while $\alpha_1 < \alpha_1^*$. This now means slipping occurs at the fracture surface not the cylinder wall. If F_t is sufficiently large, then increasing F_b will initiate slipping at the fracture surface and an incensement in the normal forces on the core. (F_b increases when the friction forces F_t and F_3 increase.) If F_t remains constant as F_b increases, the other forces will increase because slipping at the fracture increases N_1 and N_3 which in turn allows F_t and F_3 to increase. Eventually $\frac{F_t}{N_1}$, and hence υ , becomes sufficiently small for slipping to occur at the cylinder wall. However, if $\alpha_1^* > \alpha_2^* + \varphi$ the angle α_1 cannot reach α_1^* and hence no slipping occurs between the core and the cylinder, and the axial and normal forces will increase as F_b increases, causing a blockage. For a fixed force F_t on the upper core, three cases have been identified:

1. If $\alpha_2^* + \varphi > \frac{\pi}{2}$, no slipping occurs between the fracture surfaces and slipping can occur between the core and the cylinder. Typically, a low axial force will produce slipping.
2. If $\alpha_2^* + \varphi < \frac{\pi}{2}$ and $\varphi - \upsilon > 0$, some initial slipping can occur at the fracture surface, then axial slipping between the core and the cylinder wall can follow. A sufficiently large applied axial force will cause the

axial slipping, but if the force needed for this is greater than the applied force available then a blockage result.

3. If $\alpha_2^* + \varphi < \frac{\pi}{2}$ and v is large while φ is small enough, slipping will occur at the fracture surface and no slipping occurs at the cylinder wall so the core jams in the cylinder.

A force on the core above the fracture will cause the fracture to slip if the angle of the fracture is sufficiently close to the vertical. This will increase the normal forces between the cylinder wall and the core requiring greater axial forces F_1 and F_3 . However, increasing the axial driving force on the cylinder will eventually become sufficient for the inner cylinder to slip along the core.

If $F_1 = F_3$ the axial driving force needed to cause the cylinder to slip along the core can be calculated when the fracture surfaces are not slipping. Since $F_b = F_1 + F_3 + F_t$ and if we define $K = \frac{F_b}{F_t}$ then $K > 1$. If there are n such fractures in a core then $F_b = K^n F_t$.

This geometric increase in F_b with the number of fractures can mean that a very large driving force is required to initiate sliding of the cylinder along the fractured core. The occurrence of several fractures in a core can lead to the need for a larger force than is available to slide the cylinder completely along the core. This could lead to a blockage. Suppose the normal pressure p between the inner cylinder and core is constant everywhere the core and cylinder are in contact (i.e., for $-\nu < \theta < \nu$). The normal force N_1 is given by

$$N_1 = \int_{-\nu}^{\nu} p \cos \theta \, ds = \int_{-\nu}^{\nu} p \cos \theta \, h(\theta) r d\theta \quad (9)$$

Where, $h(\theta)$ is the height of an element of the contacting surfaces. Now;

$$h(\theta) = H + r(1 + \cos \theta) \tan \varphi$$

and so;

$$N_1 = \int_{-\nu}^{\nu} p \cos \theta (H + r(1 + \cos \theta) \tan \varphi) r d\theta = 2pr(H + r \tan \varphi) \sin \nu + pr^2 \tan \varphi \left(\frac{1}{2} \sin 2\nu + \nu \right) \quad (10)$$

Several simple mechanisms were suggested as possible causes of the core jamming problem. Some modelling and analysis of these mechanisms has been carried out and it appears that several of the simplest mechanisms are not, by themselves, the cause of blocking. Combinations of several of these mechanisms could result in the problem (Benjamin, B. & Whiten, B., 1994).

PURPOSE OF THE STUDY

It's clear that coring is an expensive operation in drilling industry, and it requires to consider many conditions at surface and subsurface. So, decreasing the number of reasons which can slow down the speed of operation and finally stop the operation, is the aim of this study. In this study, it has been tried to collect field data from 2005 to 2016, to have a more exact and easier study. After applying required calculations, stress and friction force amounts are obtained and used in analysis. At the end of the analysis and after

knowing the amount of stress and friction force, a new equipment suggested to be used instead of old core barrels.

METHODS OF STUDY

At the first, coring operation forms are collected from National Iranian Drilling Company (NIDC) Coring operation unite, which are related to Sarvak formation from Bangestan group, with the well details consists of, $6\frac{1}{8}$ " hole and oil base mud (OBM). Since, in order to analyses the operation revenue, new necessary parameter must be defined, CORING COEFFICIENT, is the term which presents the meaning of multiple of RECOVERY and EFFICIENCY. CORING COEFFICIENT means that, if %75 of drilled core which is well for laboratory examinations (core length), filled the %50 of the capacity of inner core barrel, this operation acquired the needful quality. RECOVERY demonstrates the quality of operation, which %75 is the lowest value in the well condition of $6\frac{1}{8}$ " and $3\frac{1}{4}$ " inner core barrel. Another term, EFFICIENCY, demonstrates the volume and capacity of inner core barrel which is filled from taken core, and coring unit technicians suggested the %50 for this term. This value was suggested by Chairman of NIDC coring unit.

$$CORING\ COEFFICIENT\ NUMBER\ (CCN) = RECOVERY * EFFICIENCY \quad (11)$$

About 220 coring operation forms from 2005 to 2016 are taken, so, the Friction Parameter Table based on the coring operation parameters consists of, Mud Weight (MW.), Viscosity (Vis.), Pump pressure, Strokes, Fluid (GPM), Bit type, Core barrel type, Depth, Core barrel length, Core length, drilled core, Spent time, Recovery and Efficiency were filled. After this classification, data related to National Iranian South Oil Company (NISOC), which were acquired from Geology unite, and included FMI logging tools data. Simultaneously, Formation Loss data from Fluids unit of NIDC along these twelve years were collected, which is a guidance for fracture existence. It must be mentioned that, in these twelve years some of these data were depredated, so several of fields in Sarvak formation were exited from analysis cycle. That just *Gachsaran*, *Shadegan* and *Kupal* fields are remained. By putting data in formulas and calculating them, the Friction Parameter Table will be fulfilled, in continue. In order to put data in Table, necessary assumptions must be supposed.

1. Static Friction force is calculated.
2. The whole core is single material and has limestone lithology.
3. Inner core barrel has stainless steel material.
4. If inner core barrel is Fiberglass, the friction factor of Fiberglass wall is %10 lower than Steel barrel.
5. The friction factor between Steel barrel wall and limestone is 0.4 (Roytech). So, for Fiberglass is 0.36.
6. The friction factor between fracture faces of limestone core is 0.7 (Stutzenberger, W.J. & Havens, J.H., 1958).
7. Because of complex calculation and lack of suitable formula in the case which many fractures exist along the core, it is tried to use average method. After collecting all of the fracture angels and prorating them to the number of fracture angels, the place of fracture angel will be put near the original angle which is closer to the obtained average angle along core length.
8. Hole's diameter from surface to bottom of hole is constant and equals $6\frac{1}{8}$ ".
9. F_3 equals F_1 , so, the original value of friction force is, $F = 2 * F_1$
10. $(\alpha_2 + \varphi < \frac{\pi}{2})$ and $(\varphi - \nu > 0)$, this is the basic assumption which we have purposed.

CALCULATIONS

At first, we must try to compute pressure above the core in the inner barrel. So, this formula is used:

$$\text{Pressure in core barrel} = (0.052 * (0.13368 * B) * A) + D - V - (0.052 * 3.28084 * L * (0.13368 * B)) \quad (12)$$

$$\text{Bottom hole pressure} = (0.052 * (0.13368 * B) * A) + D \quad (13)$$

Where:

A: Depth to bottom hole (ft)

D: Pump Pressure (psi)

U: Ave. Velocity (ft/s)

B: Mud weight (pcf)

F: Fluid (GPM)

V: Δpf (psi)

C: Viscosity (cp)

L: Drilled Cored (ft)

And

$$\Delta pf = A * (((0.13368 * B) 0.75) * (U 1.75) * (C 0.25)) / (1800 * (3.64) 1.25) \quad (14)$$

$$\text{Ave. Velocity (ft/s)} = (F / 32.4350208) \quad (15)$$

Then by utilization of eq. 6 and putting data in the formula, the value of N_1 is obtained.

$$1. \quad N_1 = 2pr(H + r \tan \varphi) \sin v + pr^2 \tan \varphi \left(\frac{1}{2} \sin 2v + v \right)$$

So, in order to acquire the value of $(F_t + F_1)$, we decide to use eq. 3.

$$2. \quad F_t + F_1 = N_1 \tan(\alpha_1 + v)$$

Once the value of N_2 is obtained by substituting $(F_2 = 0.7 * N_2)$ in eq. 4 and simplifying it, new formula is acquired in order to define N_2 .

$$3. \quad N_2 = \frac{F_t + F_1}{\cos \phi * (\tan \phi + 0.7)} \quad (16)$$

Therefore, everything which is required to directly calculate the value of F_1 and F_2 is ready.

$$4. \quad F_1 = N_1 * \tan \alpha_1 = \mu_1 * N_1 \quad (17)$$

$$5. \quad F_2 = N_2 * \tan \alpha_2 = \mu_2 * N_2 \quad (18)$$

Average angle

Efforts has been made to distinguish the best and the fastest method to calculate and recognize the Average angle along the core, so the method which is selected as defined at Assumptions is that, after collecting all the fracture angels and prorating them to the number of fracture angels, the place of fracture angel will be put near the original angle which is closer to the obtained average angle along the core.

Below, The Table 1, is presented the FMI logging tools data of *Gachsaran* Field, an instance for Average Angle assumption and method of calculation.

Table 1 The FMI logging tools data of Gachsaran Field

No.	Depth (m)	(phi) deg	(Azi) deg	No.	Depth (m)	(phi) deg	(Azi) deg
1	2699	38.94	277.61	13	2681.4	63.3	146.03
2	2687	44.54	255.01	14	2681.2	66.3	141.6
3	2687	42.50	248.65	15	2680.6	61.1	142
4	2686.6	73.60	245.71	16	2675.9	72	295.6
5	2686.7	88.37	97.70	17	2675.7	75	299.6
6	2684.4	69.33	121.97	18	2675.6	74.1	298.2
7	2683.5	69.81	129.05	19	2675.4	83.1	310
8	2683.2	60.60	143.97	20	2675.3	86.1	313.9
9	2682.8	66.1	141.54	21	2675.2	89	140.5
10	2682.6	65.15	143.03	22	2675.1	72.1	295.5
11	2682.4	63.3	146.03	23	2674.2	67.1	293
12	2682.07	59.7	152.3	24			

So, for instance, depth 2675m to 2690m which is emphasized with red color is related to 2009, after that, we collected the 21 fracture angels, 1445.76° , since we had to prorated them to the number of fracture angels that is 68.85° . According to the definition, which is presented about Φ , Average Angle value that is 68.85° must be subtracted from 90° So, it equals $90^\circ - 68.85^\circ = 21.15^\circ$

Therefore, we use 21.15° in our calculations. Considering the place, Average Angle which is located along the core, is put near the angle closest to this value. So, the nearest angle to Average Angle is 69.33373° at depth of 2684.4447m. Whereas the length along which fracture is located, is obtained through the below calculation. $2690 - 2684.4 = 5.6$ m. $5.6 * 3.28 = 18.368$ ft. We use the second value with the field dimensions in our calculations.

The results of coring parameter

After collecting the results of The Coring Parameter Table, parameters of successful operations and their percentages, including surface conditions and well conditions with the effects of tools load are presented below.

Table 2. Percentage of core barrels success

Percentage of Fiberglass barrel success	Percentage of steel barrel success	Percentage of Aluminum barrel success
66.13%	57.62%	100.00%

Table 3. Percentage of successful coring operation with special type of bits

FC274LI success	RC 476 success	CK 57 success	CK 58 success	CTBFFH success
-----------------	----------------	---------------	---------------	----------------

50.00%	64.21%	62.37%	88.89%	0.00%
--------	--------	--------	--------	-------

Table 4. Other operational parameters

Ave. of Vis.	Ave. of MUD Wt.	Ave. of Fluid GPM	Ave. of Strokes	Ave. of Pump pressure
47.86	68.24	166.28	31.34	1247.21

THE CONCLUSION OF CORING PARAMETER TABLE

As shown in table 2, the percentage of Fiberglass barrel success, is more than other inner core barrel types, in condition that utilization of Fiberglass core barrel is increased to be applied in coring operations, just from 2014. Although %100 of Aluminum core barrel success is obtained, the problem of using Aluminum barrels includes flexibility and high price. As shown in table 3, among equipped bits in Sarvak formation, CK58 has the most successful operation after that, RC476, and CK57 have the second and third rate. But the number of utilization times of CK58, against other bits is strongly low, just 8 successful applications. As a comparison, CK57 had 59 successful operations while RC476 showed 61 successful operations.

STRESS AND FRICTION FORCES ANALYSIS OF CORE JAMMING IN SARVAK FORMATION

Being informed that, we study and speak about F_1 even though, the main value of friction force is assumed, $F = 2 \cdot F_1$, because F_3 is not calculated. The main objective is to conciliate the stress (N_1 and N_2) and frictional forces (F_1 and F_2) of core jamming in Sarvak Formation. Due to the parameters obtained in The Coring Parameter Table, the friction force has not enough chance to create occurrence of core jamming in some cases, since the length of drilled core is not so high. This emphasizes on the point that the friction force reason can't just be the sufficient reason. So, a combination of significant reasons creates the core jamming. Accordingly, the formation loss helps in distinguishing of what ordination of fracture permeability existed in the formation. The range of formation loss value which affect the routine of coring operation, for instance, core jamming or stopping the operation (because of cost of making oil base mud), is about 20 to 40 bbl. (NIDC technician said). Therefore, formation loss margin is a segment of chained cycle of stopping operation. In order to conciliate frictional forces of core jamming, we start with unsuccessful coring operations in which coring coefficient is lower than 0.375. It must mention that, in average, in Sarvak Formation, consumed time for taking cores from formation is about 27.61 min per meter of taking cores. Also, if no other reason except friction force be applied and frictional force reaches to more than 2500 lb., probably it causes a blockage or in another word core jamming is occurred.

UNSUCCESSFUL CORING OPERATIONS

There are 5 unsuccessful coring operations among 3 remained fields, *Gachsaran*, *Shadegan* and *Kupal* in which the coring coefficient number lower than 0.375 and the friction force value is the most significant except number one in the following.

1. 2012 - #377 Gachsaran Field

The coring coefficient number is 0.005, that means just 0.48 m of core is obtained from 2.60 m of drilled core in a 18 m-2 jointed Steel core barrel. 500 bbl. formation loss. friction force value is 401.90 lb_f and average consumed time for this operation is 126.92 min/m. therefore this value creates a huge time quarrel (100 min/m) between the average consumed time for Sarvak Formation (27.61 min/m) and this operation.

2. 2010 - #48 Kupal Field

The coring coefficient number is 0.165, that means just 6.50 m of core is obtained from 9.50 m of drilled core in a 27 m-3 jointed Steel core barrel. 10 bbl. formation loss. friction force value is 2883.75 lb_f and average consumed time to fulfill operation is 41.68 min/m. this value is more than the average consumed time to takes core in Sarvak Formation.

3. 2010 - #48 Kupal Field

The coring coefficient number is 0.301, that means just 9.45 m of core is obtained from 11.00 m of drilled core in a 27 m-3 jointed Steel core barrel. 10 bbl. formation loss. friction force value is 3045.35 lb_f and average consumed time to take core is 16.00 min/m. In other words, this value is about 10 min distant from the average consumed time for Sarvak Formation.

4. 2007 - #13 Shadegan Field

The coring coefficient number is 0.028, that means just 1.50 m of core is obtained from 3.00 m of drilled core in a 27 m-3 jointed Steel core barrel. Formation loss is NOT OBTAINED. Friction force value is 3454.07 lb_f that passed the friction force margin. Also, average consumed time for this operation is 35.00 min/m, it means this value is more than the average consumed time for Sarvak Formation.

5. 2007 - #13 Shadegan Field

The coring coefficient number is 0.127, meaning that just 5.85 m of core is obtained from 10.00 m of drilled core in a 27 m-3 jointed Steel core barrel. Formation loss is NOT OBTAINED. Friction force value is 5183.10 lb_f and average consumed time for this operation is 10.40 min/m. So, this value is much lower than the average consumed time for Sarvak Formation, since the ROP is high.

SUCCESSFUL CORING OPERATIONS

In successful operations where coring coefficient number is more than 0.375, 15 coring operations is distinguished in Gachsaran, Shadegan and Kupal, 3 remained fields. So

1. 2012 - #20 Shadegan Field

The coring coefficient number is 1.028 (the reason behind this value of coring coefficient number is the length of core is more than the capacity of inner core barrel, therefore the efficiency percentage is more than 100%) that means all of 18.50 m of drilled core is obtained in an 18 m Fiberglass barrel. 10 bbl. formation loss. Friction force value is 1162.94 lb_f and average consumed time to take core is 60.00 min/m. So, this value has high time quarrel to the average consumed time for Sarvak Formation.

2. 2010 - #48 Kupal Field

The coring coefficient number is 1.019, meaning that all of 27.50 m of drilled core is obtained in a 27 m Fiberglass barrel. 10 bbl. formation loss. Friction force value is 2498.49 lb_f and average consumed time to take core is 24.25 min/m. So, this value is near the average consumed time for Sarvak Formation, 27.61 min/m.

3. 2010 - #48 Kupal Field

The coring coefficient number is 0.556, it means all of 15.00 m of drilled core is obtained in a 27 m Fiberglass barrel. 16 bbl. formation loss. Friction force value is 4323.41 lb_f and average consumed time to take core is 32.80 min/m. So, this time is about 5 min more than the average consumed time for Sarvak Formation.

4. 2010 - #48 Kupal Field

The coring coefficient number is 1.037, it means that totally 28.00 m of drilled core is obtained in a 27 m Fiberglass barrel. 23 bbl. formation loss. Friction force value is 3759.23 lb_f and the average consumed time to take core is 33.68 min/m.

5. 2010 - #48 Kupal Field

The coring coefficient number is 1.019, it means that totally 27.50 m of drilled core is obtained in a 27 m Fiberglass barrel. 45 bbl. formation loss is on the margin of formation loss risk. Because the Coring Coefficient number is near 1, so it hasn't made any problem for operation. The friction force value is 2956.63 lb_f and again this parameter is on the margin too. But at the end of operation when the operator fulfilled the operation, both formation loss and high friction force occur. Average consumed time to take core is 24.58 min/m.

6. 2009 - #363 Gachsaran Field

The coring coefficient number is 0.713, it means that just 6.70 m of core is obtained from 7.00 m of drilled core in a 9 m Steel barrel. 1 bbl. formation loss which is a good value. Friction force value is 1543.85 lb_f. Average consumed time to take core is 41.00 min/m, so this value has about 14 min time quarrel to the average consumed time for Sarvak Formation. According to not that much high friction force value, hence may be the reason of blockage is something else, we don't have any other parameter for it in this study.

7. 2009 - #362 Gachsaran Field

The coring coefficient number is 0.806, it means all of 14.50 m of drilled core is obtained in an 18 m Steel barrel. 44 bbl. formation loss is on the margin of formation loss risk. Because the Coring Coefficient number is not near 1 and has a quarrel about 0.2, so it may cause a problem for operation, in addition friction force value is 2410.23 lb_f and again this parameter is on margin too. But it is worth thinking that high formation loss value has caused stopping the operation. And average consumed time to take core is 24.97 min/m.

8. 2009 - #362 Gachsaran Field

The coring coefficient number is 1.028 that means totally 18.50 m of drilled core is obtained in an 18 m Fiberglass core barrel. 42 bbl. formation loss is on the margin of formation loss risk. Because the Coring Coefficient number is near 1, so it hasn't made a problem for operation. Friction force value is 2022.19 lb_f. It is possible that both formation loss and high friction force occur at the end of operation that is when the operator fulfilled the operation, as the average consumed time to take core is 27.03 min/m.

9. 2009 - #362 Gachsaran Field

The coring coefficient number is 0.378 that is extraordinary near the margin so it means just 10.60 m of core is obtained from 11.00 m of drilled core in a 27 m Steel barrel. 70 bbl. formation loss has passed the margin of formation loss risk. Because the Coring Coefficient number has a high quarrel to 1, about 0.6, so it might make a problem for operation, friction force value is 3041.15 lb_f. In this situation it is conceivable that high formation loss prevents the operation to be fulfilled. Average consumed time to take core is 29 min/m, which this value is not significant.

10. 2009 - #362 Gachsaran Field

The coring coefficient number is 0.431, which is not so substantial. It means that just 16.00 m of core is obtained from 22.00 m of drilled core in a 27 m Steel barrel. It is also significant that formation loss is 0 bbl. Friction force value is 2879.74 lb_f passing through the margin. Average consumed time to take core is 39.00 min/m. Therefore, it is convincible that the high friction force is the reason of blockage.

11. 2009 - #362 Gachsaran Field

The coring coefficient number is 0.519 that is a medium value, it also means that just 14.50 m of core is obtained from 15.00 m of drilled core in a 27 m Steel barrel and 0 bbl. Formation loss is noticeable too, friction force value is 1312.22 lb_f which has a long distance to margin. Average consumed time to take core is 39.00 min/m. Since there is no formation loss it is worth thinking that a combination of friction force and another reason caused the blockage.

12. 2009 - #362 Gachsaran Field

The coring coefficient number is 0.948 it also means that just 18.00 m of core is obtained from 19.00 m of drilled core in an 18 m Steel barrel. 0 bbl. formation loss is another great condition for operation. Friction force value is 2937.45 lb_f so it passed the margin and average consumed time to take core is 37.00 min/m. We can consider this operation as a complete one.

13. 2007 - #13 Shadegan Field

The coring coefficient number is 0.436 so it is not a substantial condition. It means that just 11.88 m of core is obtained from 12.00 m of drilled core in a 27 m Steel barrel. Formation loss is NOT OBTAINED. Friction force value is 4508.73 lb_f which is a significant value in this situation. The average consumed time to take core is 49.50 min/m, in about 22 min time quarrel to the average consumed time for Sarvak Formation. So, it is possible to consider that the main reason of blockage, is friction force.

14. 2007 - #13 Shadegan Field

The coring coefficient number is 1.000, a great condition that means totally 27.00 m of drilled core is obtained in a 27 m Fiberglass barrel. Formation loss is NOT OBTAINED. Friction force value is 1942.66 lb_f and average consumed time to take core is 21.00 min/m. So, this value is about 5 min lower than the average consumed time for Sarvak Formation.

15. 2007 - #13 Shadegan Field

The coring coefficient number is 0.945, it means approximately 17.50 m of drilled core is obtained in an 18 m Fiberglass barrel. Formation loss is NOT OBTAINED. Friction force value is 2748.97 lb_f it has passed the margin. Average consumed time to take core is 15.56 min/m, this value is about 10

min lower than the average consumed time for Sarvak Formation. It is reasonable to consider friction force as the cause of blockage.

CONCLUSION AND FUTURE WORK

The type of pipe which is utilized as the inner core barrel of friction factor value is highly significant. Because it postpones the time of reaching the maximum of friction force that the core can overcome it. Based on the results of calculations, we found out that, in Fiberglass barrels or in Steel barrels, reaching to a 2500 lb_f friction force or with assumption of equalization of F_3 and F_1 , reaching to the value of 5000 lb_f. So, in Fiberglass barrels more Length of the core is needed to create the same value of Friction force in the Steel barrels at the same conditions. Hence, we suggest:

- Utilizing Fiberglass inner core barrels instead of Steel inner core barrels.
- A low clearance between the inner core barrel and the core allows only the entry of smaller particles into the gap. These smaller particles create lower radial forces and hence less friction force on inner barrel-core contacts. Thus, a small clearance should help reduce this type of blockage.
- Also, we suggest installing a type of tool (very small piston & cylinder with a ball which this ball could go in the cylinder) on the body of the inner core barrel to reduce the contact surface between the core and inner core barrel wall. Also, it helps the core to move easier in the core barrel. They must be installed spirally, and 90 ones of this tool are needed.

REFERENCES

- Huey, D.P. (2009). IODP Drilling and Coring Technology (Past and Present, Phase 2, Final Report)
- Eghtesadi, T. (2010). Facies Analysis, Depositional Environments and Diagenesis of the Sarvak Formation in Azadegan Oil Field, The 1st International Applied Geological Congress, Department of Geology, Islamic Azad University - Mashad Branch, Iran, 26-28 April 2010, MS student - Islamic Azad University, Tehran, Iran.
- Zahid, S. & Khan, A. (2011). Application of the state of art anti-jam coring system, a case study, OMV (Pakistan) exploration GmbH, Asif Khalil, Baker Hughes EHO Ltd, SPE 156208.
- Benjamin, B. and Whiten, B. (1994) Diamond Drilling for Core Sampling. [Study group]/ Study group: Australian and New Zealand Mathematics in Industry study group > MISG 1994/ Company Name: Longyear Australia/ Deposited by: Dr. Kamal Bentaher/1994/82-96.
- Roytech, http://www.roytech.co.uk/Useful_Tables/Tribology/co_of_frict.htm
- Stutzenberger, W.J. & Havens, J.H. (1958). A study of the polishing characteristics of limestone and sandstone aggregates in regard to pavement slipperiness, Commonwealth of Kentucky Department of Highways, 37th Annual Meeting of the Highway Research Board.