



**İSKENDERUN TEKNİK**

ÜNİVERSİTESİ

MÜHENDİSLİK VE FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**YÜKSEK  
LİSANS  
TEZİ**

**ADİYAMAN YÖRESİ PETROL SONDAJ  
FAALİYETLERİNDE ÜRETKEN  
OLMAYAN SÜRENİN İSTATİSTİK  
ANALİZİ**

**Muhammed Said ATEŞ**

PETROL VE DOĞALGAZ MÜHENDİSLİĞİ  
ANABİLİM DALI

HAZİRAN 2019



**ADİYAMAN YÖRESİ PETROL SONDAJ FAALİYETLERİNDE ÜRETKEN  
OLMAYAN SÜRENİN İSTATİSTİK ANALİZİ**

**Muhammed Said ATEŞ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ  
PETROL VE DOĞALGAZ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**İSKENDERUN TEKNİK ÜNİVERSİTESİ  
MÜHENDİSLİK VE FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**HAZİRAN 2019**

Muhammed Said ATEŞ tarafından hazırlanan “ADİYAMAN YÖRESİ PETROL SONDAJ FAALİYETLERİNDE ÜRETKEN OLMAYAN SÜRENİN İSTATİSTİK ANALİZİ” adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından OY BİRLİĞİ ile İskenderun Teknik Üniversitesi Petrol Ve Doğalgaz Mühendisliği Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

**Danışman:** Dr. Öğr. Üyesi Bayram Ali MERT

Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Anabilim Dalı, İskenderun Teknik Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.



**Başkan:** Prof. Dr. Şuayip KÜPELİ

Jeoloji Mühendisliği Anabilim Dalı, Konya Teknik Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.



**Üye:** Doç. Dr. Yasin ERDOĞAN

Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Anabilim Dalı, İskenderun Teknik Üniversitesi

Bu tezin, kapsam ve kalite olarak Yüksek Lisans Tezi olduğunu onaylıyorum.

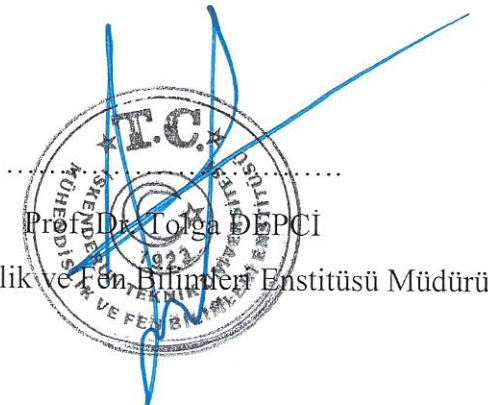


Tez Savunma

Tarihi:

10/06/2019

Jüri tarafından kabul edilen bu tezin Yüksek Lisans Tezi olması için gerekli şartları yerine getirdiğini onaylıyorum.

  
Prof. Dr. Tolga DEPCI  
Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

## ETİK BEYAN

İskenderun Teknik Üniversitesi Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez üzerinde Yükseköğretim Kurulu tarafından hiçbir değişiklik yapılamayacağı için tezin bilgisayar ekranında görüntülendiğinde asıl nüsha ile aynı olması sorumluluğunun tarafıma ait olduğunu,
- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu, bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.



Muhammed Said ATEŞ

10/06/2019

ADİYAMAN YÖRESİ PETROL SONDAJ FAALİYETLERİNDE ÜRETKEN OLMAYAN  
SÜRENİN İSTATİSTİK ANALİZİ  
(Yüksek Lisans Tezi)

Muhammed Said ATEŞ

İSKENDERUN TEKNİK ÜNİVERSİTESİ  
MÜHENDİSLİK VE FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

Haziran 2019

ÖZET

Petrol sondajı, zor ve ileri teknoloji gerektiren bir süreçtir. Gerek petrolün çıkarılması için yapılan sondaj çalışmaları esnasında, gerekse çıkarıldıktan sonra rafinerilere taşınıncaya kadar geçen süreç içerisinde kaynak israfını önleyici tedbirlerin alınması gerekir. Bu süreç içerisinde çeşitli nedenlerle kesintiye uğramış üretken olmayan süreler, önemli ölçüde zaman kaybı ve maliyet artışıyla sonuçlanacaktır.

Üretken olmayan süre (ÜOS) analizi, birçok sektörde başarılı bir şekilde uygulanmaktadır. Süre analizi pek çok alanda mühendisler için önemli bir başvuru kaynağı olmuştur. Sondaj mühendisliği açısından bakıldığında sondaj faaliyetlerinin projelendirilmesi aşamasında olası belirsizlikleri indirmek için iyi bir analiz yöntemi olarak karşımıza çıkmaktadır. Sondaj faaliyetlerinde sık görülen problemlerin tanımlanması, operasyonların performansındaki eksiklikleri azaltmak için düzeltici önlemlerin alınması açısından oldukça önem arz etmektedir. Özellikle zaman ve maliyetlerdeki belirsizlik oranının yüksek olduğu sondaj sahalarında üretken olmayan süre analizlerinin efektif şekilde uygulanması daha güvenilir bir sondaj projesi bütçesi planları oluşturulmasına önemli oranda katkılar sağlayacaktır.

Bu çalışmada, toplam kesinti süresine yani üretken olmayan süreye odaklı sondaj performansları ele alınmıştır. Adıyaman yöresindeki 30 adet faal petrol kuyusu verileri kullanılarak ÜOS analizi yapılmıştır. Zaman dilimi olarak kuyu sondajı başlangıcı ile sondajın sonlandırılması arasındaki aşamalar dikkate alınmıştır. Sonuçların değerlendirilmesiyle, petrol kuyuları sondaj aşamasında iş ve emek kaybının önlenmesi için alınması gereken önlemler sıralanmış ve tavsiyelerde bulunulmuştur.

Anahtar Kelimeler : Üretken olmayan süre, İstatistik, Petrol, Sondaj, Adıyaman

Sayfa Adedi : 67

Danışman : Dr. Öğr. Üyesi Bayram Ali MERT

STATISTICAL ANALYSIS OF NON-PRODUCTIVE TIME IN OIL DRILLING  
OPERATIONS IN ADIYAMAN REGION  
(M. Sc. Thesis)

Muhammed Said ATEŞ

ISKENDERUN TECHNICAL UNIVERSITY  
ENGINEERING AND SCIENCE INSTITUTE

June 2019

ABSTRACT

Oil drilling is a difficult process that requires cutting-edge high technology. Both during drilling for taking oil and after taking, it is necessary to take preventative measures against wastage of resources until transported to refinery. Interrupted time due to various reasons, that is non-productive times, will result in time and cost lost at significant times.

Non-productive time (NPT) analysis is successfully applied in many sectors. Time analysis has been an important reference for engineers in many areas. In terms of drilling engineering, it is a good method of analysis to reduce the possible uncertainties in the design phase of drilling operations. Defining common problems in drilling operations is of great importance in terms of taking corrective measures to reduce the deficiencies in the performance of operations. Efficient implementation of non-productive time analyzes in drilling sites, especially where uncertainty in time and costs is high, will significantly contribute to the creation of more reliable drilling project budget plans.

In this study, total drilling time-based, that is, non-productive time-driven, drilling performances are discussed. NPT analysis was performed by using data of 30 active oil wells in Adiyaman region. As time period, stages were considered between beginning and finishing of the drilling. By evaluating the results, necessary measures are mentioned to prevent loss of work and labor at the stage of oil wellbore drilling and recommendations were made.

Key Words : NPT, non-productive time, Statistics, Petroleum, Drilling, Adiyaman.

Page Number : 67

Supervisor : Assist. Prof. Dr. Bayram Ali MERT

## TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın ortaya çıkarılmasında yardım, destek ve tecrübelerini esirgemeyen danışman hocam Dr. Öğr. Üyesi Bayram Ali MERT'e teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca tezin yazılmasında yardımcı olan değerli babam Dr. Öğr. Üyesi Ali ATEŞ'e ve sevgili kardeşim Öğr. Gör. Seyfullah Sinan ATEŞ'e teşekkürü bir borç bilirim.

Tez çalıőmalarım sırasında sabır ve anlayıő gösteren eőime ve her zaman desteğini benden esirgemeyen anneme ayrıca teşekkür ederim.



**İÇİNDEKİLER**

	<b>Sayfa</b>
ÖZET .....	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER .....	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	x
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	xi
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xiii
1. GİRİŞ.....	1
2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR.....	3
3. KAYNAK ARAŞTIRMASI.....	7
3.1. Adıyaman'daki Petrol Sahalarına İlişkin Genel Bilgiler.....	7
3.1.1. Formasyonların Yapısı ve Litolojisi.....	9
3.2. Uygulanan Sondaj Tekniği.....	16
3.2.1. Kullanılan Sondaj Kuleleri.....	16
3.2.2. Uygulanan Koruma Borusu (Casing) Programı.....	18
3.2.3. Uygulanan Sondaj Dizisi Programı.....	19
3.2.4. Sondaj Faaliyetlerinde Karşılaşılan Problemler.....	20
4. MATERYAL VE METOD.....	25
4.1. Materyal.....	25
4.2. Metod.....	25
5. ARAŞTIRMA BULGULARI.....	27
5.1. Yapılan Kronometraj ve Veri Toplama Çalışmaları.....	27
5.1.1. AT-2 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	27
5.1.2. AT-3 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	28



**Sayfa**

5.1.4.	AT-5 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	29
5.1.5.	AT-6 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	30
5.1.6.	F-11 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	31
5.1.7.	F-12 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	32
5.1.8.	F-13 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	33
5.1.9.	F-14 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	34
5.1.10.	F-15 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	35
5.1.11.	CH-11 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	36
5.1.12.	CH-12 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	37
5.1.13.	CH-13 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	37
5.1.14.	CH-14 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	38
5.1.15.	CH-15 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	39
5.1.16.	K-11 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	40
5.1.17.	K-12 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	41
5.1.18.	K-14 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	41
5.1.19.	K-15 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	42
5.1.20.	K-16 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	43
5.1.21.	C-22 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	44
5.1.22.	C-23 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	45
5.1.23.	C-24 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	45
5.1.24.	C-25 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	46
5.1.25.	C-26 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	47
5.1.26.	EL-2 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	48
5.1.27.	EL-3 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	49
5.1.28.	EL-4 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	49

	<b>Sayfa</b>
5.1.30. EL-6 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması.....	51
5.2. Tanımlayıcı İstatistikler.....	52
5.3. Z Dağılımı İle ÜOS Tahmini.....	53
5.4. Karşılaşılan Problemlerin Toplam Delme Süreleri İçindeki Oranları.....	55
5.5. Tartışma.....	56
5.6. İstatistiksel Değerlendirme.....	59
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	62
KAYNAKLAR.....	64
ÖZGEÇMİŞ.....	66
DİZİN.....	67

## ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 3.1. F 200 Kulesi Özellikleri.....	17
Çizelge 3.2. F 320 Kulesi Özellikleri.....	17
Çizelge 3.3. MR 7000 Kulesi Özellikleri.....	17
Çizelge 3.4. NOV 2000 Kulesi Özellikleri.....	17
Çizelge 3.5. Koruma Borusu (Casing) Programı.....	18
Çizelge 3.6. 17-1/2" ya da 16" Kuyu Sondaj Dizisi.....	19
Çizelge 3.7. 12-1/4" Kuyu Sondaj Dizisi.....	19
Çizelge 3.8. 8-1/2" Kuyu Sondaj Dizisi.....	20
Çizelge 4.1. ÜOS'lerin Kategorizasyonu.....	20
Çizelge 4.2. Derinlik-zaman çizelgesinden örnek bir görünüm .....	20
Çizelge 5.1. Toplam delme süresi içerisinde %ÜOS oranları .....	20
Çizelge 5.2. Toplam delme Süresi İçerisinde %ÜOS Tanımlayıcı İstatistikleri.....	20
Çizelge 5.3. ÜOS kategorilerinin Z dağılımına göre tahminleri.....	54
Çizelge 5.4. Kuyu Derinlikleri.....	59
Çizelge 5.2. Kuyu Derinliğine Göre ÜOS Kategorileri.....	60

## ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 3.1. GüneyDoğu Anadolu Bölgesi Stratigrafisi.....	8
Şekil 3.2. Güneydoğu Anadolu Bölgesinin Kuzey Alanlarındaki Birimlerin Stratigrafisi....	9
Şekil 3.3. Basınç Farkı Takım Sıkışması.....	21
Şekil 3.4. Mekanik Sıkışma.....	22
Şekil 3.5. Sirkülasyon Kaybı.....	23
Şekil 3.6. Kuyu sapması.....	24
Şekil 5.1. AT-2 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	27
Şekil 5.2. AT-3 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	28
Şekil 5.3. AT-4 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	29
Şekil 5.4. AT-5 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	30
Şekil 5.5. AT-6 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	31
Şekil 5.6. F-11 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	32
Şekil 5.7. F-12 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	33
Şekil 5.8. F-13 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	34
Şekil 5.9. F-14 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	35
Şekil 5.10. F-15 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	35
Şekil 5.11. CH-11 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	36
Şekil 5.12. CH-12 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	37
Şekil 5.13. CH-13 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	38
Şekil 5.14. CH-14 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	39

<b>Şekil</b>	<b>Sayfa</b>
Şekil 5.15. CH-15 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği.....	39
Şekil 5.16. K-11 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	40
Şekil 5.17.: K-12 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	41
Şekil 5.18. K-14 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	42
Şekil 5.19. K-15 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	43
Şekil 5.20. K-16 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	43
Şekil 5.21. C-22 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	44
Şekil 5.22. C-23 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	45
Şekil 5.23. C-24 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	46
Şekil 5.24. C-25 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	47
Şekil 5.25. C-26 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	47
Şekil 5.26. EL-2 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	48
Şekil 5.27. EL-3 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	49
Şekil 5.28. EL-4 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	50
Şekil 5.29. EL-5 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	51
Şekil 5.30. EL-6 kuyusu Derinlik-Zaman Grafiği .....	52
Şekil 5.31. 30 adet kuyunun Toplam Üretken Süre ve Toplam Üretken Olmayan Süre Oranı.....	55
Şekil 5.32. ÜOS kategorilerinin Toplam ÜOS'ye katkısı. ....	58

## SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

### Simgeler Açıklamalar

$\sigma$  Standart Sapma

$\mu$  Ortalama

$\sigma^2$  Varyans

### Kısaltmalar Açıklamalar

**ÜOS** Üretken Olmayan Süre

**ÜS** Üretken Süre

**NPT** Non-Productive Time

**PT** Productive Time

**DP** Drill Pipe

**MCS** Monte Carlo Simulasyonu

**NPV** Net Present Value

**OYF** Olasılık Yoğunluk Fonksiyonu

**KDF** Kümülatif Dağılım Fonksiyonu

**AFE** Authority For Expenditure

**API** American Petroleum Institute

**P10** 10. persentil

**P90** 90. Persentil

**P50** 50. persentil

**GSR** Günlük Sondaj Raporu

## 1. GİRİŞ

İnsanlığın yakın tarihi içerisinde enerji talebindeki artış katlanarak artmaya devam etmektedir. Bilim insanları, sürekli artan enerji talebini temiz ve yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılamak için yeni ve kapsamlı projelerle artan bir ivme ile çalışmalara devam etmektedirler. Bununla birlikte halen dünyadaki enerji ihtiyacının ciddi bir bölümü fosil yakıtlardan karşılanmaktadır. Bu nedenle petrol, tüm dünya üzerinde enerji piyasasındaki hâkimiyetini hala korumaktadır. Petrol ve doğalgaz şirketleri ise bu arz ve talebi dengelemek için günbegün daha derin kuyular açmak zorunda kalmakta, beraberinde de sondaj birim fiyatları katlanarak artmaktadır.

Türkiye petrol zengini bir ülke değildir. Bunun yanı sıra petrol çıkarımı zor ve ileri teknoloji gerektiren bir süreçtir. Petrol ve doğalgaz kuyularının sondajları maliyeti yüksek projelerdir. Bu nedenlerle gerek petrol çıkarılması için yapılan sondaj çalışmaları esnasında gerekse petrol çıkarıldıktan sonra bunun rafinerilere taşınmasına kadar geçen süreç içerisinde kaynak israfını önleyecek çalışmaların yapılması gerekir. Kaynak hem süre hem de maliyet olarak ele alınmalı ve birlikte değerlendirilmelidir. Pek çok projenin başarıya ulaşmasında bu iki parametre oldukça önemlidir.

Konu yeraltı olunca öngörülebilirlik diğer sektörlere göre çok daha düşüktür. Günlük kule ücretleri gibi günlük işletme maliyetleri, sondaj maliyetlerinin büyük bir bölümünü oluşturmaktadır. Bir kuyunun sondajı ne kadar uzun sürerse, kuyu maliyeti o kadar fazla olmaktadır. Bu nedenle, kuyunun maliyetini optimize etmek için sondajda harcanan zamanı optimize etmek gerekmektedir. Bunu başarmak için, iyileştirme alanlarını belirlemek ve bir kuyunun sondajı esnasında ortaya çıkan üretken olmayan süre (ÜOS) analizinin yapılması gereklidir. Sondaj sektöründe üretken olmayan süreler proje maliyetlerinde önemli yer tutar. Sondaj projelerinde gecikmelerin ana sebebi üretken olmayan sürelerdir. Üretken olmayan süre analizi, birçok sektörde başarılı olduğunu kanıtlamıştır. Bu süre analizi aynı zamanda birçok alanda mühendisler için önemli bir performans göstergesi olmuştur. Özellikle projenin yazım aşamasında süre ile ilgili belirsizlikleri, dolayısıyla maliyetteki belirsizlikleri indirgemek için önemli bir yöntem olmuştur. Proje için daha güvenilir bütçe planları oluşturulmasında katkısı pek çok kez onaylanmıştır. Zaman ve maliyetlerdeki belirsizlik oranının yüksek olduğu sondaj sahalarında üretken olmayan süre analizleri sondaj sektöründe efektif bir şekilde uygulanmaktadır.

Bir kuyunun veya bir üretim sahasındaki bir dizi kuyunun açılması ve tamamlanması için gereken süre tahmini proje planlamasının önemli bir parçasıdır. Gerek karadaki bir kuyunun sondajı gerekse derin denizlerde milyar dolarlık bir off-shore platformu olsun yapılacak bu tür süre tahminleri, bir sondaj projesinin ekonomik analizini doğrudan etkilemektedir. Geniş tabanlı, sondaj süresi hususunda birçok kalemi içine alan zaman tahminleri aynı zamanda değerli birer gözetim araçlarıdır. Bize, performansı ölçebilmek için değerli bir gösterge sağlar (Djatnika, Susilo Soepandji, Abidin ve Trigunarsyah, 2006).

Beklenmedik sondaj problemleriyle birim maliyetlerinde ciddi artışlar ortaya çıkabilir. Sondaj esnasında sorunlu jeolojik yapı ve metrajlarda yaşanan sıkıntıları ele almak için geliştirilen en iyi uygulamalar dahi çoğu zaman yetersiz kalmaktadır (Marbun, Aristya, Pinem, Ramli, Gadi, ve Ganesha, 2013). Bu sebeple, başlıca sorunları kapsamlı ve yapılandırılmış bir şekilde analiz ederek üretken olmayan süreyi ölçme ve değerlendirme bir projenin maliyeti açısından büyük bir öneme sahiptir.

Literatürde üretken olmayan sürenin standart bir tanımı yoktur. Kuruluşlar ve şirketler ÜOS'yi amaçlarına uygun bir şekilde tanımlar. Rabia (2001), ÜOS' yi bir arıza sonucu gerçekleştirilen herhangi bir rutin veya anormal işlem ya da sondaj faaliyetini durduran bir olay için harcanan zaman olarak tanımlamaktadır. Bu özel olay için ÜOS, problemin ortaya çıkmasından hemen önceki performansta işlemleri yeniden sürdürebilmek için geçen süre olarak verilir. Nabaei ve diğerleri (1989) ÜOS' yi sondajın fiilen durduğu zamandan itibaren başlatılmaktadır. Cochener'ın (2010) ise ÜOS'yi matkabın dönmediği zamanlar olarak tanımlamaktadır. Birçok çalışmada manevra süreleri, bağlantı süreleri ve/veya kuyu prospeksiyonu için harcanan zamanlar projelere ÜOS olarak dahil edilmiştir. Linda Hsieh (2010) ÜOS'yi sondaj yüklenicisinin orijinal planının dışında gerçekleşen herhangi bir faaliyetten kaynaklı harcanan süre olarak tanımlamaktadır. Nihayetinde ÜOS, bir faaliyet için harcanması planlanan sürenin üzerinde tüketilen süreleri kapsar (Nabaei, Moazzeni, ve Moradinejad, 1989). Gerekli ancak planlanmamış faaliyetler için harcanan süreler de ÜOS olarak nitelendirilir.



## 2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

Üretken olmayan süre (ÜOS) analizi, birçok sektörde başarılı olduğunu kanıtlamıştır. Bu yöntem aynı zamanda birçok alanda mühendisler için çok önemli bir klavuz niteliği taşımaktadır. Özellikle projenin yazım aşamasında belirsizlikleri indirgemek için önemli bir araç olmuştur. Proje için daha güvenilir bütçe planları oluşturulmasında katkısı pek çok kez onaylanmıştır (Bratvold ve Begg, 2010). Birçok çalışmada zaman ve maliyetlerdeki belirsizlik oranının yüksek olduğu sondaj sahalarında üretken olmayan süre analizleri efektif şekilde uygulanmıştır. Olasılık yöntemleri ÜOS analizleriyle başarılı bir şekilde sentezlenmiştir. Aşağıda, ÜOS'nin diğer sektörlerdeki uygulamaları ile ilgili çalışmalar kısaca incelenmiş ardından sondaj sektöründeki ÜOS çalışmaları incelenmiştir.

Djatkina ve diğerleri (2006) çalışmalarında inşaat sektöründe işçi verimliliğinin maliyetler üzerine etkisi ve verimliliği artırmak için düzeltici ve önleyici faaliyetler üzerine çalışmışlardır. Müteahhitler, projeleri benzer projelerle karşılaştırmak ve verim artışı sağlamak için verimlilik indeksinin kullanımının önemini işlemişlerdir. Yol ve köprü inşaatlarındaki üretken olmayan süre ve inşaat maliyet tahminini iyileştirmek için, vasıfsız bir çalışanın performans ve verimlilik oranlarını ölçmek ve işçi / iş performans standartlarının tanımlanmasına yardımcı olmak için bu yöntem tartışılmıştır. Üretken olmayan aktivite süresi ölçümü, üretken olmayan her iş elemanı için düzeltici ve önleyici faaliyetler getirerek işçi performansını artıracak bir araç olarak kullanılabilirdiğii sonucuna ulaşılmıştır.

Marbun ve diğerleri (2013) Endonezya'daki bir jeotermal arama kuyusunda sondaj sırasında ortaya çıkan üretken olmayan süreleri tespit etmek amacıyla bir çalışma gerçekleştirmişler. Sondaj sırasında meydana gelen dizi sıkışması ve sirkülasyon kaybı gibi beklenmeyen durumların maliyet artışındaki rolüne değinerek sondaj performans analizinin önemine değinmişlerdir. Ayrıca, beklenmedik durumlardaki zaman kayıplarının ölçüm, değerlendirme ve kapsamlı analizini yapmışlardır.

York ve diğerleri (2009) OTC (Offshore Technology Conference)'de yayınlanan çalışmasında maliyet aşımalarının kayıplı sirkülasyon dönüşleri, dizinin diferansiyel sıkışması ve dar gözenek ya da çatlatma gradyanları gibi birtakım sebeplerle kolaylıkla artabileceğini belirttikten sonra projelerdeki harcama yetkisinin (AFE- Authority For

Expenditure) %10 ila %25'lik kısmının bu gibi durumlar için ayrıldığını ve bu miktarın da bütçeye önemli ölçüde ek yük getirdiğini ifade etmişlerdir. Sıkıntılı bölgelerdeki sondajlarda geleneksel yöntemlerin uygulama alanının darlığı ve kayaç mekaniği konusundaki bilgi eksikliğinin bu durumu daha da kötüye götüreceği belirtilmiştir. Sondaj operatörleri bu riskleri minimuma indirmek için basınçlı sondaj yöntemleri, casing ya da liner ile sondaj, genişletilebilir casingler gibi ileri teknolojilerden yararlandıklarına değinmişlerdir. Etkisiz geleneksel yöntemlerin uygulanmasına son verilmesi ve son teknoloji ürünlerin proaktif değerlendirmede kullanımının ÜOS'nin azaltılmasında oldukça etkin olduğunun kanıtlamışlardır.

Sondaj işini yapmak için kanıtlanmış risk yönetim planının ön şart olduğunu belirterek çalışmalarına başlayan Akins ve arkadaşları (2005) kuyu risk yönetiminde kilit unsurun her bir aşama için doğal risklerin kapsamlı olarak anlaşılması olduğunu belirtmişlerdir. Bu çalışmada sondaj ve kuyu tamamlama zamanlarının olasılıksal yaklaşımla geliştirilmesini işlemişlerdir. Yöntem olarak ise daha öncesinde kazılan kuyulardan (offset wells) alınan süre ve maliyet gibi verileri ve farklarını incelemişler, ardından üretken olan süreler ve üretken olmayan sürelerin meydana gelme olasılıklarını adım adım inceleyip risk ve tehlike analizlerini yapmışlardır. Devamında analiz çıktısını Monte Carlo simulatörüne girdi olarak vererek detaylı ve istatistik tabanlı sonuçlar elde etmişlerdir.

Williamson, Sawaryn ve Morrison (2006) yapmış oldukları çalışmada deterministik yöntemlerden olan Monte Carlo yönteminin uygulanmasında düşülen hataları ele almışlardır. Bir kuyu için zaman ve maliyet tahmininde Monte Carlo simülatörü uygulayıcılarının yaptıkları hatalar genel olarak derlenmiş ve simülatörün daha iyi ve güvenilir sonuç vermesi adına nelere dikkat edilmesi gerektiğini vurgulamışlardır. Ayrıca, üretken olmayan süre tahminleri ile ilgili durumları da detaylı bir şekilde ele alan araştırmacılar ÜOS'ler için kullanılabilir ve kullanılmaması gereken dağılım grafiklerini açıklamışlardır.

Moazzeni, Nabaei ve Azari (2011) üretken olmayan süre miktarının etkin parametrelerini belirlemek amacıyla Güney İran sahalarındaki 300'den fazla petrol kuyusunun çalışma sürelerini ayrıntılı olarak analiz etmişlerdir. Sondaj mühendislerinin yaşadığı en yaygın sondaj problemleri ekipman arızasıdır. Petrol fiyatları üzerindeki aşağı yönlü baskının artmasıyla birlikte sondaj müteahhitleri ve operatörleri, sondaj ve üretim varlıklarına sahip

olma ve işletme maliyetlerini azaltarak penetrasyon oranını artırmaya odaklanmaktadırlar. Bir varlığın azalması durumunda, üretken olmayan sürenin değerlendirilmesine ve azaltılmasına büyük bir önem verilmiştir, mal sahibi için üretken ve geliri elde etmemektedir ve sondaj hizmetlerinde ve üretim gecikmelerinde operatöre zaman ve paraya mal olmaktadır.

Peterson, Murtha ve Schneider (1993) çalışmalarında Kuzey Denizinden elde edilen üç yıllık sondaj verilerinin istatistiksel yöntemlerle risk analizi yapmışlardır. Monte Carlo simülasyonundan da yararlanan çalışmada genel metodolojiye ek olarak farklı teknikler sunulmuştur.

Modak, Kalita ve Barua (2017) çalışmalarında ÜOS'nin genel maliyet üzerinde etkisini ve önemini belirttikten sonra aksama süresine neden olan sebepleri araştırmıştır. Zaman ve maliyetten tasarruf etmek ve sondaj ÜOS üzerine adımlar atılmıştır. Arıza sürelerine neden olan sebepler araştırılmıştır. On sekiz adet sondaj kulesinden toplanan verilerin ışığında ÜOS'ye neden olan temel sebepler Pareto analizi yardımıyla bulunup incelenmiştir.

Nyota ve Murigu (2017) ise çalışmalarında jeotermal kuyulardaki ÜOS'yi ele almışlardır. Jeotermal kuyusu sondajının jeotermal projesi maliyetleri üzerindeki etkisine değinmişlerdir. Kuyunun maliyetini optimize etmek için sondajda harcanan zamanı optimize etmek, iyileştirme alanlarını belirlemek ve sondaj yaparken ortaya çıkan üretken olmayan sürenin analizinin gerekliliği vurgulanmıştır. Bu makale, Kenya'daki Olkaria sahasında jeotermal kuyuları açarken, süreci iyileştirmek ve dolayısıyla maliyetten tasarruf etmek amacıyla ortaya çıkan üretken olmayan sürenin incelemesi sunulmuştur.

Noerager, Norge, White, Floetra ve Dawson (1987) "İstatistiksel Analizden Sondaj Süresi Tahmini" isimli çalışmalarında Kuzey Denizinde kazılan kuyulardan alınan veriler yardımıyla ve istatistiksel yöntemleri de kullanarak kuyuların sondaj sürelerini ve sondajı uzatan sürelerin tahmini üzerinde çalışmışlardır. Yazıda, geliştirdikleri model denklemler üzerinden zaman analizi yapmışlardır.

Ogidan ve Coetzer (1993) çalışmalarında toplam 384300 metre sondajı olan 164 kuyudan alınan verileri incelemişler ve üretken olmayan süreleri analiz etmişler ve performans iyileştirmeleri üzerine çalışmışlardır. Yazıda üretken olmayan sürenin analizi için iki ana

başlık benimsenmiştir. Bunlar, uygun olmayan işlemler nedeniyle olanlar ve ekipman arızası nedeniyle olanlar. Bu iki ana başlıkta toplanan üretken olmayan süreleri azaltmak için neler yapılabileceği tartışılmıştır.

Basbar ve Kharusi (2016) bu çalışmalarında üretken olmayan sürenin maliyet üzerindeki önemine değindikten sonra üretken olmayan sürenin toplam kuyu maliyeti içerisindeki oranının %10 ila %15 olduğunu, bu değerin %30'lara kadar çıkabileceğini iddia etmişlerdir. Çalışmalarında 3 sondaj kulesi ve 6 workover kulesinin çalışmaları analiz edilmiştir. Üretken olmayan sürenin %27,6'ya ulaştığı durum için en sık oluşan ÜOS kaynaklarını belirlemek için Pareto diyagramı kullanmışlardır. ÜOS'ye katkıda bulunan etmenlerden sondaj işçilerinin yetkinliği %42 mekanik ekipmanların arızası %27,6 malzeme beklenmesi %17,2 operasyonel ekipman arızaları %12, ve son olarak konaklama ile ilgili gecikmeyi %0,5 olarak tespit etmişlerdir. Daha sonrasında buradan elde edilen verileri Ishikawa (balık kılıcı) diyagramı ile işçi yetkinsizliğinin etkisini incelemişlerdir.

### **3. KAYNAK ARAŞTIRMASI**

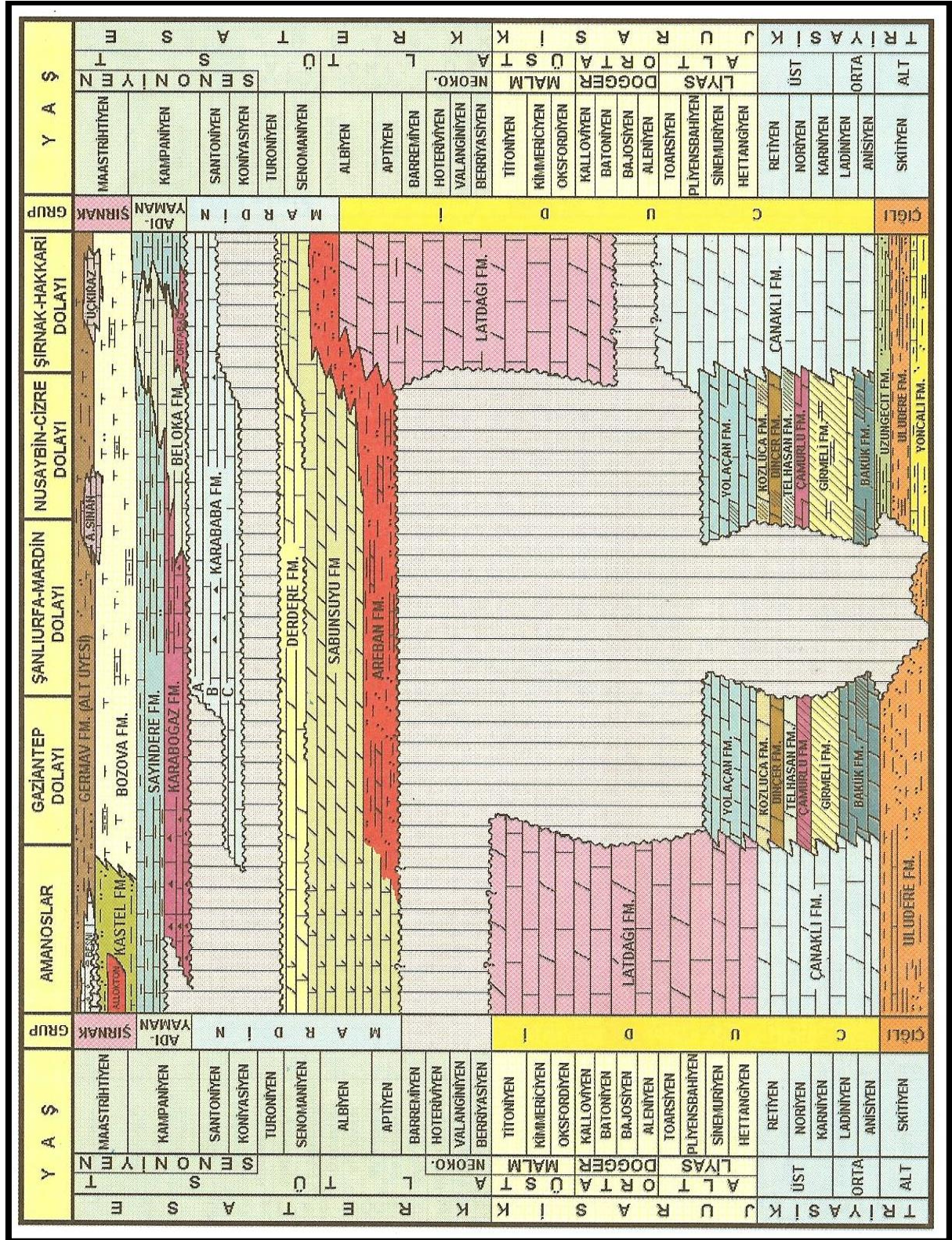
Bu bölümde Adıyaman bölgesinin jeolojisi ile ilgili bilgiler, Adıyaman Yöresinde kullanılan sondaj kuleleri, uygulanan sondaj tekniği, kullanılan sondaj dizisi ve koruma borusu dizilimleri yer almaktadır. Ayrıca kuyuların sondajı esnasında karşılan sorunlara değinilmiştir.

#### **3.1. Adıyaman'daki Petrol Sahalarına İlişkin Genel Bilgiler**

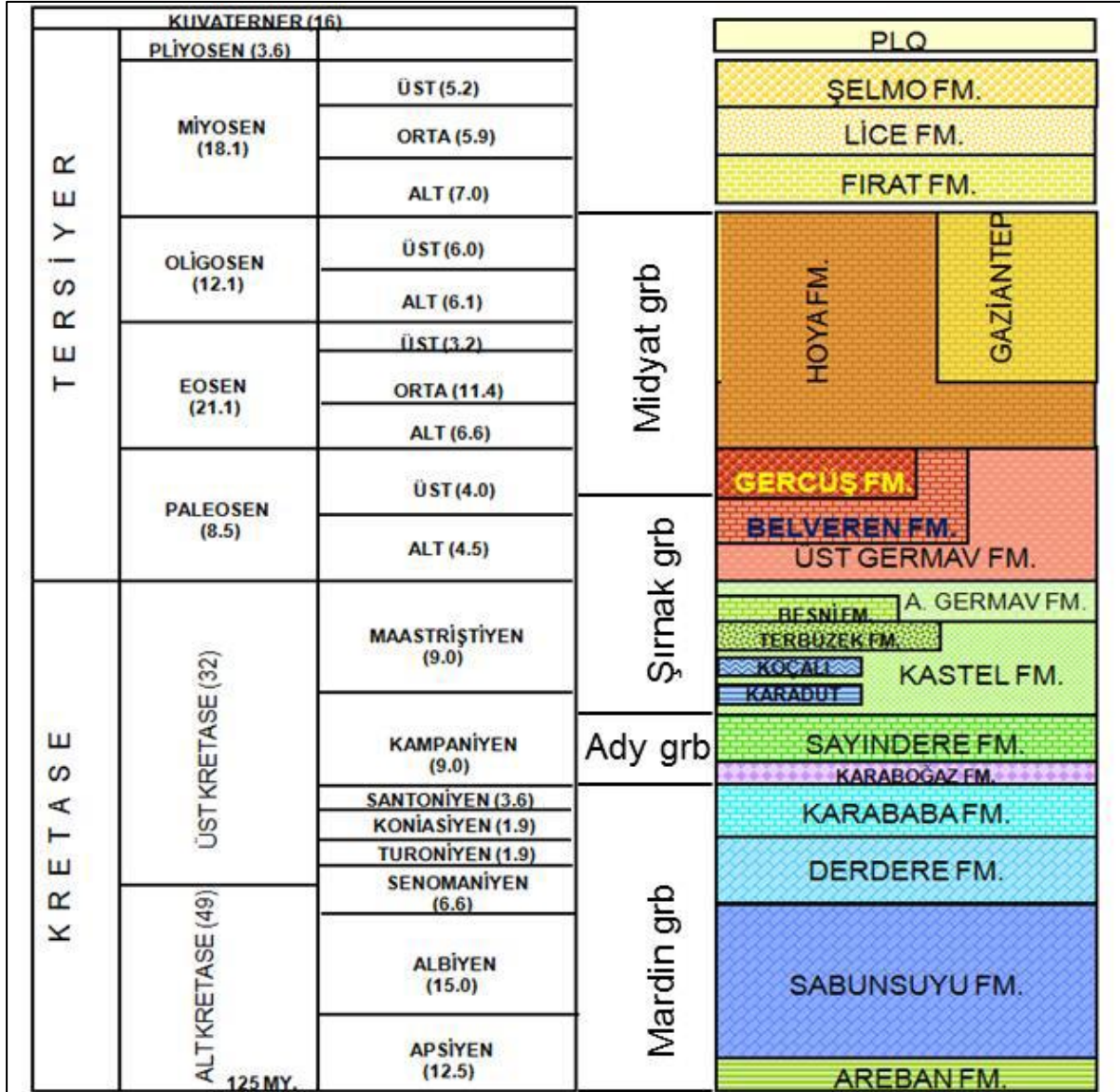
Anadolu'nun tektonik bileşenleri, orojenik gelişim sırasıyla kuzeyden başlayarak güney tarafına doğru Pontidler, Anatolidler, Toridler ve Kenar Kıvrımları olmak üzere 4 bölüme ayrılmıştır. Adıyaman yöresi, arap kıtasının kuzey tarafında yer alan, kenar kıvrımları kuşağıyla Toros orojenik kuşağı arasında bulunur. Güneydoğu Anadolu bindirme kuşağının üzerinde yer alır.

Güneydoğu Anadolu Bölgesi, kuzeyinde Toroslar, güneyde de Arap Platformu ile geç Kretase – Miyosen zaman aralığında meydana gelen jeolojik olaylar sonucunda bugünkü konumunu kazanmıştır. (Bozdağ, 2015).

Adıyaman yöresinde karşılaşılan formasyonlar; Sabunsuyu formasyonu, Derdere formasyonu, Karababa grubu formasyonu, Karaboğaz formasyonu ve Sayındere formasyonudur. Şekil 3.1 ve Şekil 3.2'de bölge ile ilgi stratigrafik dizilim gözlenmektedir.



Şekil 3.1. Güney Doğu Anadolu Bölgesi stratigrafisi (Sungurlu, 1973)



Şekil 3.2. Güneydoğu Anadolu Bölgesinin Kuzey alanlarındaki birimlerin stratigrafisi (Güven, Dinçer, Tuna ve Çoruh, 1991)

### 3.1.1. Formasyonların Yapısı ve Litolojisi

Adıyaman Bölgesinde yapılan sondajlarda karşılaşılan formasyonlar ve litolojileri aşağıda verilmiştir.

#### Şelmo Formasyonu

Tip lokalite: Batman İli Sason ilçesinin güney batısındaki Şelmo Köyü dolay.

Dağılımı ve Konumu: Şelmo formasyonu Adıyaman İli Kahta İlçesi ve Fırat nehri civarında yüzeylenme göstermiştir. Güneybatı kuzeydoğu doğrultulu hat üzerinde yüzeylenen Hoya Formasyonunun güneyinde, Kahta'nın kuzeyinde ve Kahta Çayının her iki yanında yüzeyler ve kuzeyindeki Recep bindirmesi civarında yüzeylenen Hoya Formasyonu ve Koçalı Karmaşığına kadar devam ederek tüm bu alanı kaplar.

Şelmo Formasyonu için Sungurlu (1974) Adıyaman yöresinde 967 metre'yi bulan kalınlık verir. Karakuş sahasında 455,53 metre ye varan kalınlıklar görülür.

Litoloji: Şelmo Formasyonu kırmızı, alacalı, grimsi bordo renkli miltaşı, kumtaşı, çakıltaşı ve çamurtaşı ile temsil olunur. Kırıntılar Polijenik elemanlı, kötü boylanma, kalın tabakalıdır. Kahta'nın kuzeyinde Halof Dağı kuzeybatısında Fırat formasyonu üzerine gelen ilk seviyeler kireçtaşı ara katlı marn, kumtaşı ardalı olup diğer alanlarda görülen ve karasal ortamda oluştuğu düşünülen Şelmo Formasyonundan farklıdır ve denizel ortam ürünü Şelmo Formasyonu olarak yorumlanmıştır.

Yaşı ve ortamı: Karasal olduğundan kesin yaş verecek fosil bulunmamıştır. Orta –Üst miyosen olarak tahmin edilmektedir. Ortam olarak plaj kumları, gel–git düzlüğü, playa – karasal. (Güven ve diğerleri, 1991)

### Hoya Formasyonu

Tip Lokalite: Diyarbakır İli Çüngüş İlçesi 2 km güney batısındaki Hoya Köyü dolayında yüzeylenen birim Midyat gurubuna aittir.

Dağılımı ve konumu: Hoya Formasyonu, İnışdere – Adıyaman – Korudağ – Çermik dolayında mostra verir. Tipik kesiti Cüngüş ilçesinin Hoya Köyü civarındadır (Sungurlu 1974). Hoya Formasyonu, inceleme alanında Gercüş ve Germav Formasyonlarının güneyinde Çemberlitaş Bindirmesi'yle, Şelmo Formasyonu'na geçilir. Çemberlitaş'ın aşınan kesimlerinde Hoya Kireçtaşları görülebilir (Bolat, 2012).

Litoloji: Hoya Formasyonu krem bej renkli, orta-çok kalın tabakalı, dik yar oluşturan set ve kırılğan stramatolitik yapı ve algı yaygılı, dolomit özellikli, bol iri bentonitli kireçtaşı ile bunların diyajenetik değişimden oluşan yaygın dolomitlerden meydana gelir.



Ortamı: Sınırlı – yarı sınırlı sığ bir denizden sığ normal açık denize kadar değişir.

Yaş: Eosen – oligosen

### Germav Formasyonu

Dağılımı ve konumu: Formasyonun tipik mevkii Gercüş ilçesinin 40 km doğusundaki Germav Köyü dolayındadır. Formasyonun kalınlığı çok değişken olup, en kalın olduğu Şırnak civarında 1325 m en ince olduğu Adıyaman Gölbaşı civarında 35 m kalınlıktadır. (Sungurlu, 1973)

İnceleme alanında Adıyaman'ın kuzeyinde güneybatı – kuzeydoğu doğrultulu bir hat şeklinde yüzeyler. Hattın kuzeyinde Koçali karmaşığına veya Besni Formasyonuna güneyinde Hoya veya Gercüş Formasyonuna geçilir.

Germav Formasyonu çok geniş bir zaman süresini temsil etmesi ve geniş yayılıma sahip olması nedeniyle değişik birimlerle farklı dokanak ilişkileri sunar. Birim üstte de Midyat Gurubu ile geçişlidir. Bunun dışında altındaki Besni Formasyonu'yla geçişli ve uyumludur. Üst sınırı ise Gercüş Formasyonu ile tedrici geçişlidir (Güven ve diğerleri, 1991)

Litoloji: Germav formasyonu genellikle denizel kökenli klastiklerden bir birimdir. Yeşilimsi gri renkli şeyl ve marnlarla ardalanan silt taşı ve kumtaşları ile yer yer çakıltaşı ve detritik kireçtaşı katkıları içerir. Alt Germav olarak adlandırılan Maastrichtiyen yaşlı kesim pelajik şeyl ve marnlarla temsil edilir. Üst Germav olarak adlandırılan Paleosen yaşlı kesimde ise daha çok kumtaşı ve şeyl ardalanması egemendir (Duran, Şemşir, Sezgin ve Perinçek, 1988).

Ortam ve Yaş: Derin denizel – Paleosen (Güven ve diğerleri, 1991)

### Besni Formasyonu

Tip Lokalite: Adıyaman İli Besni İlçesi yakın civarıdır.

Dağılımı ve konumu: 12. Bölgenin kuzeyinde, Allohton birimler nispeten dar bir kuşak halinde yayılır. Adıyaman güneyinden Kahta kuzeyinden geçerek Korudağ'a uzanan bir hat birimin güney sınırını oluşturur. Bu hattın güneyinde birim Germav Formasyonuna geçer.

Kalınlığı tip yerinde 20 metre Sermikan Köyü yakınında 95 metredir. Kuyularda kesilen kalınlık 10-50 metredir.

Besni Formasyonunun Terbüzek Formasyonu ve allokton birimlerle olan alt dokanağı diskordansın zaman boyutu kuzeye gidildikçe artar. Yayılım alanının orta ve doğu kesimlerinde birim üzerine uyumlu ve tedrici geçişli bir dokanakla Alt Germav Formasyonuna ait birimler gelir. Batı ve kuzeybatı kesimlerde ise Üst Germav veya Belveren Formasyonları tarafından uyumlu olarak örtülür (Bolat, 2012).

Litoloji: Açık bej, krem renkli, genelde biyosparitik dokulu kireçtaşları ile temsil edilir.

Ortam ve Yaş: Sığ denizel – Üst Maastrichtiyen. (Güven ve diğerleri, 1991)

### Terbüzek Formasyonu

Tip Lokalite: Gölbaşı –Adıyaman Karayolunun 26' ıncı km'inde ve yolun hemen güneyinde bulunan Terbüzek Köyüdür.

Dağılımı ve Konumu: Adıyaman kuzeyinde olasılıkla dik bir şev nedeniyle alloktonların üzerinden başlayıp Kastel üzerine çok az ilerlemiş 5-6 km eninde dar bir kuşak boyunca yüzeyler. (Sungurlu, 1973)

Terbüzek formasyonunun allokton birimlerle olan taban dokanağı diskordanslıdır. Kastel Formasyonu üzerine geldiği yerlerde uyumlu ve geçişlidir. Birimin Besni veya Garzan Formasyonları ile olan üst dokanağı uyumlu olmakla birlikte arada bir hiyatus olacağı düşünülmektedir (Bolat, 2012).

Litoloji: Karasal kökenli klastiklerle denizaltı yelpaze kökenli tuğla kırmızısı bordo renkli, siltli çamurtaşı ile ardalanan kumtaşı ve çakıltaşlarından oluşur.

Yaş: Maastrichtiyen

Ortam: Karasal ortam

### Kastel Formasyonu

Tip Lokalite: Kastel sahası kuyuları.

Hiyerarşi: Şırnak Gurubu'nun Formasyonudur.

Dokanak İlişkileri: Neostatotipinde, Kastel-2 kuyusu kuyu kompozit logunda, altında yer alan Sayındere formasyonu ile olan dokanağı normal, üzerinde bulunan Kıradağ Formasyonu ile olan dokanağı ise uyumsuz olarak gösterilmiştir.

Kastel Formasyonu, Gaziantep İli batısından Hakkari İline kadar bir yay şeklinde uzanan alloktonların cephesine paralel olarak yayılım göstermektedir. Birimin bulunduğu konuma göre değişir. Öyle ki, havzanın kuzeyinde, üstüne gelen allokton birimlerle tektonik bir ilişkiye sahiptir. Ancak, daha güneyde, alloktonların üzerinde yer alan kesimleri, Terbüzek formasyonu ile geçişlidir. Yayılım alanının güney sınırına yakın kesimlerde ise, Germav Formasyonu ile geçişlidir. Kastel Sahasında açılan kuyularda, altta Sayındere Formasyonu ile uyumlu, üstte Kıradağ Formasyonu ile uyumsuzdur (Bolat, 2012).

Yaş: Üst Kampaniyen –Orta Maastrichtiyen

Ortam: Deniz altı yamacı/öneyi –derin deniz (Güven ve diğerleri, 1991)

### Sayındere Formasyonu

Tip Lokalite: Adıyaman –Gölbaşı karayolu üzerinde, Gölbaşı ilçesine 10 km mesafedeki Sayındere'nin batı yakası.

Hiyerarşi: Adıyaman Gurubu'nun formasyonudur.

Dokanak ilişkisi: Stratotipinde, altındaki Karaboğaz Formasyonu ve üzerine gelen Kastel Formasyonu ile uyumlu ve geçişlidir. (Sungurlu, 1973)

Sayındere Formasyonu, Mardin, ve Siirt illeri dolayları hariç, hemen tüm Güneydoğu Anadolu'da yayılım gösterir. Genel olarak Birimin taban dokanağı yayılım alanının orta ve

batı kesimlerinde Karaboğaz Formasyonu ile geçişlidir. Karaboğaz Formasyonunu olmadığı diğer alanlarda, Mardin Grubu birimleri üzerine diskordan olarak gelir (Bolat 2012).

Yaş: Üst Kampaniyen

Ortam: Derin deniz (Güven ve diğerleri, 1991)

### Karaboğaz Formasyonu

Tip Lokalite: Adıyaman İlinin 32 km güneyindeki Karababa Dağı'nın Fırat nehrine bakan güney yamacı.

Hiyerarşi: Adıyaman Gurubu'nun Formasyonudur.

Dokanak ilişkisi: Statotipinde, Karaboğaz Formasyonu altta Karababa Formasyonu ile uyumsuz, üstte Sayındere Formasyonu ile uyumludur.

Güneydoğu Anadolu'da mostra verildiği yerlerde, Karaboğaz Formasyonu'nun taban dokanağı uyumsuz olup, hemen her yerde Karababa Formasyonu üzerine gelir. Sığ fasiyeslerinin bulunduğu alanlarda, Derdere formasyonu üzerine de gelmesi beklenir. Ancak, bu durum şüpheli olarak, sadece Korudağ'da ve Adıyaman İli Tut İlçesi batısında gözlenmiş, fakat yaş yetersizlikleri nedeniyle kesin bir yargıya varılamamıştır (Bolat, 2012).

Yaş:Orta Kampaniyen

Ortam: Derin deniz – sığ karbonat platformu –platform kenar (Güven ve diğerleri, 1991)

### Karababa Formasyonu

Tip Lokalite: Adıyaman İlinin 32 km güneyinde, Karababa Dağı'nın güneyindeki Fırat vadisinin kuzey tarafları.

Hiyerarşi: Mardin Grubu'nun dördüncü ve en üst formasyonudur. Karababa Formasyonu, Güneydoğu Anadolu bölgesinde mostra verdiği yerlerde ve açılan kuyularda, alttan üste doğru “Karababa Formasyonu A üyesi”, “Karababa Formasyonu B üyesi” ve “Karababa

Formasyonu C üyesi” şeklinde gayri resmi olarak üç ayrı üyeye ayrılmıştır. Koyu renkli, organik maddeli, fosfatlı, GR logunda çok iyi takip edilebilen ve kuyular arası çok iyi korelasyona olanak sağlayan, kılavuz seviye karakterindeki alt kısmı oluşturan planktik foraminiferli kireçtaşları “Karababa Formasyonu A üyesi”, GR ve Sonic loglarında kolayca ayrılabilen, daha az organik madde içeren, koyu renkli, silisifiye, çört nodül ve ara bantlı, formasyonun orta kısmında yer alan sferli, planktik foraminiferli ve ince bentik kavkı parçalı kireçtaşları “Karababa Formasyonu B üyesi” ve Formasyonun tavanını oluşturan makro kavkı parçalı, sığ denizel kireçtaşları da “Karababa Formasyonu C üyesi” olarak adlandırılmaktadır (Bolat 2012).

Yaş: Üst Konyasiyen Alt Kampaniyen

Ortam: Yarı sınırlı /sınırlı Şelf lagünü –sığ deniz

Derdere Formasyonu:

Tip Lokalite: Diyarbakır İli Çüngüş İlçesi Derdere Köyü civarı

Hiyerarşi: Mardin Grubu’nun attan üçüncü formasyonudur.

Dokanak ilişkileri: Üst dokanağı Karababa Formasyonu ile keskin olup, muhtemelen diskordandandır. Alt dokanağı ise Kellogg’e “Şehşap Formasyonu” ve/veya “Korudağ Formasyonu” olarak tariflenen günümüzdeki Sabunsuyu Formasyonu ile geçişlidir (Bolat, 2012)

Yaş: Senomaniyen

Ortam: Sınırlı –yarı sınırlı sığ deniz (Güven ve diğerleri, 1991)

Sabunsuyu Formasyonu

Tip Lokalite: Kilis İli batısındaki Sabunsuyu deresi

Hiyerarşi: Mardin gurubu’nun alttan ikinci formasyonudur.

Dokanak ilişkisi: Lektostatotipinde, Kilis İli batısındaki Sabunsuyu Vadisi'nde, Sabunsuyu Formasyonu'nun Areban Formasyonu ile olan alt dokanağı uyumludur. Üzerine gelen Derdere formasyonu ile olan dokanağı da, uyumlu olarak gösterilmiştir (Tuna, 1973)

Yaş: Albiyen – Senomaniyen

Ortam: Sınırlı, yarı sınırlı sığ karbonat platformu (Güven ve diğerleri, 1991)

### 3.2. Uygulanan Sondaj Tekniğı

İncelenen kuyularda sirkülasyonlu döner sondaj tekniğı uygulanmıştır. Matkap olarak üç konili matkap kullanılmıştır. Kullanılan tüm malzemeler, ekipmanlar API (American Petroleum Institute) standartlarındadır. Sondaj akışkanı olarak su bazlı lignosülfonat sondaj çamuru kullanılmıştır. Kuyuların sondajı esnasında yüzey sularının muhtemel derinliğı aşıldıktan sonra yüzey koruma borusu indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Genel olarak üç fazda koruma boruları indirilmiştir. Bunlar, yüzey koruma borusu, ara koruma borusu ve üretim koruma borusudur.

#### 3.2.1. Kullanılan Sondaj Kuleleri

Adıyaman Bölgesinde yapılan sondajlarda sıklıkla kullanılan sondaj kuleleri F200, F320, MR7000 ve NOV 2000 marka kulelerdir. Bu çalışmada kullanılan sondaj verilerinin elde edildiğı ilgili kulelere ilişkin teknik özellikler Çizelge 3.1-4'de verilmiştir.

Çizelge 3.1. F 200 Kulesi özellikleri

Üretici	Upetrom - Romanya
Mast Yükseklik (m)	42
Kanca Yüğü (ton)	200
Setback Kapasitesi (ton)	125
Drawworks	TF-25 - 1350 hp
Sondaj halatı çapı (inç)	1 1/4"
Rotary Masası	Upetrom MRL-275 - Bileşik Tahrik
Masa açıklığı (inç)	27½
Sondaj Kapasitesi 4½" Drill Pipe ile (m)	4000
Üretim yılı	1977~1979

Çizelge 3.2. F 320 Kulesi özellikleri

Üretici	Upetrom - Romanya
Mast Yükseklik (m)	43
Kanca Yüğü (ton)	320
Setback Kapasitesi (ton)	200
Drawworks	TF-38 - 2000 hp
Sondaj halatı çapı (inç)	1 3/8
Rotary Masası	Upetrom MRL-275 - Bileşik Tahrık
Masa açıklığı (inç)	27½
Sondaj Kapasitesi 5" Drill Pipe ile (m)	6200
Üretim yılı	1977~1978

Çizelge 3.3. MR 7000 Kulesi özellikleri

Üretici	Drillmec - İtalya
Mast Yükseklik (m)	36
Kanca Yüğü (ton)	160
Setback Kapasitesi (ton)	110
Drawworks	Drillmec - 800 hp
Sondaj halatı çapı (inç)	1 3/8
Rotary Masası	Drillmec MRL-275 - Bileşik Tahrık
Masa açıklığı (inç)	27½
Sondaj Kapasitesi 4½" Drill Pipe ile (m)	2500
Üretim yılı	2004~2007

Çizelge 3.4. NOV 2000 Kulesi özellikleri

Üretici	National Oilwell Varco - ABD
Mast Yükseklik (m)	48
Kanca Yüğü (ton)	450
Setback Kapasitesi (ton)	360
Drawworks	1320 UDBE (DC) - 2000 hp
Sondaj halatı çapı (inç)	1 3/8
Rotary Masası	Elektrikli 500 ton Top Drive
Masa açıklığı (inç)	30
Sondaj Kapasitesi 5" Drill Pipe ile (m)	6200
Üretim yılı	2007

### 3.2.2. Uygulanan Koruma Borusu (Casing) Programı

Adıyaman bölgesinde yapılan sondaj çalışmalarında genellikle uygulanan koruma borusu (casing) programı Çizelge 3.5'te belirtilmiştir. Ara koruma borusu (intermediate casing) genellikle Sayındere Formasyonu girişine indirilmeye çalışılmıştır. Ara koruma borusunda (intermediate casing) Diverter Valve (DV) kullanılarak iki kademeli çimento uygulanmaktadır. DV ise Germav Formasyonuna aralığında kalacak şekilde ayarlanmaya çalışılmıştır. Üretim koruma borusunda (production casing) Diverter Valve (DV) kullanılarak iki kademeli çimento uygulanmaktadır.

Çizelge 3.5. Koruma Borusu (Casing) programı

Kuyu çapı (inç)	Koruma Borusu (Casing) Çapı (inç)	Üst derinlik (m)	Alt derinlik (m)	Sınıf (Grade)	Ağırlık (lb/ft <sup>3</sup> )	Diş tipi
17-1/2" ya da 16"	13-3/8"	0	100	J-55	54,5	BTC
12-1/4"	9-5/8"	0	1600	N-80	40	LTC
12-1/4"	9-5/8"	1600	2200	N-80	43,5	LTC
8-1/2"	7"	0	2500	N-80	26	LTC



### 3.2.3. Uygulanan Sondaj Dizisi Programı

Adıyaman bölgesinde yapılan sondaj çalışmalarında genellikle uygulanan sondaj dizisi programı Çizelge 3.6-8'de belirtilmiştir.

Çizelge 3.6. 17-1/2" ya da 16" kuyu sondaj dizisi

Kuyuya Giriş Sıra No	Sondaj Dizisi Materyali	Çap (inç)	Birim ağırlık (lb/ft)	Uzunluk (m)
7	Sondaj Borusu (DP-Drill Pipe)	4-1/2"	16,6	-
6	Ara Bağlantı (XO-Adaptor Sub)	8"	147	1,2
5	8" Ağırlık Borusu (Drill Collar)	8"	147	9,45
4	Ara Bağlantı (XO-Adaptor Sub)	9-1/2"	217	1,2
3	9-1/2" Ağırlık Borusu (Drill Collar)	9-1/2"	217	28,35
2	BitSub	9-1/2"	217	1,22
1	Matkap	17-1/2" ya da 16"	216	0,46

Çizelge 3.7. 12-1/4" kuyu sondaj dizisi

Kuyuya Giriş Sıra No	Sondaj Dizisi Materyali	Çap (inç)	Birim ağırlık (lb/ft)	Uzunluk (m)
13	Sondaj Borusu (DP-Drill Pipe)	4-1/2"	16,6	-
12	Sondaj Ağırlık Borusu (HWDP-Heavy Weight Drill Pipe)	4-1/2"	41	113,41
11	Ara Bağlantı (XO-Adaptor Sub)	8"	147	1,2
10	8" Ağırlık Borusu (Drill Collar)	8"	147	18,9
9	Jar	7-3/4"	136	10,06
8	8" Ağırlık Borusu (Drill Collar)	8"	147	94,51
7	Stabilizer	12-1/4"	147	1,52
6	Kısa Ağırlık Borusu (Short Drill Collar)	8"	147	3,05
5	Stabilizer	12-1/4"	147	1,52
4	Ara Bağlantı (XO-Adaptor Sub)	9-1/2"	217	1,2
3	9-1/2" Ağırlık Borusu (DC-Drill Collar)	9-1/2"	217	28,35
2	BitSub	9-1/2"	217	0,88
1	Matkap	12-1/4"	216	0,34

Çizelge 3.8. 8-1/2" kuyu sondaj dizisi

Kuyuya Giriş Sıra No	Sondaj Dizisi Materyali	Çap (inç)	Birim ağırlık (lb/ft)	Uzunluk (m)
11	Sondaj Borusu (DP-Drill Pipe)	4-1/2"	16,6	-
10	Sondaj Ağırlık Borusu (HWDP-Heavy Weight Drill Pipe)	4-1/2"	41	113,41
9	Ağırlık Borusu (DC-Drill Collar)	6-1/4"	91	18,9
8	Jar	6-1/4"	91	10,06
7	Ağırlık Borusu (DC-Drill Collar)	6-1/4"	91	160,67
6	Stabilizer	8-1/2"	91	1,52
5	Ağırlık Borusu (DC-Drill Collar)	6-1/4"	91	9,45
4	Stabilizer	8-1/2"	91	1,52
3	Kısa Ağırlık Borusu (SDC-Short Drill Collar)	6-1/4"	91	3,05
2	Near Bit Stabilizer	8-1/2"	99	1,52
1	Matkap	8-1/2" ya da 8-3/8"	91	0,3

#### 3.2.4. Sondaj Faaliyetlerinde Karşılaşılan Problemler

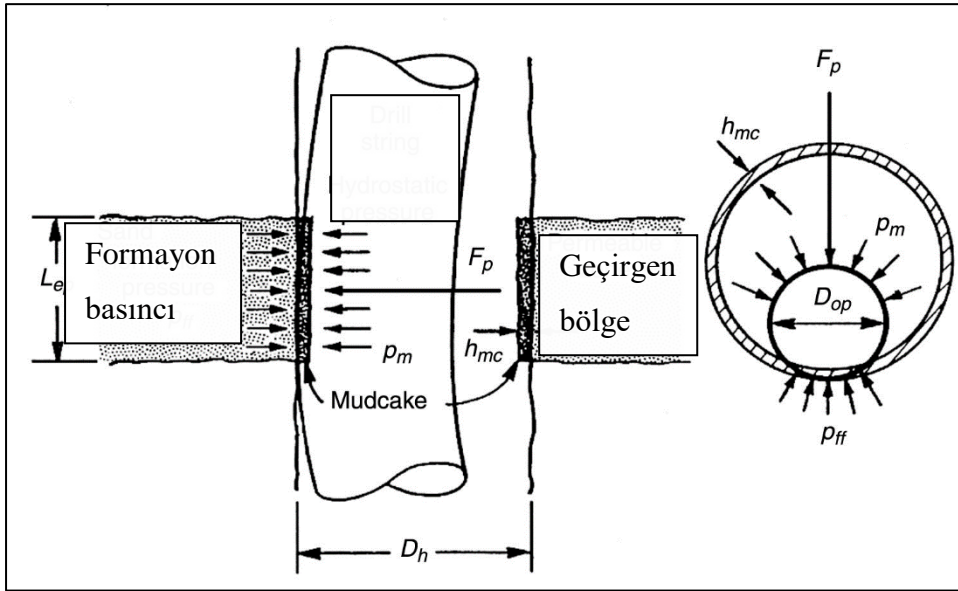
Bir kuyunun sondajı esnasında sık bir şekilde sorunlarla karşılaşılabilir. Sondaj tarihi boyunca yer altının özellikleri daha iyi tanınmış ve sürpriz bir şekilde karşılaşılan problemler azaltılmıştır. Sondaj sektörü bu konuda hayli tecrübeye sahiptir. Halen yer altı yapısı tam olarak bilinemediğinden umulmadık problemlerle karşılaşmaya devam edilmektedir. Dikkatle, özenle hazırlığı yapılan kuyu sondajlarında bile herhangi bir sorun çıkmayacağından emin olunamaz. Yer altının jeolojik yapısı homojenlik göstermediğinden aynı alan içerisinde sondajlarda farklı sıkıntılarla karşılaşılabilir.

Sondaj problemleri çok maliyetli olabilir. Problemler karşısında aynı hatalara düşmemek için tecrübelerden yararlanılmalıdır. Kuyu planlama esnasında çevre kuyuların sondajlarında önceden yaşanmış problemler kesinlikle göz önünde bulundurulmalıdır. En sık karşılaşılan sondaj problemleri arasında takım sıkışması, sirkülasyon kaybı, kuyu inhirafı artışı, sondaj borusu arızaları, kuyu şartlarının dengesizliği, çamur kirliliği, formasyon hasarı, kuyu temizliği, H<sub>2</sub>S içeren formasyon, sıg gaz, ekipman ve personel ile ilgili sorunlar bulunur.

Bu bölümde, en sık karşılaşılabilecek sondaj sorunları ele alınmıştır.

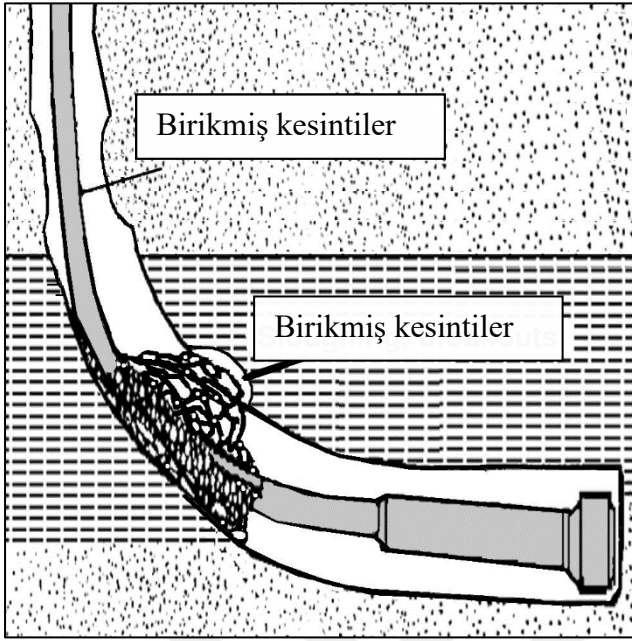
### Takım Sıkışması

Takım sıkışmasının sebepleri iki başlıkta incelenir. Kuyudaki çamur ile formasyon arasındaki çamur kekine sondaj borusunun yapışması sonucu çamurun hidrostatik basıncı sondaj borusunu formasyona daha da fazla gömmeye çalışır. Çamurun hidrostatik basıncının formasyon basıncından yüksek olduğu durumlarda görülen bu duruma basınç farkı boru yapışması (Differential-Pressure Pipe Sticking) denir. Önlem olarak bekleme ve arıza gibi durumlarda dahi takımı hareketli tutmaktır. Şekil 3.3'te basınç farkı takım sıkışması gösterilmiştir.



Şekil 3.3. Basınç farkı takım sıkışması (Azar ve Samuel, 2007)

İkinci başlık ise mekanik sıkışma olarak tabir edilir. Kuyuda kesinti birikmesi, ani kuyu açısı değişiminden kaynaklanan durumlar, formasyonun kuyuya çökmeye başlaması ya da şişmesi, tuzlu formasyonların akması vb. sebeplerden ötürü meydana gelir. Önlem olarak çamur özelliklerinin formasyona uygun olması ve sürekli kontrol edilmesi gerekmektedir. Kuyu temizliğinin iyi yapılması gerekmektedir. Ayrıca formasyon değişimleri esnasında matkaba fazla yük verilmemelidir. Tuz formasyonlarında su bazlı çamur kullanılmamalıdır. Şekil 3.4'te mekanik sıkışma gösterilmiştir.

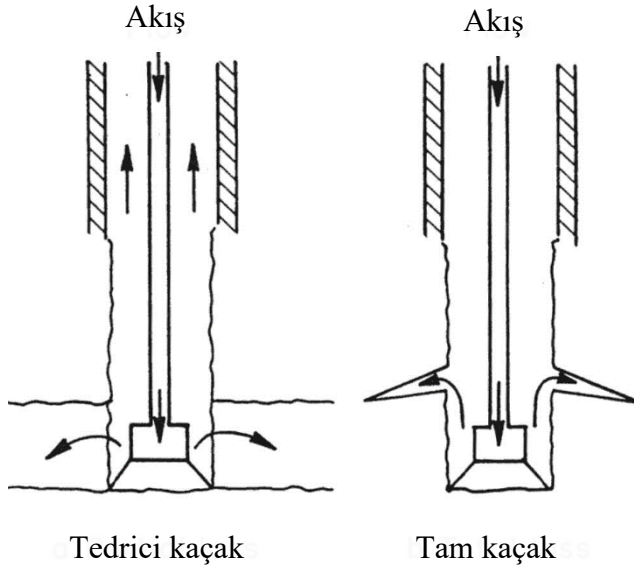


Şekil 3.4. Mekanik sıkışma (Azar ve Samuel, 2007)

### Sirkülasyon Kaybı

Kuyuda sirkülasyonu yapılan çamurun yer altındaki çatlaklara ya da mağaralara kaçması durumudur. İlk karşılaşıldığı sondaj esnasında olur. Tam kaçak ve tedrici kaçak olarak ikiye ayrılır. Tam kaçakta sirkülasyon esnasında yüzeye dönüş olmaz pompalanan tüm çamur ve muhtemelen kuyudaki çamur kaçağa gider. Kuyu içerisinde hidrostatik basınç kaybı yarattığı için kuyu kararlılığı açısından riskli bir durum oluşturur. Takım sıkışması problemleri yaşanmaması için matkap haricinde kuyunun çapına yakın çaptaki elemanlar sondaj dizisinden sökülerek sondaja devam edilmelidir. Mevcut imkanlarla kuyuya yeterli çamur arzı yapılamadığı durumlarda sondaja su ile devam edilebilir. Kaçak önleyici malzemeler kullanılabilir.

Tedrici kaçak durumunda ise tam kaçağın aksine yüzeye çamur gelişi görülür. Fakat bir kısmı kaçağa gittiğinden sistemdeki çamur miktarı sürekli şekilde azalır. Çamura kaçak önleyici malzemeler eklenerek sondaja devam edilir. Sirkülasyon kaybının şematik gösterimi Şekil 3.5'te verilmiştir.



Şekil 3.5. Sirkülasyon kaybı (Azar ve Samuel, 2007)

### Dizi Problemleri

Genellikle sondaj dizisinin hammaddesi çeliğin özelliklerinden kaynaklanan problemlerdir. Sondaj dizisinin kopması, delinmesi, burkulması, patlaması, içe göçmesi, akması gibi problemlerdir. Sondaj esnasında yüksek torklardan kaçınılmalıdır. Dizinin yukarı hareketi esnasında sınır değerleri aşılmamalıdır. Aşağı yönlü harekette ise burkulmaları önlemek için nötr noktanın ağırlık boruları üzerinde kalması sağlanmalıdır. Kullanılan tüm dizi elemanları endüstri tarafından benimsenmiş standartlarda olmalıdır. Periyodik muayene ihmal edilmemelidir.

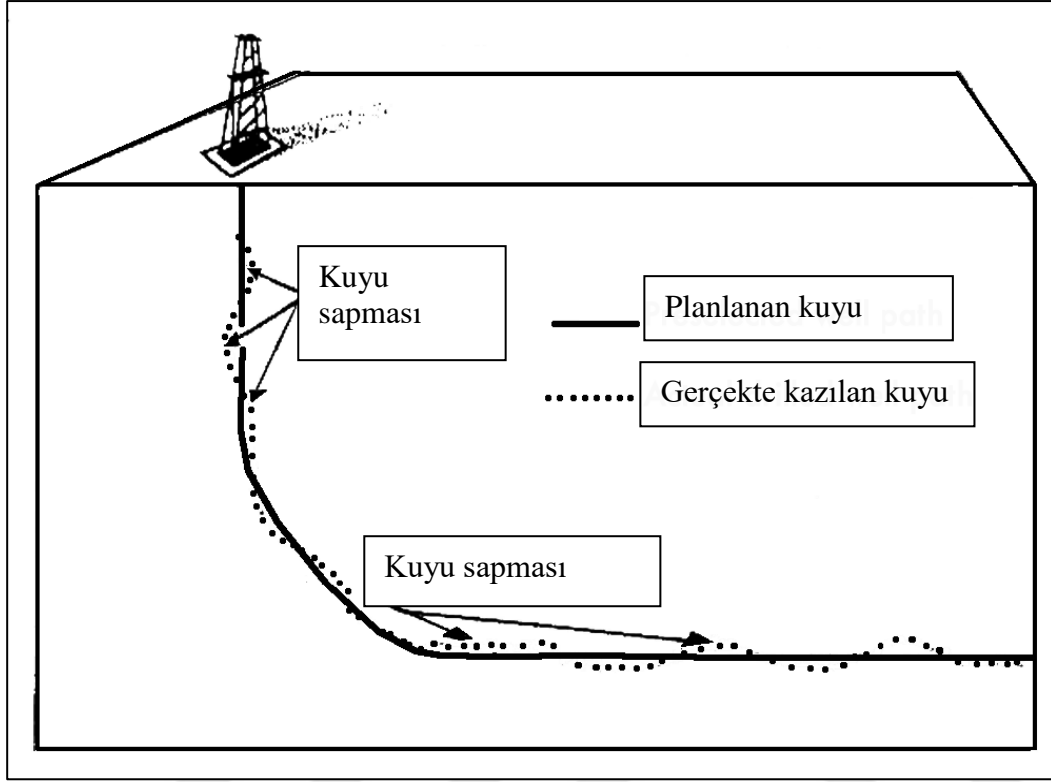
### Tahlisiye

Sondaj dizisinin sıkışması, kopması, matkap vb. dizi elemanlarının parçalanması, kuyuya yabancı madde düşmesi gibi sık yaşanan durumlarda kuyudaki malzemeyi kurtarıp dışarı çıkarma faaliyetidir. Birçok durum için geliştirilmiş kurtarma ekipmanları mevcuttur. Bunlar vasıtasıyla kurtarma işlemi yapılır.

### Kuyunun Sapması

Kuyunun dik açıdan ya da eğimli kuyularda istenen açıdan sapması dolayısıyla oluşan problemdir. Sondaj esnasında kuyunun açısı periyodik olarak ölçülmelidir. Sondaj dizisi

dizaynı yapılırken uygun dizilim tercih edilmelidir. Kuyu sapmasının şematik gösterimi Şekil 3.6'te verilmiştir.



Şekil 3.6. Kuyu sapması (Azar ve Samuel, 2007)

## 4. MATERİYAL VE METOD

Bu çalışmada Adıyaman Bölgesi petrol kuyularından 30 tanesinin sondaj raporlarındaki üretken olmayan süreler incelenmiştir. Ardından gerekli istatistiksel yöntemlerle sondaj raporlarından elde edilen ham veriler işlenmiştir. Ortaya çıkan istatistiksel parametrelerin ışığında sonuç üzerinde gerekli değerlendirmeler yapılmıştır.

### 4.1. Materyal

Bu çalışmada materyal olarak kamu ve özel sektör tarafından Adıyaman yöresinde gerçekleştirilen çok sayıda sondaja ait faaliyet raporlarından 30 tanesi rasgele örnekleme yönetimiyle seçilerek kullanılmıştır.

### 4.2. Metod

Çalışma kapsamında öncelikle sondaj kuyularına ait günlük raporlar irdelenerek derinlik – zaman çizelgeleri oluşturulmuştur. Ayrıca günlük raporlarda üretken olmayan süreler Çizelge 4.1. de verilen kodlara göre sınıflandırılarak verilerin organizasyonu sağlanmıştır. Bu verilere ilişkin bir örnek çizelge 4.2.de sunulmuştur.

Çizelge 4.1. ÜOS'lerin kategorizasyonu

ÜOS01	Yıkıntı ve Reaming
ÜOS02	Çamur Islahı ve Hazırlama
ÜOS03	Kaçak ile Mücadele
ÜOS04	Blow Out ile Mücadele
ÜOS05	Tahlisiye
ÜOS06	Tamirat, Bakım
ÜOS07	Malzeme Bekleme
ÜOS08	Karar Bekleme
ÜOS09	Yol-Lokasyon Bekleme
ÜOS10	Servis Hizmeti Bekleme
ÜOS11	Diğer Beklemeler (Hava Koşulları v.b.)

Çizelge 4.2. Derinlik-zaman çizelgesinden örnek bir görünüm

Sıra	Tarih	Başlama	Bitiş	Saat	Kod	Açıklama	Derinlik	Derinlik değişim noktası(zaman)
1	11.03.2012	00:00	02:00	2	ÜS	0-10 ma 16" kuyu sondajı yapıldı (0-1 ton, 60 rpm, 180 gpm). Sondaj esnasında ön delik muhafazasının kenarlarından ve celler havuzundan çamur gelişi gözlemlendi, çimentolama kararı geldi.	10 m	11.03.2012 02:00
2	11.03.2012	02:00	03:30	1.5	ÜOS03	Çimentolama hazırlıkları yapıldı.	10 m	11.03.2012 03:30
3	11.03.2012	03:30	04:00	0.5	ÜOS03	Kondüktör içinden çimentolama yapıldı.	10 m	11.03.2012 04:00
4	11.03.2012	04:00	09:00	5	ÜOS03	Çimentonun donması beklenildi.	10 m	11.03.2012 09:00
5	11.03.2012	09:00	10:00	1	ÜOS03	Çimento sondajı yapıldı. (0-1 ton, 60 rpm)	10 m	11.03.2012 10:00
6	11.03.2012	10:00	22:30	12.5	ÜS	10-70 ma 16" kuyu sondajı yapıldı. (0-4 ton, 60 rpm, 180-350 gpm)	70 m	11.03.2012 22:30
7	11.03.2012	22:30	23:30:00	1	ÜS	Stabilizasyon dizisi oluşturmak için dizi 9 1/2" DC lere kadar söküldü, 16" stabilizer eklenerek stabilizasyon dizisi oluşturuldu. (Bit + BS + 3 x 9 1/2" DC + 16" STB + XO + 12 x 8" DC)	70 m	11.03.2012 23:30
8	11.03.2012	23:30	00:00	0.5	ÜS	70-75 ma 16" kuyu sondajı yapıldı. (0-4 ton, 60 rpm, 350 gpm)	75 m	12.03.2012 00:00
9	12.03.2012	00:00	09:00	9	ÜS	75-150 ma 16" kuyu sondajı yapıldı. (3-4 ton, 60 rpm, 460 gpm)	150 m	12.03.2012 09:00
10	12.03.2012	09:00	11:00	2	ÜS	Dizi değişimi için tam çıkış öncesi 150-54 ma ST yapıldı, AAOO.	150 m	12.03.2012 11:00
11	12.03.2012	11:00	13:30	2.5	ÜS	Dizi değişimi için 150 m den tam çıkış yapıldı, AAO.	150 m	12.03.2012 13:30
12	12.03.2012	13:30	16:00	2.5	ÜS	16" stabilizer BS üzerine bağlanarak 13 3/8" casing inişi öncesi dizi kontrolü için 150 m ye iniş yapıldı, OO.	150 m	12.03.2012 16:00
13	12.03.2012	16:00	17:00	1	ÜS	13 3/8" casing inişi için tam çıkış öncesi tabanda hareketli sirkülasyon yapıldı.	150 m	12.03.2012 17:00
14	12.03.2012	17:00	19:30:00	2.5	ÜS	13 3/8" casing inişi için tam çıkış yapıldı, AAO. Çıkan matkap durumu: 2-2-WT-A-F-I-NO-TD. inh: 0,75@150 m.	150 m	12.03.2012 19:30
15	12.03.2012	19:30	20:00	0.5	ÜS	6,25 m halat kaydırıldı.	150 m	12.03.2012 20:00

Çalışmanın ikinci aşamasında 30 ayrı kuyuya ait çizelgelerin çizgi ve pasta grafikleri oluşturularak verilerin grafiksel gösterimi sağlanmıştır.

Çalışmanın üçüncü ve son aşamasında verilerin tanımlayıcı istatistikleri hesaplanarak analiz edilmiştir.



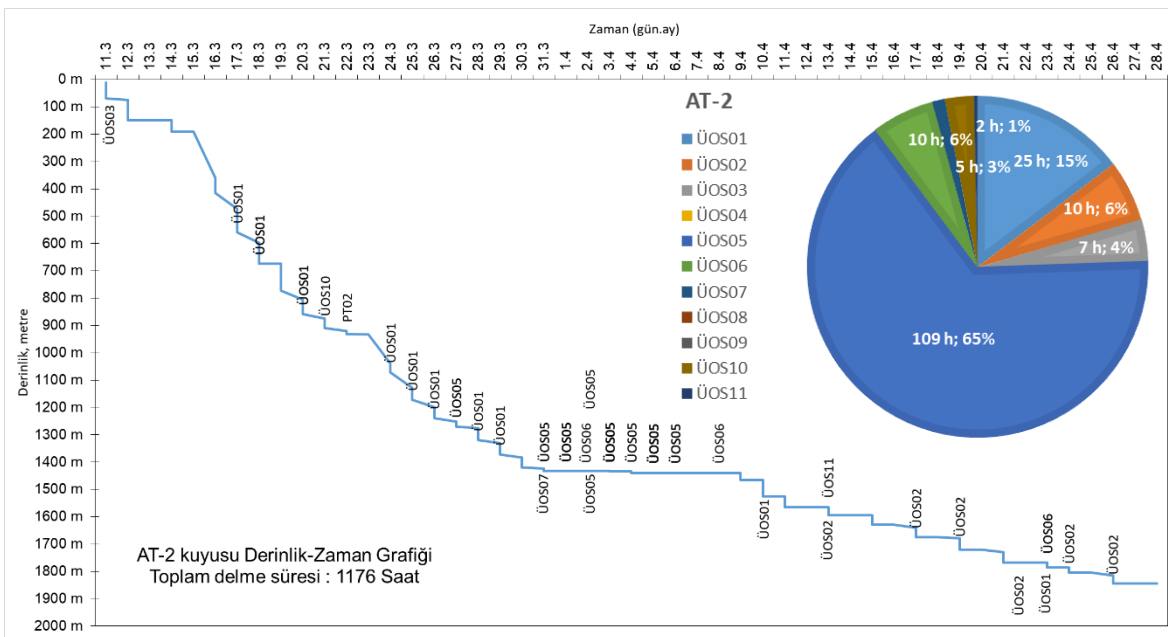
## 5. ARAŞTIRMA BULGULARI

### 5.1. Yapılan Kronometraj ve Veri Toplama Çalışmaları

Adıyaman yöresinde sondajı yapılan 30 adet kuyunun Günlük Sondaj Raporları (GSR) incelenmiş ve kuyuların sondajlarında oluşan ÜOS'ler ayıklanmıştır. Ayrıca derinlik-zaman verileri de her bir kuyu için tek tek çıkarılmıştır. GSR içeriğinde ÜOS'ler 11 alt kategoriye ayrıldığından bu tez çalışmasında da aynı yol izlenmiştir. Bu kategorik sıralama Çizelge 4.1'de verilmiştir. Tüm kuyuların sondajında üç konlu matkap kullanılmıştır.

#### 5.1.1. AT-2 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

AT-2 kuyusunda 150 metreye kadar 16" kuyu sondajı yapılmıştır. 150. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 1433. metrede artan tork değeri ve ilerleme hızındaki düşüş üzerine matkap kontrol edilmiştir. Matkap konisi yatak bilyelerinin ve tungsten carbide insert dişlerden bir kısmının kuyuda kaldığı görülmüştür. Reverse Circulation Junk Basket ile tahlisiye çalışması yapılmıştır. 1439 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. 1439. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Ardından 1845 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır.

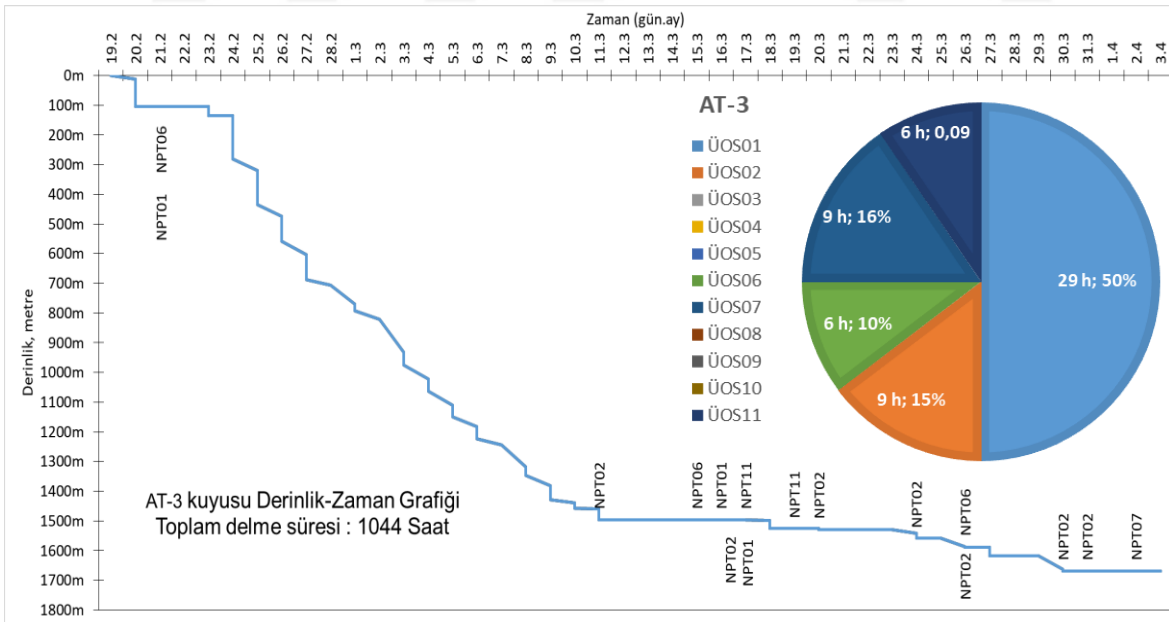


Şekil 5.1. AT-2 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

Yapılan Drill Stem Test (DST), full-set log ve check shot çalışmalarından sonra 1350. metreye Retrievable Bridge Plug (RBP) packer set edilmiştir. Son olarak kuyuya üretim koruma borusu (production casing) indirilmeden kuyu terk edilmiştir. AT-2 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.1’de verilmiştir.

### 5.1.2. AT-3 Kuyusu Sondaj Faaliyeti Özeti ve Kronometraj Çalışması

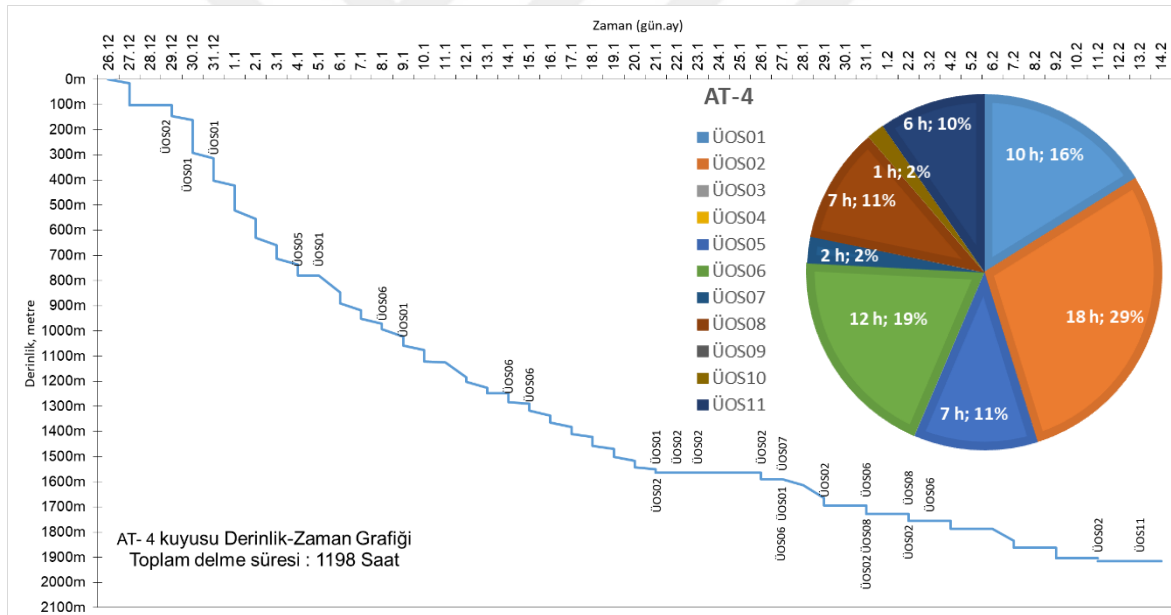
AT-3 kuyusunda 104 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 104. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 1496 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 1496. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 1668 metreye kadar 8-3/8” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST), full-set log ve check shot çalışmalarından sonra 998. metreye Perma-Lach packer set edilmiştir. Son olarak kuyuya üretim koruma borusu (production casing) indirilmeden kuyu terk edilmiştir. AT-3 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.2’de verilmiştir.



Şekil 5.2. AT-3 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.3. AT-4 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

AT-4 kuyusunda 102 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 102. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 1564 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 1409. metrede yüksek tork nedeniyle sondaj çamuruna LUBE-167 ve ham petrol ilave edildi. 1564. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 1915 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST), full-set log ve check shot çalışmalarından sonra 997. metreye Perma-Lach packer set edilmiştir. Son olarak kuyuya üretim koruma borusu (production casing) indirilmeden kuyu terk edilmiştir. AT-4 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.3’te verilmiştir.

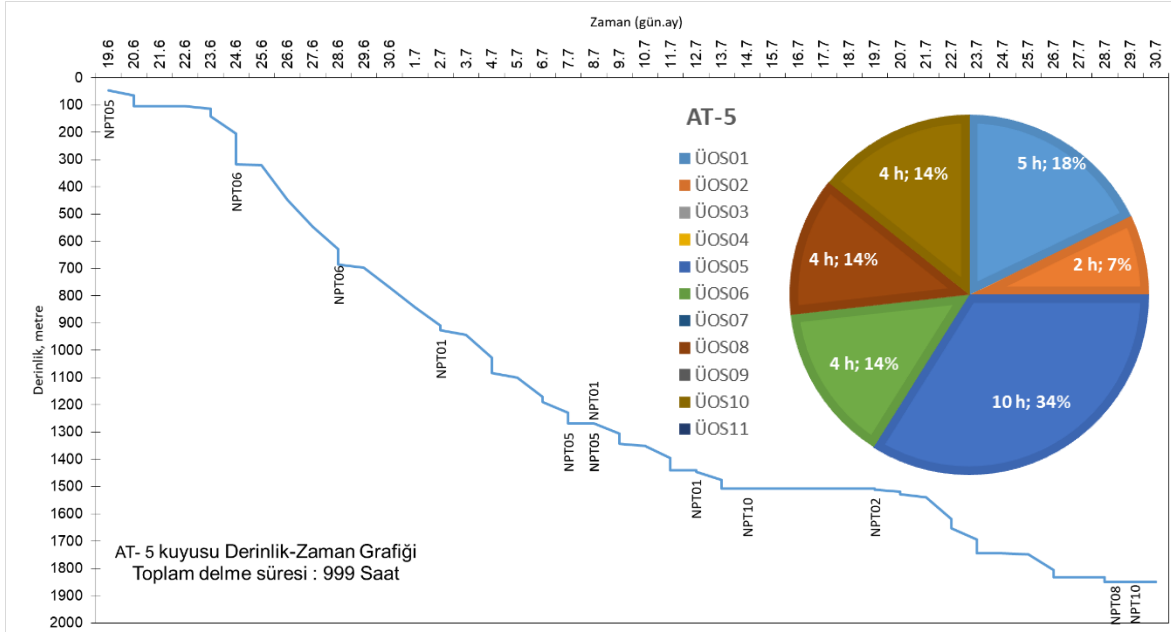


Şekil 5.3. AT-4 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.4. AT-5 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

AT-5 kuyusunda 104 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 104. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 8-1/2” matkapla sondaja devam edilmiştir. 1508 metreye kadar 8-1/2” kuyu sondajı yapılmıştır. 1508. metreye 7” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 1849 metreye kadar 6” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem

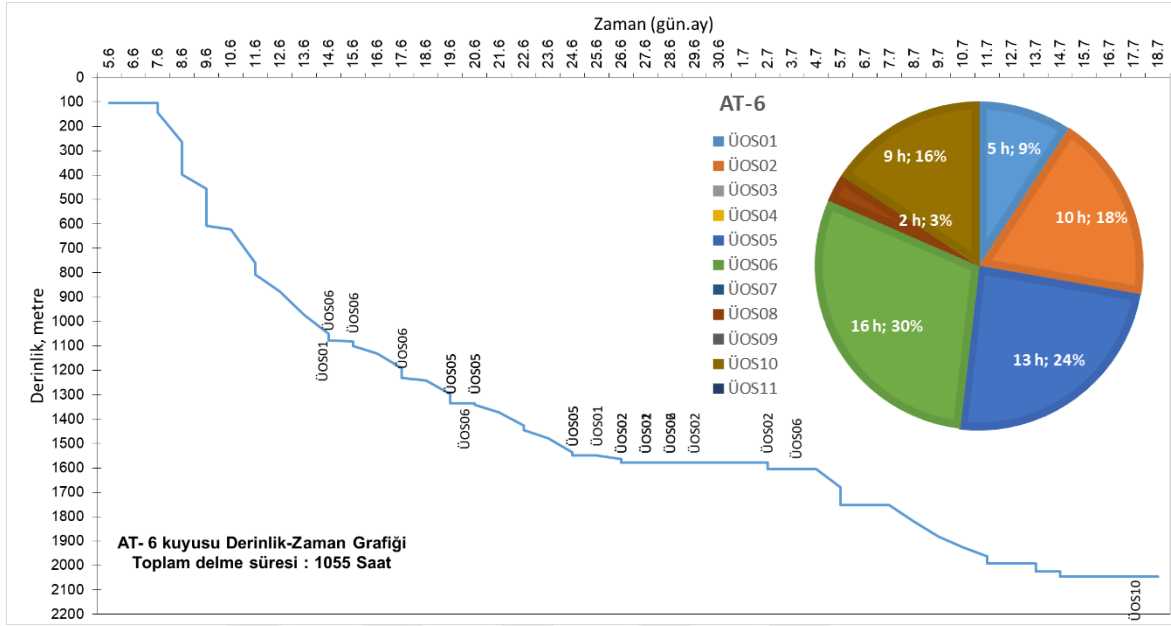
Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra tapa çimentoyle kuyu terk kararı alınmıştır. 1455-1555 metreler arası ve 400-500 metreler arası tapa çimento yapılmıştır. Son olarak kuyuya üretim koruma borusu (production casing) indirilmeden kuyu terk edilmiştir. AT-5 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.4'te verilmiştir.



Şekil 5.4. AT-5 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.5. AT-6 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

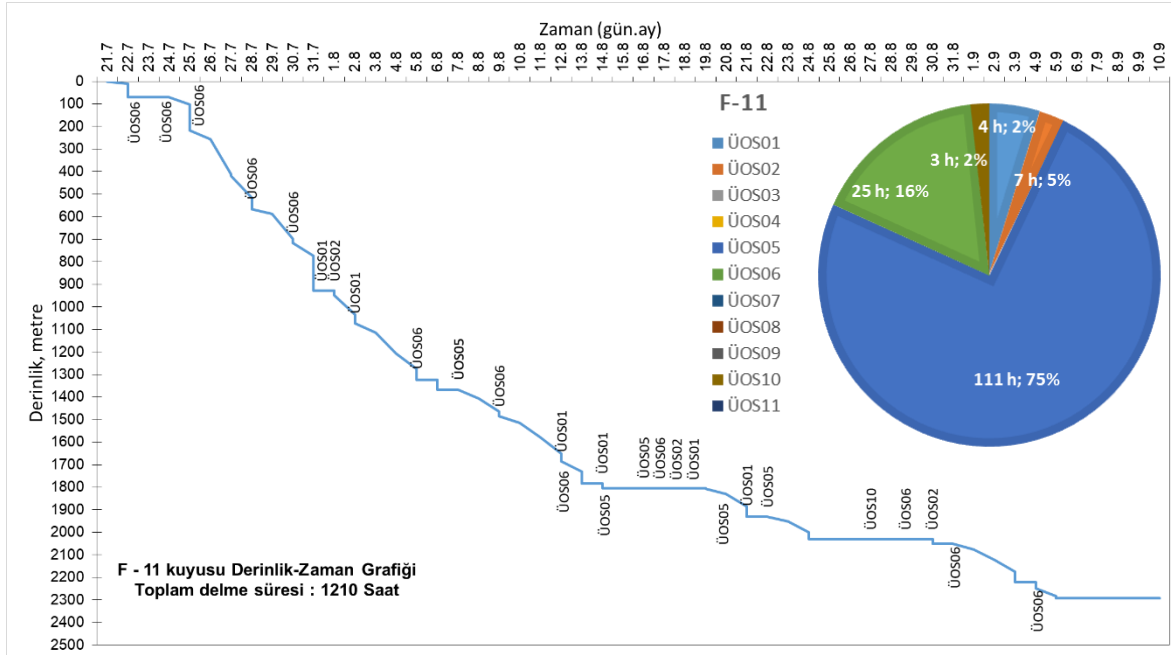
AT-6 kuyusunda 105 metreye kadar 16" kuyu sondajı yapılmıştır. 105. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 1579 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. 1579. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2045 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra tapa çimento ve terk kararı alınmıştır. 1628-1528 ma ve 500-400 ma tapa çimento uygulanmıştır. Son olarak kuyuya üretim koruma borusu (production casing) indirilmeden kuyu terk edilmiştir. AT-6 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.5'de verilmiştir.



Şekil 5.5. AT-6 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.6. F-11 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

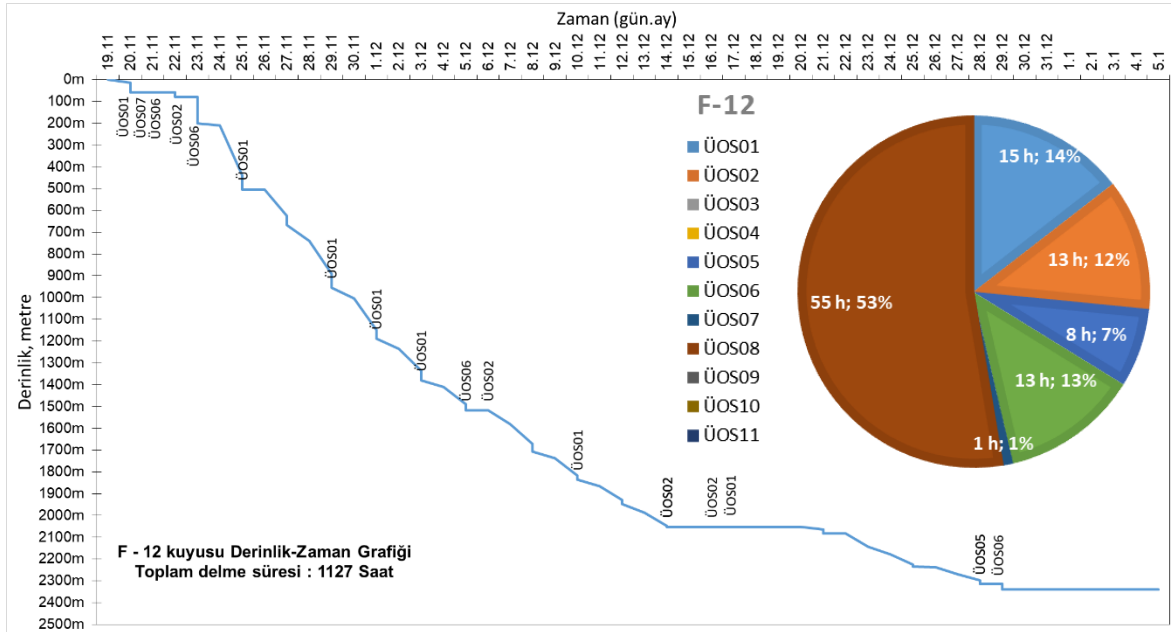
F-11 kuyusunda 70 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 70. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 2030 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 1804. metrede matkap kontrolü için çıkış yapıldığında matkabin konilerinin kuyuda kaldığı görülmüştür. Magnet, Junk basket ve milling shoe ile tahlisiye çalışması yapılmıştır. 2030. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2292 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2292. metreye 7” üretim koruma borusu (production casing) indirilmiştir. Son olarak demontaja geçilmiştir. F-11 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.6’da verilmiştir.



Şekil 5.6. F-11 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.7. F-12 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

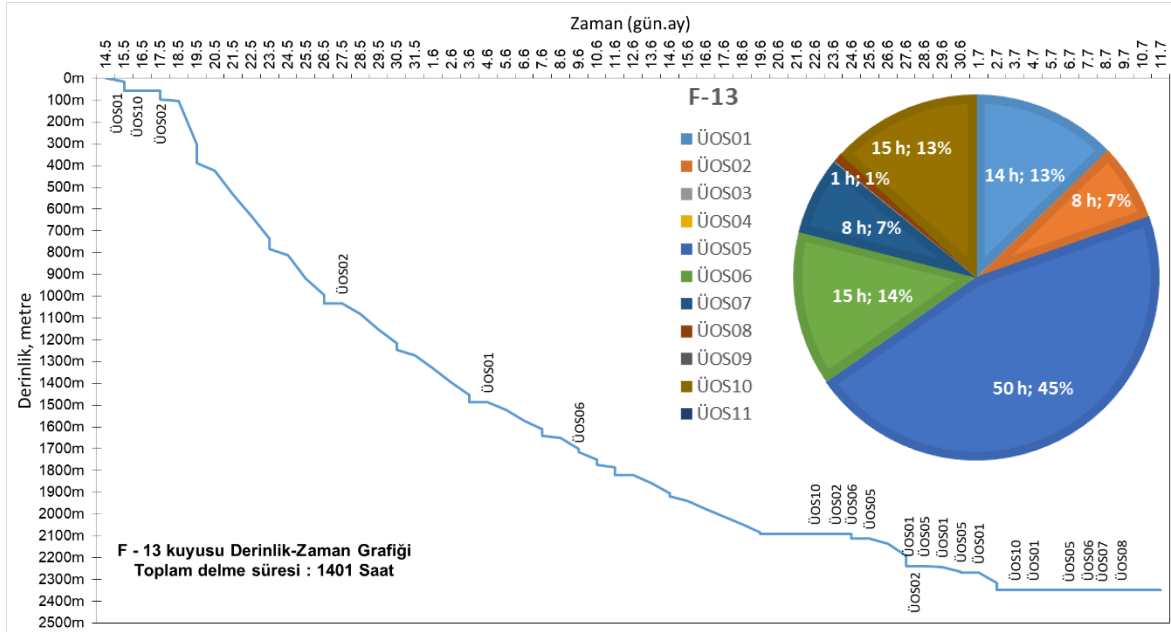
F-12 kuyusunda 58 metreye kadar 16" kuyu sondajı yapılmıştır. 58. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 2052 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. 2052. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2339 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST), full-set log ve check shot çalışmalarından sonra 1484. metreye RBP packer set edilmiştir. Son olarak kuyuya üretim koruma borusu (production casing) indirilmeden kuyu terk edilmiştir. F-12 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.7'de verilmiştir.



Şekil 5.7. F-12 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.8. F-13 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

F-13 kuyusunda 58 metreye kadar 16" kuyu sondajı yapılmıştır. 58. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 2092 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. 2092. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2379 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST), full-set log ve check shot çalışmalarından sonra tapa çimento ve terk kararı alınmıştır. Kuyuya 2349-2270 metreler arası ve tapa çimento uygulandı. 1585 metreye RBP packer set edilerek çıkış yapılmıştır. Kuyudan çıkış sonucunda packer mandrelinin kuyuda kaldığı gözlenmiştir. Tekrar inişe geçilip mandrel packerden ayrılmaya çalışılmıştır. Packer setten alınarak farklı metrajlarda packer set işlemleri yapılmıştır. Sonuç başarısız olduğu için packer ile tam çıkışa geçilmiştir. RBP packerin ve üstündeki adaptör subın kuyuda kaldığı gözlemlendiğinden tahlisiye kararı alınmıştır. 2-7/8" tubinglerle tahlisiye yapılmıştır. 1580. metreye RBP packer set edilmiştir. Son olarak kuyuya üretim koruma borusu (production casing) indirilmeden kuyu terk edilmiştir. F-13 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.8'de verilmiştir.

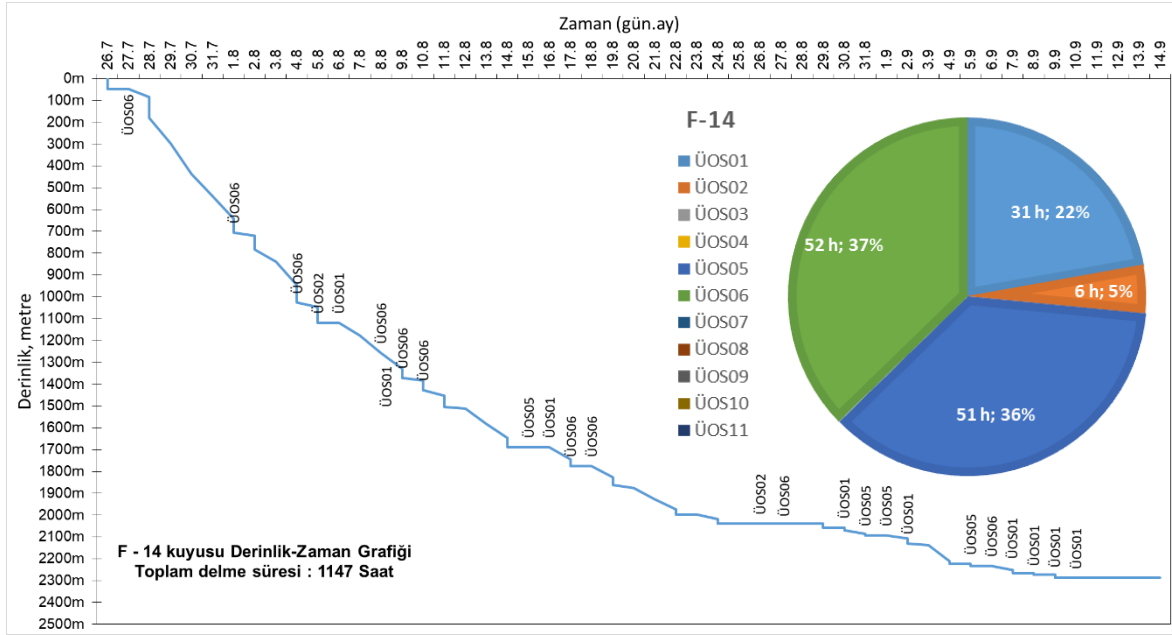


Şekil 5.8. F-13 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.9. F-14 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

F-14 kuyusunda 58 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 58. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 2040 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 1688. metrede sondaj borusu ilavesi esnasında matkap nozulunun tıkandığı anlaşılmıştır. Tam çıkış yapılarak matkap nozulları temizlenmiş ve sondaja devam edilmiştir. 2040. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2288 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. 2092 metrede sondaj esnasında yüksek tork görülmesi nedeniyle tam çıkışa geçilmiştir. Tam çıkıştan sonra stabilizer kollarından birinin kuyuda kaldığı görülmüştür. Junk-mill ekipmanı ile kuyuda kalan metaql parçası öğütülmüştür. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2288. metreye 7” üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. F-14 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.9’da verilmiştir.

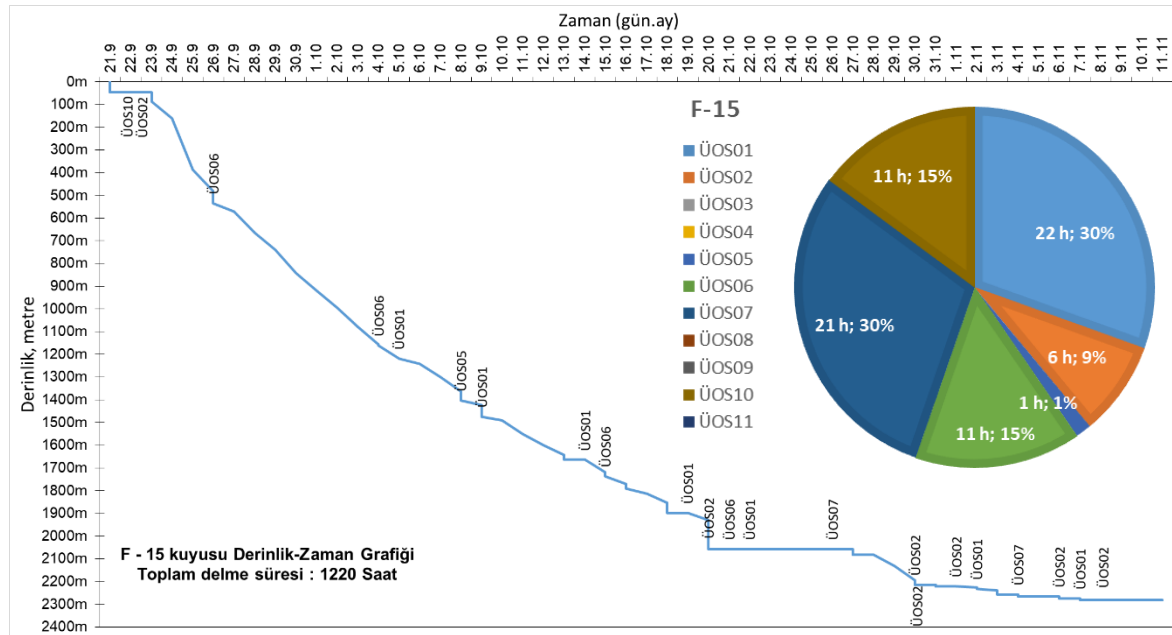




Şekil 5.9. F-14 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.10. F-15 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

F-15 kuyusunda 47 metreye kadar 16" kuyu sondajı yapılmıştır. 47. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 2058 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır.

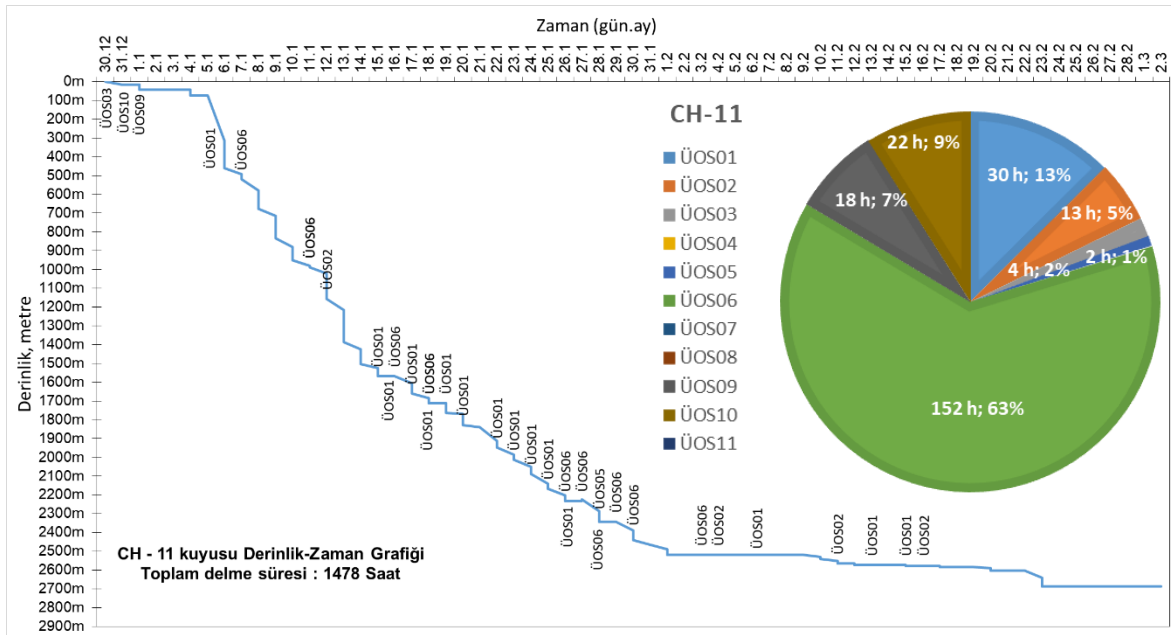


Şekil 5.10. F-15 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

2058. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2282 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2282. metreye 7" üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. F-15 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.10'da verilmiştir.

### 5.1.11. CH-11 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

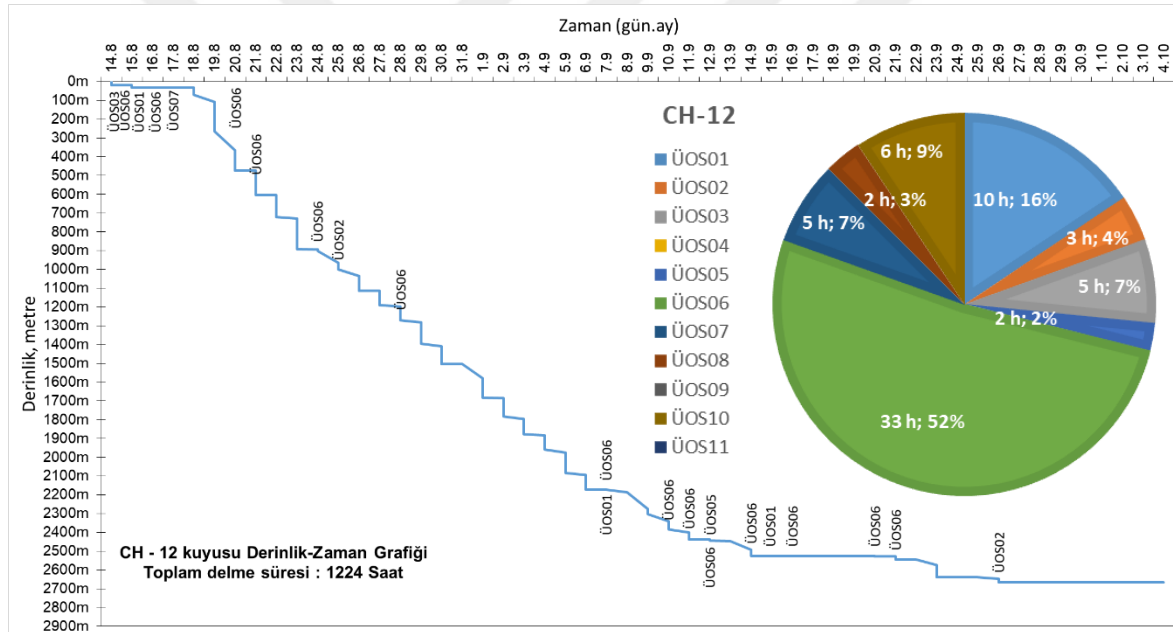
CH-11 kuyusunda 44 metreye kadar 16" kuyu sondajı yapılmıştır. 44. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 2518 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. 2518. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2688 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2688 metre ile 2620 metreler arasında tapa çimento bırakılmıştır. 2620. metreye 7" üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. CH-11 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.11'de verilmiştir.



Şekil 5.11. CH-11 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.12. CH-12 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

CH-12 kuyusunda 33 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 33. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 2525 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 2525. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2667 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2667. metreye 7” üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. CH-12 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.12’de verilmiştir.

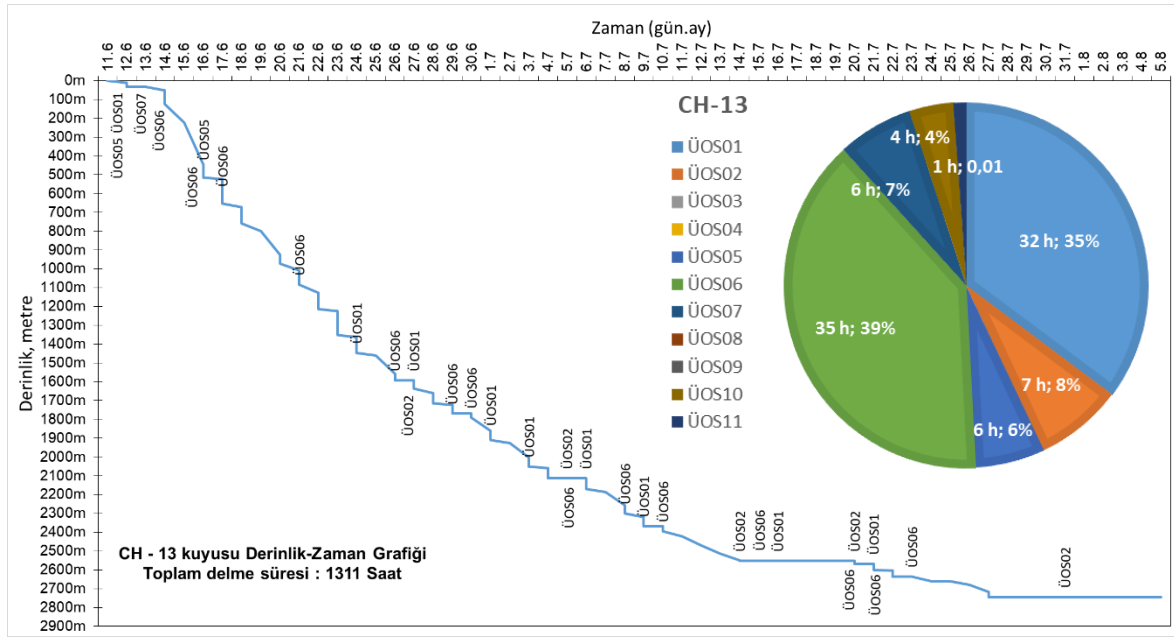


Şekil 5.12. CH-12 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.13. CH-13 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

CH-13 kuyusunda 34 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 34. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 2553 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 2553. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2744 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill

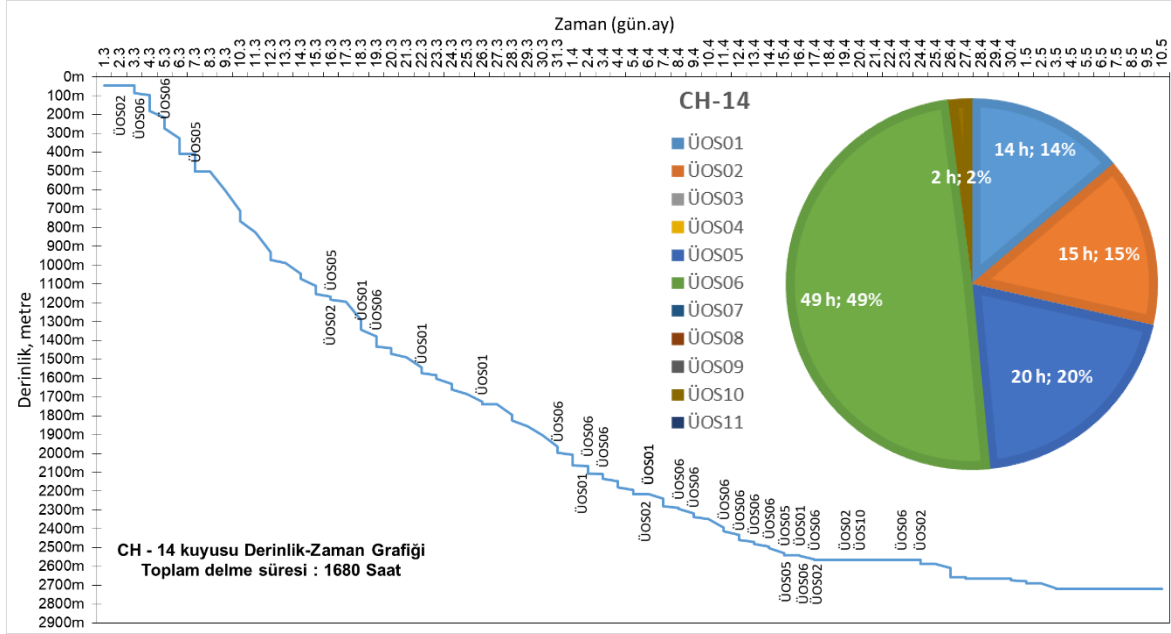
Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2744 metre ile 2695 metreler arasında tapa çimento bırakılmıştır. 2695. metreye 7" üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. CH-13 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.13'de verilmiştir.



Şekil 5.13. CH-13 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

#### 5.1.14. CH-14 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

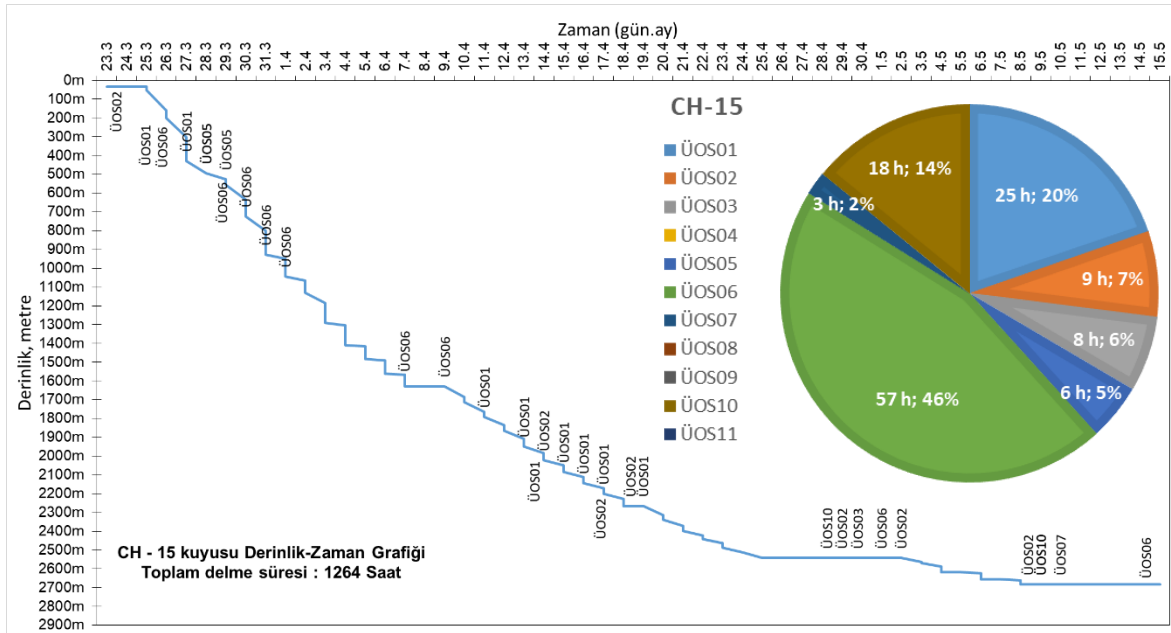
CH-14 kuyusunda 46 metreye kadar 16" kuyu sondajı yapılmıştır. 46. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 2564 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. 2564. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2720 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2720. metreye 7" üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. CH-14 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.14'de verilmiştir.



Şekil 5.14. CH-14 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.15. CH-15 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

CH-15 kuyusunda 35 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 35. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır.

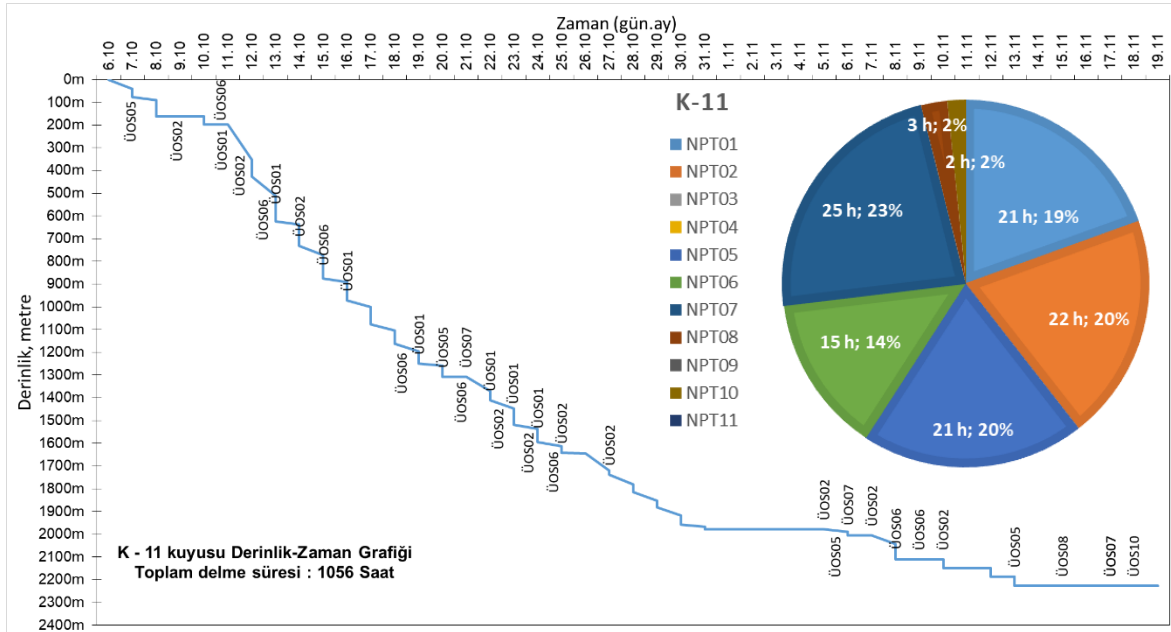


Şekil 5.15. CH-15 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

Ardından 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 2543 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. 2543. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2682 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2682. metreye 7" üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. CH-15 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.15'de verilmiştir.

### 5.1.16. K-11 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

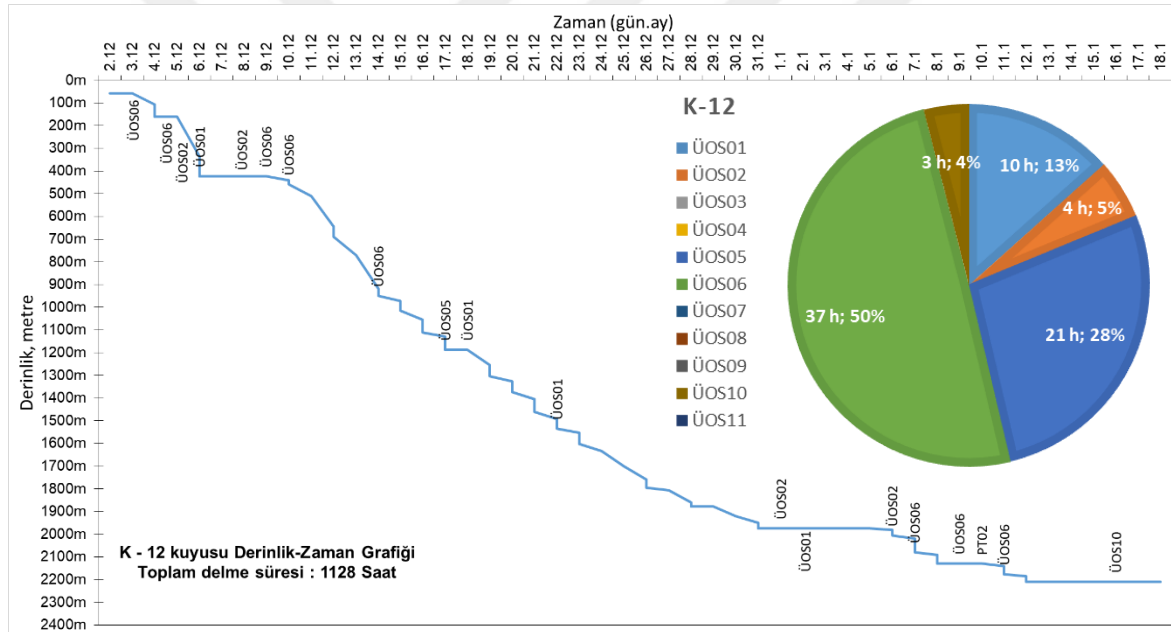
K-11 kuyusunda 162 metreye kadar 16" kuyu sondajı yapılmıştır. 162. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 1978 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. 1978. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2228 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2228. metreye 7" üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. K-11 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.16'de verilmiştir.



Şekil 5.16. K-11 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.17. K-12 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

K-12 kuyusunda 423 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 423. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 1975 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 1975. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2210 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2210. metreye 7” üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. K-12 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.17’de verilmiştir.

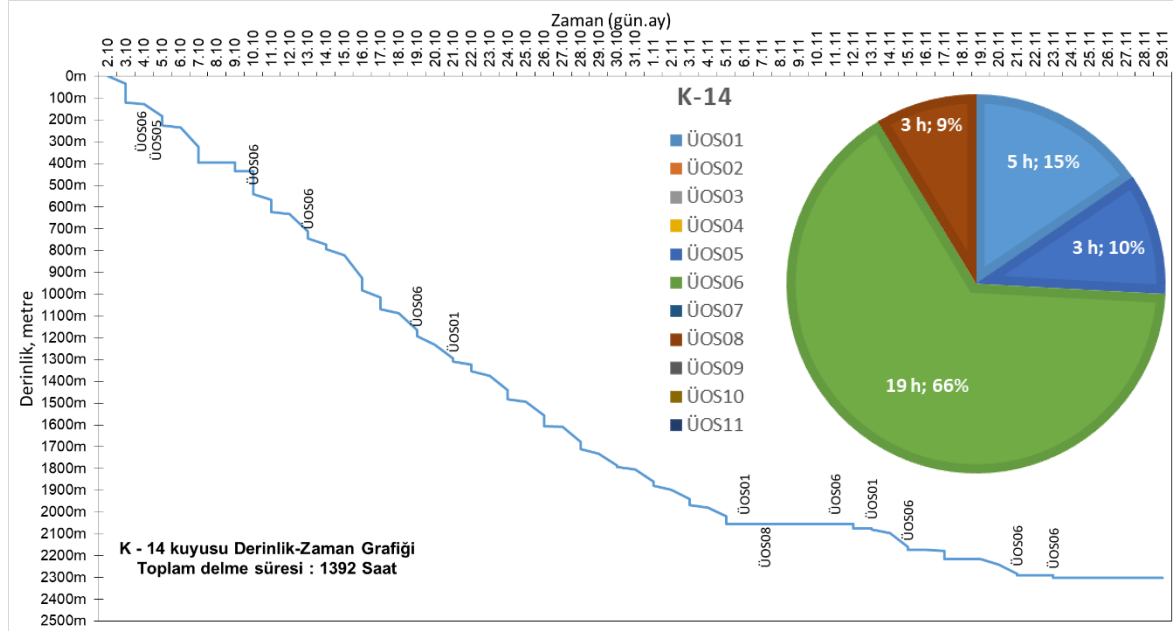


Şekil 5.17. K-12 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.18. K-14 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

K-14 kuyusunda 395 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 395. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 2055 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 2055. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2302 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2302. metreye 7” üretim

koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. K-14 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.18’de verilmiştir.

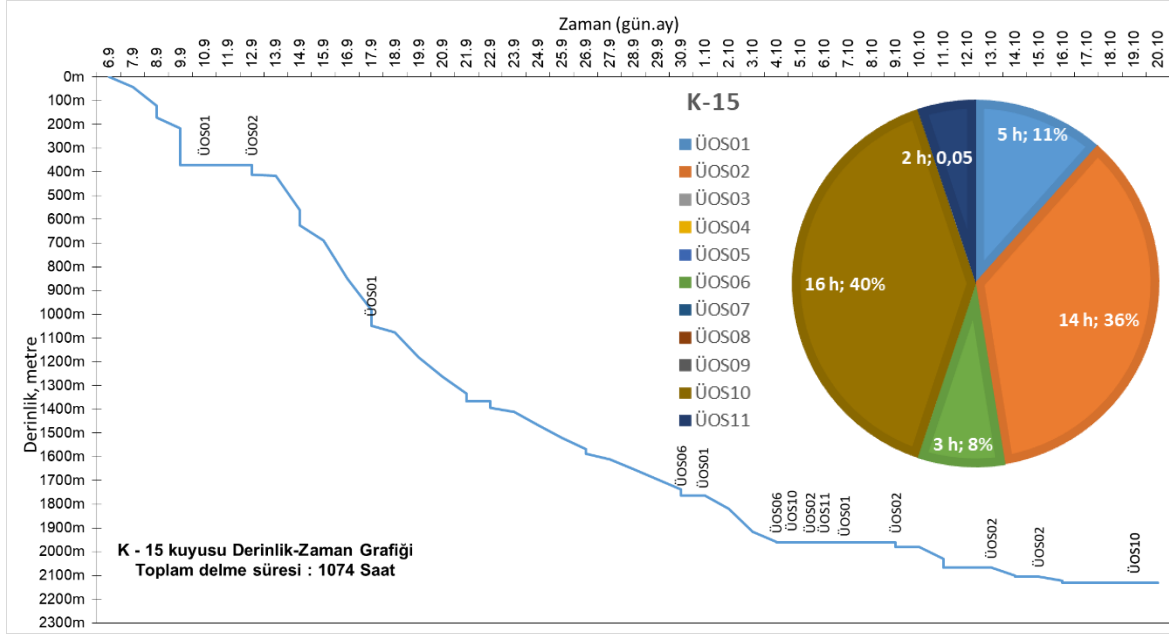


Şekil 5.18. K-14 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.19. K-15 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

K-15 kuyusunda 372 metreye kadar 16” kuyu sondajı yapılmıştır. 372. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 1961 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 1961. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2131 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2131. metreye 7” üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. K-15 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.19’de verilmiştir.

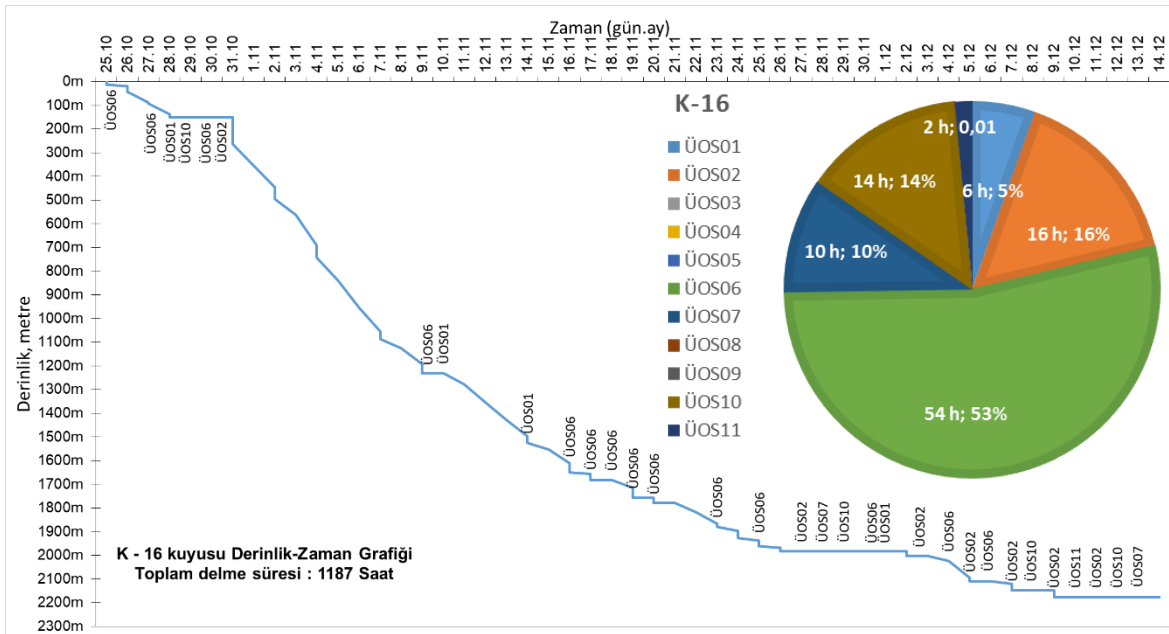




Şekil 5.19. K-15 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.20. K-16 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

K-16 kuyusunda 151 metreye kadar 16" kuyu sondajı yapılmıştır. 151. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır.

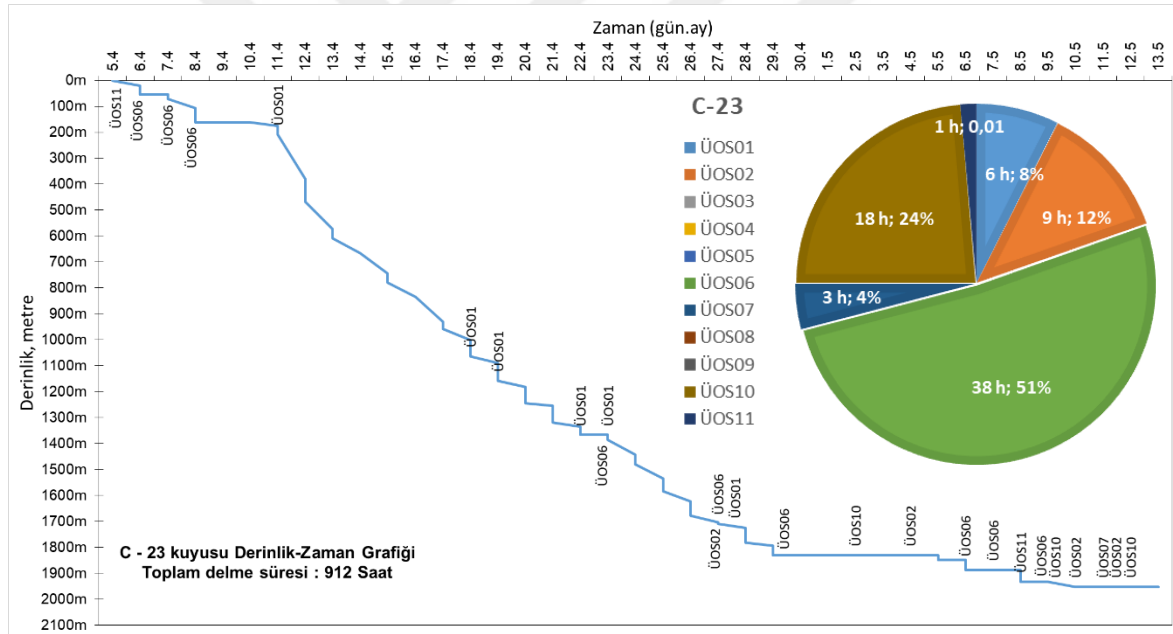


Şekil 5.20. K-16 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği



### 5.1.22. C-23 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

C-23 kuyusunda 162 metreye kadar 17-1/2” kuyu sondajı yapılmıştır. 161. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 1830 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. Sondaj esnasında dişlerinden çamur sızdıran sondaj borusu değiştirilmiştir. 1830. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 1952 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 1952. metreye 7” üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. C-23 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.22’de verilmiştir.

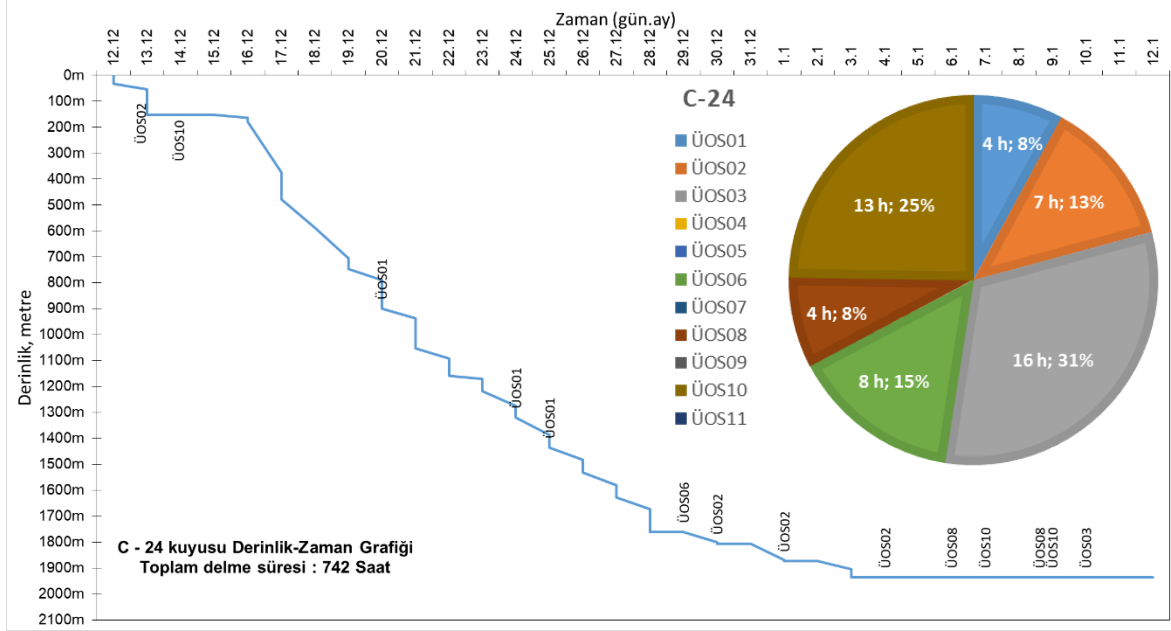


Şekil 5.22. C-23 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.23. C-24 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

C-24 kuyusunda 236 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 236. metreye 9-5/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 1993 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 1993. metreye 7” üretim koruma borusu (production casing)

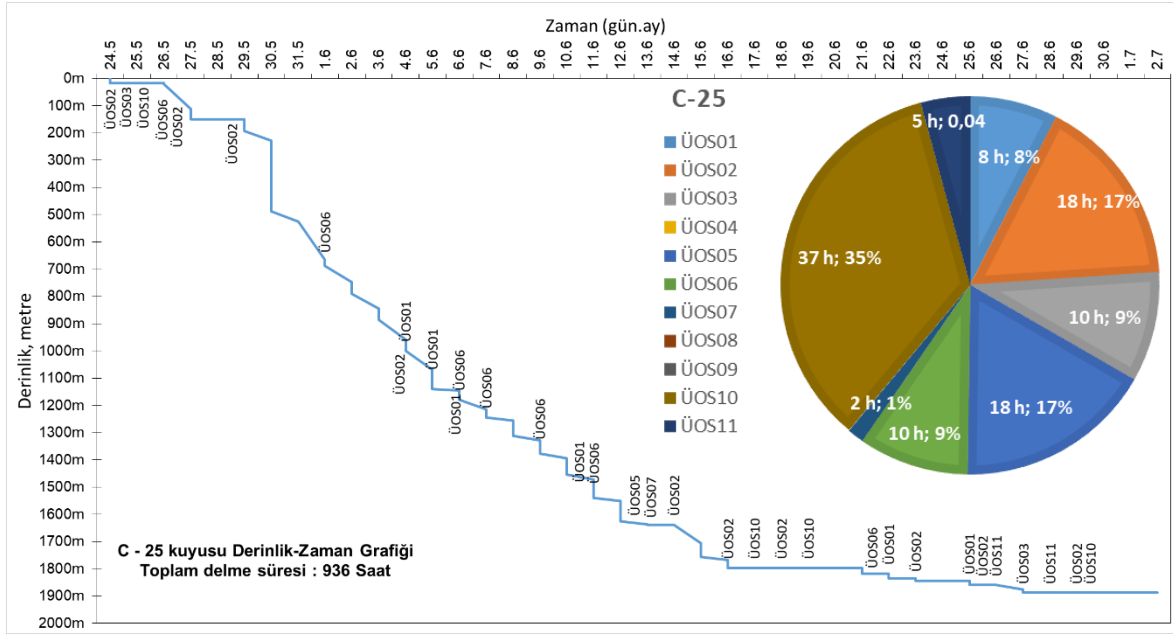
indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. C-24 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.23’de verilmiştir.



Şekil 5.23. C-24 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

#### 5.1.24. C-25 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

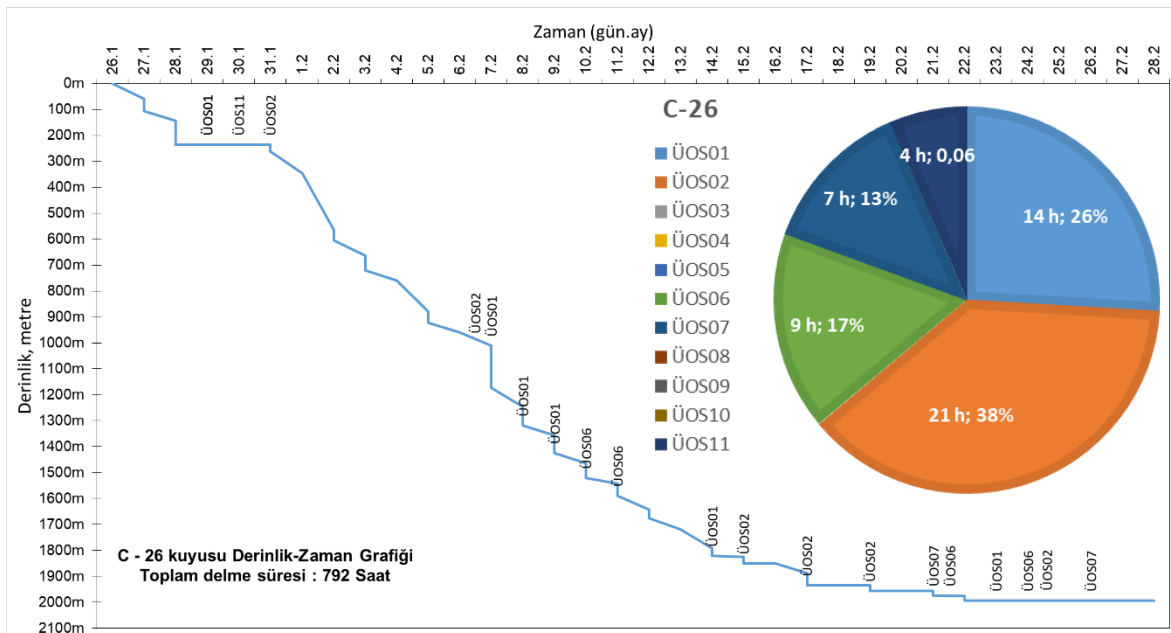
C-25 kuyusunda 149 metreye kadar 17-1/2” kuyu sondajı yapılmıştır. 149. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 1797 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. 1639. metrede matkap kontrolü için çıkış yapıldığında matkap gövdesinin bir parçasının kuyuda kaldığı görülmüştür. Tahlisiye aletleriyle inilerek parça alınmıştır. 1797. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 1888 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 1888. metreye 7” üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. C-25 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.24’de verilmiştir.



Şekil 5.24. C-25 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.25. C-26 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

C-26 kuyusunda 1534 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. 153. metreye 9-5/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır.

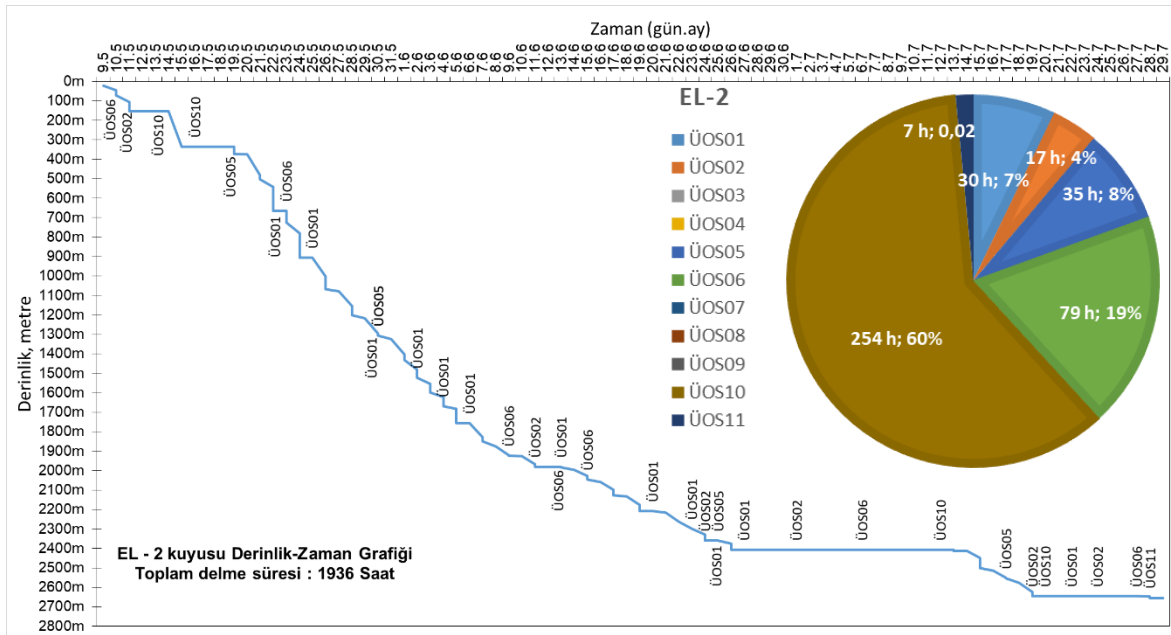


Şekil 5.25. C-26 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

Ardından 1935 metreye kadar 8-1/2” matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 1935. metreye 7” üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. C-26 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.25’de verilmiştir.

### 5.1.26. EL-2 Kuyusu Sondaj Faaliyeti Özeti ve Kronometraj Çalışması

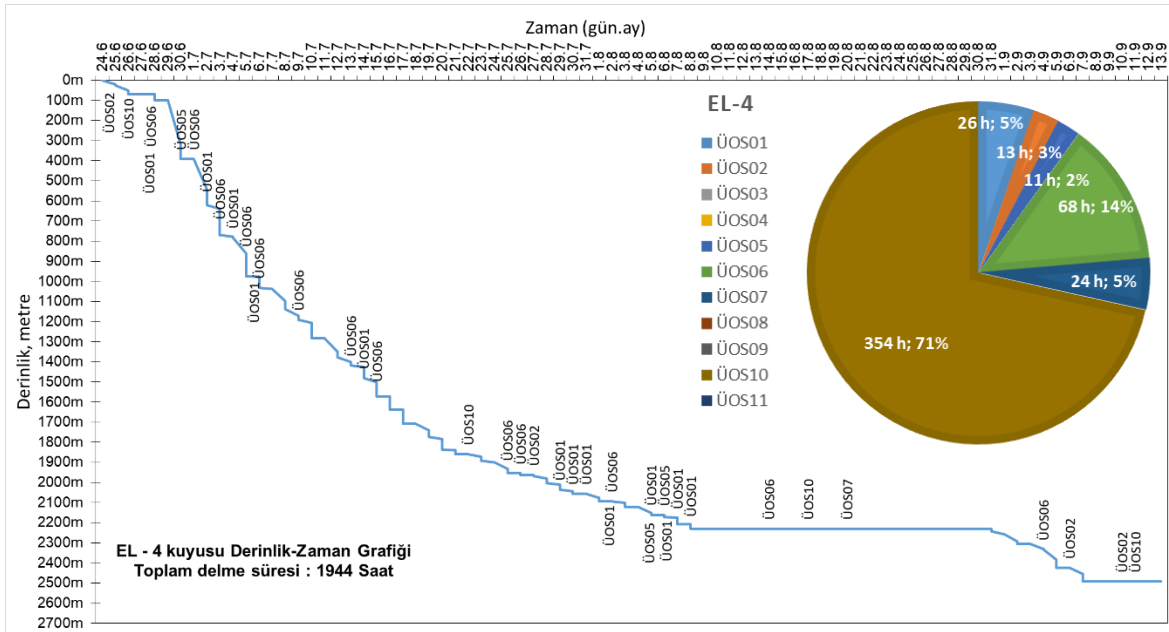
EL-2 kuyusu yönlü bir kuyu olarak kazılmıştır. 151 metreye kadar 17-1/2” kuyu sondajı yapılmıştır. 151. metreye 13-3/8” yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4” matkapla sondaja devam edilmiştir. 2407 metreye kadar 12-1/4” kuyu sondajı yapılmıştır. Kuyu 1982. metreden itibaren saptırılmıştır, yönlü sondaj yapılmıştır. 2407. metreye 9-5/8” ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2645 metreye kadar 8-1/2” matkapla yönlü kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2176. metreye 7” üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. EL-2 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.26’de verilmiştir.



Şekil 5.26. EL-2 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği



12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. Kuyu 1860. metreden itibaren saptırılmıştır, yönlü sondaj yapılmıştır. 2230. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2493 metreye kadar 8-1/2" matkapla yönlü kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2493. metreye 7" üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. EL-4 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.28'de verilmiştir.

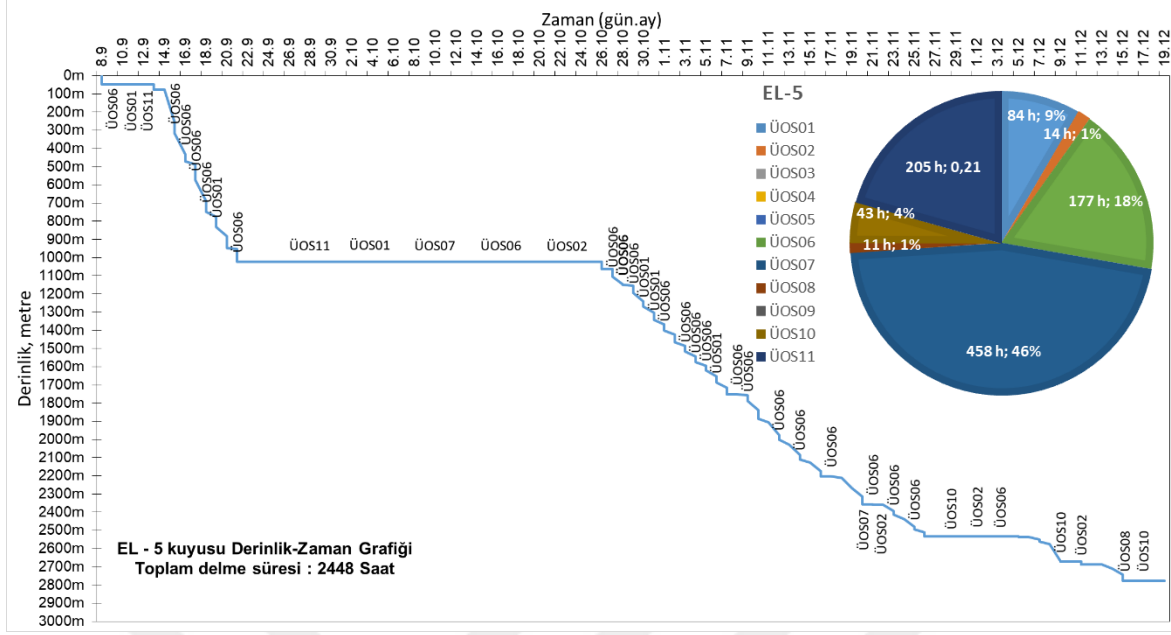


Şekil 5.28. EL-4 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.29. EL-5 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

EL-5 kuyusunda 47 metreye kadar 17-1/2" kuyu sondajı yapılmıştır. 47. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 2533 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. Sondaj esnasında top-drive'da ve jeneratörde meydana gelen arızalardan dolayı günler süren beklemler oluşmuştur. 2533. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2776 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra kuyu terk kararı alınmıştır. 2582 metre ve 2469 metreler arasına ve 250 metre ve 196 metreler arasına tapa çimento bırakılarak kuyu terk edilmiştir. EL-5 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.29'da verilmiştir.

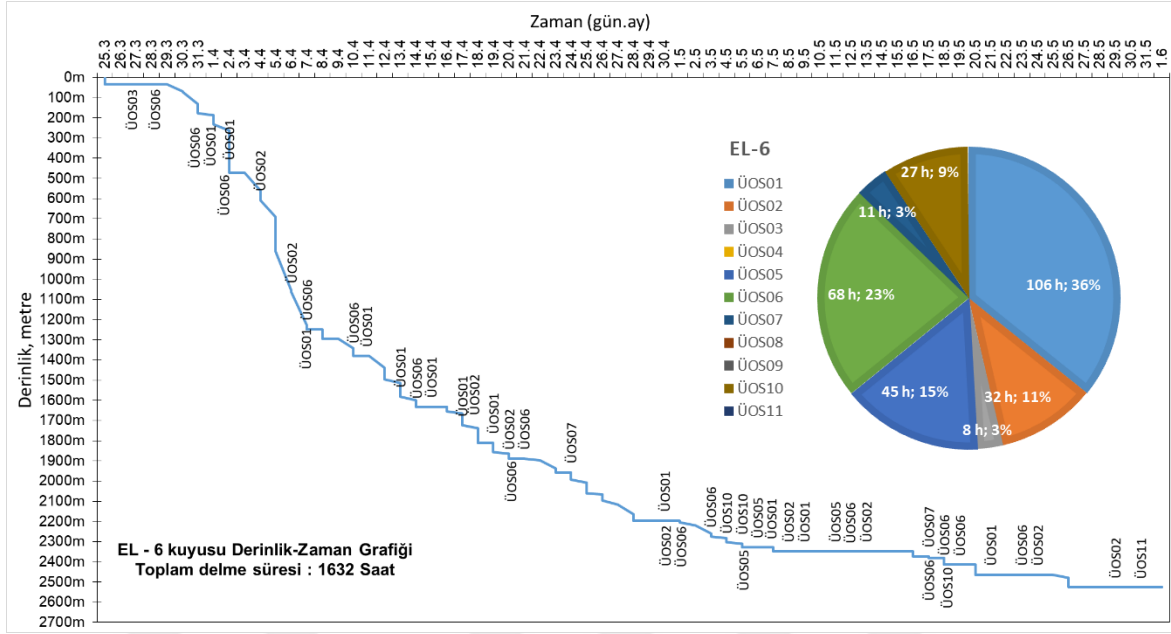




Şekil 5.29. EL-5 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

### 5.1.30. EL-6 Kuyusu Sondaj Faaliyet Özeti ve Kronometraj Çalışması

EL-6 kuyusunda 32 metreye kadar 17-1/2" kuyu sondajı yapılmıştır. 32. metreye 13-3/8" yüzey koruma borusu (surface casing) indirilip çimentolanmıştır. Ardından 12-1/4" matkapla sondaja devam edilmiştir. 2348 metreye kadar 12-1/4" kuyu sondajı yapılmıştır. Sondaj esnasında top-drive tork sensöründeki arızadan dolayı uzun süren tamirat beklmeleri oluşmuştur. Koruma borusu inilmeden önce log alımı esnasında kuyu çapını ölçen aletin bacaklarından birinin koptuğu gözlenmiştir. Flat junk-mill ile sondaj yapılmıştır. 2348. metreye 9-5/8" ara koruma borusu (intermediate casing) indirilmiştir ve çimentolanmıştır. Devamında 2562 metreye kadar 8-1/2" matkapla kuyu sondajı yapılmıştır. Yapılan Drill Stem Test (DST) ve full-set log çalışmalarından sonra 2526. metreye 7" üretim koruma borusu (production casing) indirilip çimentolanmış ve demontaja geçilmiştir. EL-6 kuyusunun Derinlik-Zaman grafiği ve ÜOS kategorilerinin yüzdelik dağılımları Şekil 5.30'da verilmiştir.



Şekil 5.30. EL-6 kuyusu Derinlik-Zaman grafiği

## 5.2. Tanımlayıcı İstatistikler

Çizelge 5.1’de, incelenen 30 adet kuyu sondajlarında oluşan ÜOS kategorilerinin toplam ÜOS içerisindeki oranları verilmiştir. Tanımlayıcı istatistikler Çizelge 5.2’de verilmiştir.

Çizelge 5.1. Toplam delme süresi içerisinde %ÜOS oranları

	% ÜOS01	% ÜOS02	% ÜOS03	% ÜOS04	% ÜOS05	% ÜOS06	% ÜOS07	% ÜOS08	% ÜOS09	% ÜOS10	% ÜOS11	Toplam ÜOS
AT-2	2,08	0,83	0,55	0,00	9,27	0,85	0,17	0,00	0,00	0,38	0,04	14,18
AT-3	2,78	0,81	0,00	0,00	0,00	0,57	0,86	0,00	0,00	0,00	0,53	5,56
AT-4	0,83	1,50	0,00	0,00	0,58	1,00	0,13	0,54	0,00	0,08	0,50	5,18
AT-5	0,50	0,20	0,00	0,00	0,95	0,40	0,00	0,35	0,00	0,40	0,00	2,80
AT-6	0,47	0,95	0,00	0,00	1,23	1,52	0,00	0,14	0,00	0,81	0,00	5,12
F-11	0,58	0,29	0,00	0,00	9,13	2,02	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	12,23
F-12	1,33	1,11	0,00	0,00	0,67	1,15	0,09	4,84	0,00	0,00	0,00	9,18
F-13	1,00	0,54	0,00	0,00	3,57	1,07	0,54	0,07	0,00	1,03	0,00	7,82
F-14	2,70	0,52	0,00	0,00	4,40	4,53	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,16
F-15	1,76	0,49	0,00	0,00	0,08	0,86	1,72	0,00	0,00	0,86	0,00	5,78
CH-11	2,05	0,85	0,27	0,00	0,14	10,27	0,00	0,00	1,22	1,45	0,00	16,24
CH-12	0,82	0,20	0,37	0,00	0,12	2,70	0,37	0,16	0,00	0,49	0,00	5,23
CH-13	2,40	0,53	0,00	0,00	0,42	2,67	0,46	0,00	0,00	0,27	0,08	6,83
CH-14	0,80	0,86	0,00	0,00	1,16	2,89	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	5,83
CH-15	1,94	0,71	0,63	0,00	0,47	4,47	0,20	0,00	0,00	1,38	0,00	9,81
K-11	1,99	2,04	0,00	0,00	2,01	1,42	2,34	0,24	0,00	0,17	0,00	10,20
K-12	0,89	0,35	0,00	0,00	1,82	3,28	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	6,60
K-14	0,32	0,00	0,00	0,00	0,22	1,36	0,00	0,18	0,00	0,00	0,00	2,08

Çizelge 5.1. (Devam)Toplam delme süresi içerisinde %ÜOS oranları

K-15	0,42	1,30	0,00	0,00	0,00	0,28	0,00	0,00	0,00	1,44	0,19	3,63
K-16	0,46	1,35	0,00	0,00	0,00	4,55	0,84	0,00	0,00	1,18	0,13	8,51
C-22	1,58	1,58	0,00	0,00	0,00	1,08	2,37	2,73	0,00	2,23	0,07	11,64
C-23	0,60	0,99	0,00	0,00	0,00	4,17	0,33	0,00	0,00	1,92	0,11	8,11
C-24	0,54	0,88	2,16	0,00	0,00	1,01	0,00	0,54	0,00	1,68	0,00	6,81
C-25	0,85	1,87	1,07	0,00	1,92	1,07	0,16	0,00	0,00	3,95	0,48	11,38
C-26	1,77	2,59	0,00	0,00	0,00	1,14	0,88	0,00	0,00	0,00	0,44	6,82
EL-2	1,55	0,88	0,00	0,00	1,81	4,08	0,00	0,00	0,00	13,12	0,34	21,77
EL-3	8,19	1,65	0,00	0,00	3,57	3,23	0,00	0,00	0,00	0,65	1,22	18,52
EL-4	1,32	0,64	0,00	0,00	0,57	3,49	1,23	0,00	0,00	18,21	0,00	25,46
EL-5	3,41	0,57	0,00	0,00	0,00	7,24	18,71	0,43	0,00	1,74	8,35	40,45
EL-6	6,50	1,93	0,49	0,00	2,73	4,18	0,64	0,00	0,00	1,65	0,03	18,15

Çizelge 5.2. Toplam delme süresi içerisinde %ÜOS tanımlayıcı istatistikleri

	Aritmetik Ortalama	Varyans	Standart Sapma	Mod	Medyan	Minimum	Maksimum	Değişim Aralığı	Basıklık	Çarpıklık
ÜOS01	1,75	3,01	1,74	#YOK	1,33	0,32	8,19	7,87	7,24	2,55
ÜOS02	0,97	0,38	0,62	#YOK	0,85	0,00	2,59	2,59	0,25	0,80
ÜOS03	0,18	0,20	0,45	0,00	0,00	0,00	2,16	2,16	12,75	3,36
ÜOS04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ÜOS05	1,56	5,80	2,41	0,00	0,58	0,00	9,27	9,27	5,47	2,34
ÜOS06	2,62	4,88	2,21	#YOK	1,77	0,28	10,27	9,99	3,93	1,73
ÜOS07	1,07	11,55	3,40	0,00	0,17	0,00	18,71	18,71	27,47	5,15
ÜOS08	0,34	0,98	0,99	0,00	0,00	0,00	4,84	4,84	16,19	3,96
ÜOS09	0,04	0,05	0,22	0,00	0,00	0,00	1,22	1,22	30,00	5,48
ÜOS10	1,86	15,32	3,91	0,00	0,73	0,00	18,21	18,21	12,52	3,53
ÜOS11	0,42	2,32	1,52	0,00	0,00	0,00	8,35	8,35	28,01	5,23
Toplam ÜOS	10,80	63,04	7,94	#YOK	8,31	2,08	40,45	38,37	5,84	2,13

### 5.3. Z Dağılımı İle ÜOS Tahmini

Güven sınırlarının tahmininde kitle parametresini içine alacak sınırlar belirlenirken, belirli bir ihtimal veya güven katsayısı kullanılır. Genellikle  $1-\alpha$  şeklinde ifade edilen güven katsayısı için %95 ya da %90 değerleri esas alınır.

Kitle varyansı biliniyorsa ( $\sigma^2$  veya  $\sigma$ ), bu durumda ortalamanın güven sınırı tayini Z dağılımına göre yapılır.  $1-\alpha$  güven katsayısı Z değerinin içine alacak  $\pm Z \alpha/2$  değerinin önceden bilinmesi gerekmektedir.

Tahmin için gerekli bilgiler aşağıda özetlenmiştir.

- Kitle varyansı ( $\sigma^2$ ) veya standart sapması ( $\sigma$ ) bilinmelidir.
- Örnek verilere ait ortalama hesaplanmalıdır.
- Örnekteki birim sayısı ( $n$ ) bilinmelidir.
- $Z\%$ 'lik değeri tablodan okunur.,

Tahmin için gerekli denklem Eşitlik 5.1'de verilmiştir.

$$\bar{X} - Z_{\% \text{ veya } \frac{\alpha}{2}} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + Z_{\% \text{ veya } \frac{\alpha}{2}} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} = 1 - \alpha \quad (5.1)$$

Çizelge 5.3 'de ÜOS kategorilerinin Z dağılımına göre tahminleri verilmiştir. %90 ve %95 güven aralığına göre hesaplanan alt sınır ve üst sınır değerleri 30 kuyunun ortalama sondaj saati olan 1260 saatle çarpılmıştır. Sonuç olarak 1260 saat sürecek bir sondajda ve %90 ve %95 güven aralıkları için ÜOS tahminleri çıkarılmıştır. Örneğin ÜOS01 için %95 güven aralığının alt sınırı %1,13 ve üst sınırı %2,37'dir. Bu değerler 1260 saatle çarpıldığında alt sınır 14,2 saat ve üst sınır 29,85 saat bulunur. Sonuç olarak 1260 saat süren bir kuyu sondajında oluşacak ÜOS01 %95 güven aralığında 14,2 saat ve 29,85 saat olacaktır.

Çizelge 5.3. ÜOS kategorilerinin Z dağılımına göre tahminleri

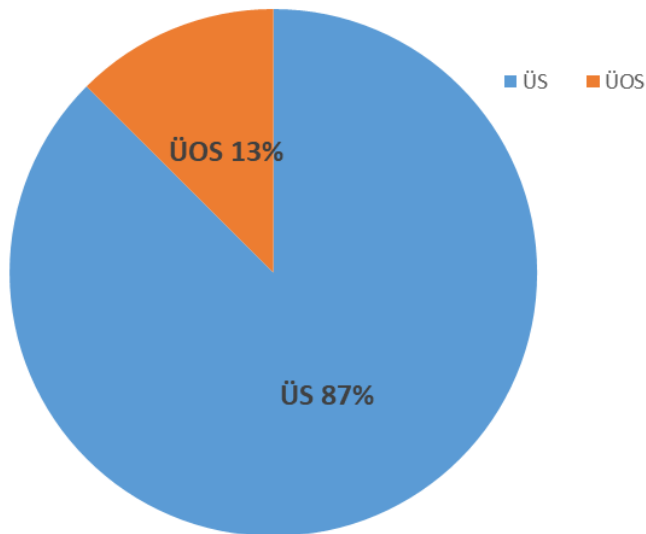
Kategori	Aritmetik Ortalama	Standart Sapma	%95 Güven Aralığı Z = 1,96		%90 Güven Aralığı Z = 1,65		1260 saat delme süresi için yapılan tahmin (%95)		1260 saat delme süresi için yapılan tahmin (%90)	
			Alt sınır (%)	Üst sınır (%)	Alt sınır (%)	Üst sınır (%)	Alt sınır (saat)	Üst sınır (saat)	Alt sınır (saat)	Üst sınır (saat)
ÜOS01	1,75	1,74	1,13	2,37	1,23	2,27	14,20	29,85	15,44	28,62
ÜOS02	0,97	0,62	0,75	1,19	0,78	1,15	9,40	14,97	9,84	14,53
ÜOS03	0,18	0,45	0,02	0,35	0,05	0,32	0,29	4,36	0,61	4,04
ÜOS04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ÜOS05	1,56	2,41	0,70	2,42	0,84	2,29	8,82	30,53	10,53	28,81

Çizelge 5.3. (Devam)ÜOS kategorilerinin Z dağılımına göre tahminleri

ÜOS06	2,62	2,21	1,83	3,41	1,95	3,28	23,04	42,95	24,61	41,37
ÜOS07	1,07	3,40	0	2,28	0,04	2,09	0,00	28,78	0,56	26,36
ÜOS08	0,34	0,99	0	0,69	0,04	0,64	0,00	8,75	0,54	8,05
ÜOS09	0,04	0,22	0	0,12	0	0,11	0,00	1,51	0,00	1,36
ÜOS10	1,86	3,91	0,46	3,26	0,68	3,04	5,74	41,04	8,53	38,25
ÜOS11	0,42	1,52	0	0,96	0	0,88	0,00	12,12	0,00	11,03

#### 5.4. Sondaj Faaliyetlerinde Karşılaşılan Problemlerin Toplam Delme Süreleri İçindeki Oranları

30 adet kuyunun toplam kule süresi 37800 saattir. Bu 30 kuyunun sondaj işlemleri esnasında oluşan toplam ÜS 33067 saat ve ÜOS ise 4733 saattir. 30 kuyunun toplam kule süresi içerisindeki ÜOS oranı %13'dir. Şekil 5.31'de 30 adet kuyunun sondajı için Üretken Sürelerin ve Üretken Olmayan Sürelerin oranı gösterilmiştir.



Şekil 5.31. 30 adet kuyunun toplam üretken süre ve toplam üretken olmayan süre oranı

## 5.5. Tartışma

Bu bölümde 11 adet ÜOS kategorisi ve genel durum tartışılmıştır.

ÜOS01 (Yıkıntı ve Reaming): Toplam ÜOS içerisinde %15,20'lik paya sahiptir. 30 kuyuda toplam 719 saatlik ÜOS01 oluşmuştur. 30 kuyunun saat bazında ortalaması 24 saattir. Kuyudaki kararlılığın bozulmasının neticesinde formasyonun ve çamur kekinin şişmesi sonucu kuyu çapında daralma meydana geldiği durumlarda reaming yapılır. Sondaj çamurunun reolojik özellikleri formasyon özelliklerine göre ayarlandığı takdirde bu süre azaltılabilir.

ÜOS02 (Çamur Islahı ve Hazırlama): Toplam ÜOS içerisinde %7,33'lük paya sahiptir. Toplam 30 adet kuyudan 29 tane kuyuda toplam 347 saatlik ÜOS02 oluşmuştur. 1 adet kuyunun ÜOS02 saatine katkısı sıfırdır. Katkıda bulunan 29 adet kuyunun saat bazında ortalaması 12 saattir. Bu süreyi azaltmak için önceki kuyulardan elde edilen tecrübelerle, çamur değişiminin gerektirdiği muhtemel metrajlara gelinmeden önce çamur hazırlığı yapılabilir. Bu da kule envanterinden ilave çamur tankı demektir.

ÜOS03 (Kaçak ile Mücadele): Toplam ÜOS içerisinde %1,2'lük paya sahiptir. 30 adet kuyudan 7 tane kuyuda toplam 57 saatlik ÜOS03 oluşmuştur. Diğer 23 kuyunun ÜOS03 saatine katkısı sıfırdır. Katkıda bulunan 7 adet kuyunun saat bazında ortalaması 8 saattir. Değerlerden de görüldüğü üzere toplam ÜOS'ye katkısı azdır. Bu aynı zamanda Adıyaman yöresindeki formasyonlarda çamur kaçağı oluşturacak kadar çatlaklı ve mağaralı yapı olmadığının göstergesidir.

ÜOS04 (Blow Out ile Mücadele): Adıyaman yöresinde incelenen 30 kuyuda kuyudan kendiliğinden geliş, kuyu canlanması ya da fişkırmaya durumu gözlenmemiştir. Bu yüzden istatistiksel değerlere katkısı sıfırdır.

ÜOS05 (Tahlisiye): Toplam ÜOS içerisinde %12,58'lik paya sahiptir. 30 adet kuyudan 22 tane kuyuda toplam 595 saatlik ÜOS05 oluşmuştur. Diğer 8 kuyunun ÜOS05 saatine katkısı sıfırdır. Katkıda bulunan 22 adet kuyunun saat bazında ortalaması 27 saattir. 111 saat ile en fazla F-11 kuyusunda görülmüştür. Sondaj esnasında matkabın konilerinin düştüğü raporlanmıştır. İncelenen kuyularda ise genellikle sondaj dizisindeki dişten sıyrarak

kopmalar gözlenmiştir. Periyodik aralıklarla tüm sondaj dizisi elemanları API standartlarında muayene edilmelidir. Yıpranmış borular kuyuya indirilmemelidir. Öte taraftan matkap sorunlarını azaltmak üreticinin tavsiye ettiği toplam devir sayısı, çalışma saati matkap üstü yükü vb. değerler aşılmamalıdır. Sondaj esnasında dizide titreşimin ve zıplamanın aşırı olduğu durumlarda diziyeye şok emici bağlanmalıdır. Ayrıca aşındırıcı ve aşırı sert formasyonlar için özel geliştirilmiş hareketli parçası olmayan matkaplar tercih edilebilir.

ÜOS06 (Tamirat, Bakım): Toplam ÜOS içerisinde %23,76'lık paya sahiptir. 30 kuyuda toplam 1125 saatlik ÜOS06 oluşmuştur. 30 kuyunun saat bazında ortalaması 38 saattir. 177 saatle ile en fazla EL-5 kuyusunda görülmüştür. Elektrik tahrikli bu görece yeni kulede aslında arızanın daha az olması beklenir. Muhtemelen kule yapısıyla ilgili yeterli tecrübeye sahip olmayan ekip, zaman içerisinde bu açığını kapatacaktır. Öte yandan yaklaşık 40 yaşında olan Romanya üretimi kulelerin arıza durumları ile ilgili hayli tecrübeye sahip olduğundan sık arızalar görülse bile tamiratının çabuk yapıldığı tahmin edilmektedir.

ÜOS07 (Malzeme Bekleme): Toplam ÜOS içerisinde %12,89'lik paya sahiptir. 12 adet kuyuda bu değer 0 olarak gösterilmiştir. Kalan 18 tane kuyuda toplam 610 saatlik ÜOS07 oluşmuştur. Diğer 12 kuyunun ÜOS07 saatine katkısı sıfırdır. Katkıda bulunan 18 adet kuyunun saat bazında ortalaması 34 saattir. EL-5 kuyusu hariç, 17'sinde toplam 152 saattir ve ortalaması 9 saattir. Sadece EL-5 kuyusunda 458 saatlik bir bekleme söz konusu olmuştur. Sık arızalanabilen parçaların kulede yedeklerinin depolanması bu süreyi azaltacaktır.

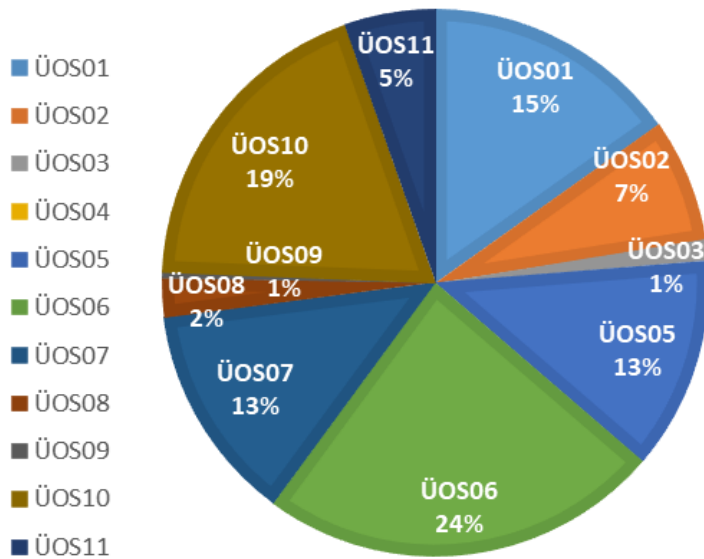
ÜOS08 (Karar Bekleme): Toplam ÜOS içerisinde %2,27'lik paya sahiptir. 30 adet kuyudan 11 tane kuyuda toplam 108 saatlik ÜOS08 oluşmuştur. Diğer 19 kuyunun ÜOS08 saatine katkısı sıfırdır. Katkıda bulunan 11 adet kuyunun saat bazında ortalaması 10 saattir. Kalan 11 kuyudan F-11 kuyusunda 55 saatle en yüksek değer görülmektedir. Geriye kalan 10 kuyunun ÜOS08 ortalaması 6 saattir. Çıkan sonuçlar değerlendirildiğinde makul bir sonuç çıkmaktadır.

ÜOS09 (Yol-Lokasyon Bekleme): Toplam ÜOS içerisinde %0,38'lik paya sahiptir. Kule nakliyesi esnasında yol ve lokasyon gibi alt yapı çalışmalarını tamamlanmadığı durumlarda ortaya çıkan beklemedir. 30 adet kuyudan sadece 1 tane kuyuda 18 saatlik ÜOS09 oluşmuştur. Kalan 29 kuyunun ÜOS09 saatine katkısı sıfırdır. Görüldüğü üzere yol, lokasyon ve benzeri durumlardan kaynaklanan ciddi bekleme oluşmamıştır.

ÜOS10 (Servis Hizmeti Bekleme): Toplam ÜOS içerisinde %19'lık paya sahiptir. 30 kuyuda toplam 900 saatlik ÜOS10 oluşmuştur. 5 adet kuyuda oluşan bekleme 0'dır. EL-2 kuyusunda 254 saat, EL-4 kuyusunda ise 354 saatlik bekleme oluşmuştur. Geriye kalan 23 adet kuyuda oluşan bekleme miktarının toplamı 291 saat ve ortalaması 13 saattir. EL-2 ve EL-4 kuyularındaki bekleme miktarının bu kadar fazla olmasının sebepleri yönlü sondaj ekibinin beklenmesi ve elektrikli top-drive'da meydana gelen arızanın bir türlü giderilememesidir. Dışarıdan alınan hizmetlerin organizasyonu iyi yapılmalıdır. Gerekli görüldüğü takdirde iş kontratlarında çağrılma üzerine hazır bulunma süreleri ile ilgili sınır konulmalıdır.

ÜOS11 (Diğer Beklemeler (Hava Koşulları vb.)): Toplam ÜOS içerisinde %5,37'lik paya sahiptir. 30 kuyuda toplam 255 saatlik ÜOS11 oluşmuştur. Hava koşullarından kaynaklanan bekleme miktarı, iş sağlığı ve güvenliği ile ilgili bekleme miktarı ve diğer 10 adet ÜOS kategorisinde yer almayan başlıklar burada toplanmıştır. Hava şartlarının zorladığı bölgelerde eğer sondaj işlemleri kış mevsimlerinde yapılıyorsa sondaj planını yaz mevsimine kaydırmak yerinde olacaktır.

30 adet kuyunun toplam kule süresi 37800 saattir. Bu 30 kuyunun sondaj işlemleri esnasında oluşan toplam ÜOS ise 4733 saattir. Sonuçta ÜOS kategorilerinin toplam ÜOS'ye katkıları Şekil 5.32'de oransal olarak gösterilmektedir.



Şekil 5.32. ÜOS kategorilerinin toplam ÜOS'ye katkısı



## 5.6. İstatistiksel Değerlendirme

Bu bölümde incelenen 30 adet kuyunun derinlikleri 2000 metreden az ya da fazla olmasına göre sınıflandırılmış ve ÜOS kategorilerinin toplam ÜOS'ye etkisi incelenmiştir. Çizelge 5.4'te kuyu derinlikleri verilmiştir.

Çizelge 5.4. Kuyu derinlikleri (2000 metreden derin kuyular gri zeminle belirtilmiştir)

Kuyu	Derinlik(m)	Kuyu	Derinlik(m)
AT-2	1845	K-11	2228
AT-3	1668	K-12	2210
AT-4	1915	K-14	2302
AT-5	1849	K-15	2131
AT-6	2045	K-16	2176
F-11	2292	C-22	1910
F-12	2339	C-23	1952
F-13	2349	C-24	1935
F-14	2288	C-25	1888
F-15	2282	C-26	1993
CH-11	2688	EL-2	2655
CH-12	2667	EL-3	2416
CH-13	2744	EL-4	2493
CH-14	2720	EL-5	2776
CH-15	2682	EL-6	2526

30 adet kuyunun derinliklerinin ortalaması 2265 metredir. Bu değere en yakın 1000'in katı olan eğer 2000 olduğundan sınıflandırma derinliği 2000 metreye kadar olan kuyular ve derinliği 2000 metrenin üstünde olan kuyular olarak ikiye ayrılmıştır.

Çizelge 5.4'te görüldüğü üzere 2000 metreye kadar derinliği olan 9 kuyu vardır. Bu 9 kuyunun toplam ÜOS'si 680 saattir. Kuyu başına ortalama 75 saat ÜOS oluşmuştur. 30 kuyunun toplam ÜOS'si içinde payı %14,38'dir.

Derinliği 2000 metreden fazla olan 21 adet kuyu vardır. Bu 21 kuyunun toplam ÜOS'si 4053 saattir. Kuyu başına ortalama 193 saat ÜOS oluşmuştur. 30 kuyunun toplam ÜOS'si içinde payı %85,62'dir.

Kuyular derinliklerine göre gruplandırılıp incelendiğinde kuyu başına düşen ortalama ÜOS değerleri arasında yaklaşık 2,5 kat olduğu görülmektedir. Bu sonuçla ilgili değerlendirme Sonuçlar ve Öneriler başlığı altında yapılmıştır.

ÜOS kategorileri incelenmiş Çizelge 5.5'teki sonuçlar elde edilmiştir.

Çizelge 5.5. Kuyu derinliğine göre ÜOS kategorileri

Kuyu Derinliği, m	ÜOS01	ÜOS02	ÜOS03	ÜOS04	ÜOS05	ÜOS06	ÜOS07	ÜOS08	ÜOS09	ÜOS10	ÜOS11	Toplam ÜOS
< 2000, toplam süre, s	111	103	33	0	144	104	41	33	0	92	22	680
< 2000, ortalama süre, s	12	11	4	0	16	12	9	4	0	10	2	75
> 2000, toplam süre, s	608	245	25	0	452	1021	570	75	18	807	233	4053
> 2000, ortalama süre,s	29	12	1	0	22	49	27	4	1	38	11	193

ÜOS01 (Yıkıntı ve Reaming), derinliği 2000 metreye kadar olan kuyularda 12 saatlik ortalama, 2000 metreden derin kuyularda ise 29 saatlik ortalama sahiptir. Derinlik artışıyla ortalama süre bir katından fazla artmıştır.

ÜOS02 (Çamur Islahı ve Hazırlama), derinliği 2000 metreye kadar olan kuyularda 11 saatlik ortalama, 2000 metreden derin kuyularda ise 12 saatlik ortalama sahiptir. Derinlik artışıyla ortalama sürede önemli bir değişiklik olmamıştır.

ÜOS03 (Kaçak ile Mücadele), derinliği 2000 metreye kadar olan kuyularda 11 saatlik ortalamaya, 2000 metreden derin kuyularda ise 12 saatlik ortalamaya sahiptir. Derinlik artışıyla ortalama sürede anlamlı bir değişiklik olmamıştır.

ÜOS04 (Blow Out ile Mücadele)'ün değerleri 0 olduğundan analizi yapılmamıştır.

ÜOS05 (Tahlisiye), derinliği 2000 metreye kadar olan kuyularda 16 saatlik ortalamaya, 2000 metreden derin kuyularda ise 22 saatlik ortalamaya sahiptir. Derinlik artışıyla ortalama süre 0,5 kat artmıştır.

ÜOS06 (Tamirat, Bakım), derinliği 2000 metreye kadar olan kuyularda 12 saatlik ortalamaya, 2000 metreden derin kuyularda ise 49 saatlik ortalamaya sahiptir. Derinlik artışıyla ortalama süre yaklaşık 4 katına çıkmıştır.

ÜOS07 (Malzeme Bekleme), derinliği 2000 metreye kadar olan kuyularda 9 saatlik ortalamaya, 2000 metreden derin kuyularda ise 27 saatlik ortalamaya sahiptir. Derinlik artışıyla ortalama süre yaklaşık 3 katına çıkmıştır.

ÜOS08 (Karar Bekleme), derinliği 2000 metreye kadar olan kuyularda 4 saatlik ortalamaya, 2000 metreden derin kuyularda ise 4 saatlik ortalamaya sahiptir. Derinlik artışıyla ortalama sürede önemli bir değişiklik olmamıştır.

ÜOS09 (Yol-Lokasyon Bekleme), derinliği 2000 metreye kadar olan kuyularda 0 saatlik ortalamaya, 2000 metreden derin kuyularda ise 1 saatin altında bir ortalamaya sahiptir. Derinlik artışıyla ortalama sürede önemli bir değişiklik olmamıştır.

ÜOS10 (Servis Hizmeti Bekleme), derinliği 2000 metreye kadar olan kuyularda 10 saatlik ortalamaya, 2000 metreden derin kuyularda ise 38 saatlik ortalamaya sahiptir. Derinlik artışıyla ortalama süre yaklaşık 4 katına çıkmıştır. ÜOS10 aslında derinlikle artması beklenmeyen ÜOS kategorisi olduğu halde ortalamadaki dramatik artış yönlü sondaj ekibi beklemesi ve otomatik sondör sisteminin kalibrasyon problemi ile ilgilidir.

ÜOS11 (Diğer Beklemeler), derinliği 2000 metreye kadar olan kuyularda 2 saatlik ortalamaya, 2000 metreden derin kuyularda ise 11 saatlik ortalamaya sahiptir. Derinlik artışıyla ortalama süre yaklaşık 5 katına çıkmıştır.

## 6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Olasılıksal yöntemlerin sondaj endüstrisinde giderek yaygınlaşan bir biçimde kullanılması bu yöntemlerin başarısını ortaya koyan bir göstergedir. Kuyu zaman ve maliyet analizlerinin olasılıksal yöntemlerle yapılması başarılı sonuçlar vermektedir. Bu yöntemlerde sonuç olarak daha çok veri ortaya konmaktadır. Bu da sondaj operasyonunda zaman ve maliyeti arttıran sebeplerin daha net biçimde ortaya konmasına yardımcı olmaktadır.

Bu çalışmada Adıyaman yöresinde yapılan 30 adet kuyu sondajının verilerinden yararlanılarak gelecekte aynı yörede sondajı yapılacak bir kuyunun muhtemel ÜOS'leri önceden ortaya konmak istenmiştir. Elde edilen sonuçlara göre üretken olmayan süreleri arttıran etmenler daha açık bir şekilde ortaya çıkarılmıştır. Adıyaman Bölgesindeki petrol kuyularının sondaj sürelerinin istatistiksel olarak incelenmesi literatürde ilktir. Yapılan literatür taramalarında benzer bir çalışmaya rastlanmamıştır.

Sonuçlar incelendiğinde en çok beklemenin tamir ve bakımda (ÜOS06) olduğu görülmektedir. Tamir ve bakımın toplam ÜOS içerisindeki payı %23,76'dır. 30 kuyuda tamir ve bakım için toplam kayıp süre 1125 saattir ve bunun ortalaması 38 saattir. Toplam ÜOS'ye katkı sağlamayan kategori ise %0 ile ÜOS04 (Blow Out)'dur. İncelenen kuyularda fişkıran bir petrol kuyusu yoktur.

Dikkat çeken diğer ÜOS sonuçlarına bakılırsa; örneğin servis hizmeti beklemede (ÜOS10) toplam ÜOS içerisindeki pay %19 dur ve 30 kuyunun toplamı 900 saattir. Ancak özel bazı kuyular çıkarıldığında 23 kuyu için ortalama kayıp süre 13 saat olmaktadır. Kaçak ile mücadelede (ÜOS03) toplam ÜOS içerisindeki pay %1,2 dir. Bu çok makul bir değerdir ve Adıyaman yöresi formasyonunda çatlak, mağara vs. çok az olduğunun bir göstergesidir.

İstatistiksel değerlendirmede dikkati çeken bir diğer durum da 2000 metreye kadar sondajı yapılan kuyular ve 2000 metreden daha derin kuyuların ÜOS'lerinin ortalamaları incelendiğinde, kuyuların derinlikleri arttıkça ÜOS saatlerinin dramatik bir şekilde katlanarak arttığı sonucuna varılmıştır.

İncelenen diğer bekleme sürelerindeki kayıpların nispeten daha makul ölçülerde olduğu söylenebilir. Yukarıda sözü edilen uç noktalar çıkarıldığında; ÜOS01-ÜOS11 arasındaki

diğer bekleme sürelerinin toplam ÜOS içerisindeki paylarının ortalaması %9 dan daha düşük çıkmaktadır.

İncelenen 30 kuyuda oluşan toplam ÜOS'nin toplam kule süresine (toplam sondaj süresine) oranı %12,5'dur. Toplam kule süresi içerisinde %12,5'luk üretken olman süre oranı sondaj endüstrisine göre iyi bir değerdir (Adams, Gibson ve Smith, 2009).

Kullanılan günlük sondaj raporlarında ise ÜOS alt kategorilerinin sınıflandırılmasının yeniden düzenlenmesi yerinde olacaktır. İncelenen GSR'larında raporu dolduran kişinin ÜOS'ye dahil edilmesi gereken durumları bazen ıskaladığı görülmüştür. Raporu yazan kişiyi ikilemede bırakmamak için daha aydınlatıcı, açıklayıcı bir zaman tablosu oluşturulmalıdır.

Ayrıca elde edilen sonuçlara bakıldığında tamir ve bakım işlemleri ile servis hizmetlerinin iyileştirilmesi ve ÜOS'lerin makul düzeylere indirilmesi gerekir. Örneğin sık arıza yapan bazı parçaların yedekleri kulede bulundurulabilir. Dışarıdan hizmet veren servisler daha iyi organize edilebilir.

Bu çalışma daha fazla detaylandırılarak petrol sondajı yapılan diğer yörelere uyarlanabilir. Doğalgaz sondajı ve jeotermal kuyu sondajı yapılan bölgeler için de benzer çalışmalar yapılabilir.

## KAYNAKLAR

- Adams, A.J., Gibson, C. ve Smith, R. (2009). Probabilistic Well-Time Estimation Revisited. SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam.
- Akins, W. M., Abell, M. P. ve Diggins, E. M. (2005). Enhancing drilling risk & performance management through the use of probabilistic time & cost estimating. *SPE/IADC Drilling Conference*, SPE/IADC 92340.
- Azar, J. J. ve Samuel G. R. (2007). Drilling Engineering. *PennWell Corporation*, 433-454.
- Basbar, A. E. A. ve Kharusi, A. A. (2016). Reducing NPT of rigs operation through competency improvement: A lean manufacturing approach. *Society of Petroleum Engineers*, SPE-180066-MS.
- Bolat, A. (2012). Adıyaman İli kuzeyinin jeolojisi ve petrol potansiyeli. *Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Adana.
- Bozdağ, E. (2015). Nemrut Dağı (Adıyaman) ve çevresinin jeopark olma potansiyelinin araştırılması, *Harran Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü*, Şanlıurfa.
- Bratvold R. B. ve Begg S. H. (2010). Making Good Decisions. *1st ed. Society of Petroleum Engineers*.
- Cochener, J. (2010). Quantifying Drilling Efficiency. *U.S. Energy Information Administration*.
- Djatnika, S. S., Susilo Soepandji, B., Abidin, I. S. ve Trigunarsyah, B. (2006). Non-productive activity time measurement as a base for construction workers productivity improvement. *The Tenth East Asia-Pacific Conference on Structural Engineering and Construction*, 119-124.
- Duran, O., Şemşir, D., Sezgin, İ. ve Perinçek, D. (1988). Güneydoğu Anadolu'da Midyat ve Silvan Gruplarının stratigrafisi, sedimantolojisi ve petrol potansiyeli. *TPJD Bülteni*, cilt 2, 99-126.
- Güven, A., Dinçer, A., Tuna, M.E. ve Çoruh, T. (1991). Güneydoğu Anadolu Kampaniyen-Paleosen otokton istifinin stratigrafisi. TPAO Arama Grubu, Rapor no. 2828, 133 s., Ankara.
- Hsieh, L. (2010). Rig NPT: the ugly truth. *Drilling Contractor Magazine*. Ekim 2010.
- Marbun, B., Aristya, R., Pinem, R. H., Ramli, B. S. ve Gadi, K. B. (2013). Evaluation of non productive time of geothermal drilling operations – case study in Indonesia. *Thirty-Eighth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California*. SGP-TR-198.

- Moazzeni, A., Nabaei, M. ve Azari, A. (2011). Reducing consumed energy while drilling an oil well through a deep rig time analysis. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 1-1, 22-31.
- Modak, N. J., Kalita, D. ve Barua, P. B. (2017). Minimization of non productive time in drilling rig operation. *International Journal of Engineering Trends and Technology*, 44-1, 48-52.
- Nabaei, M., Moazzeni, A. ve Moradinejad, M. (1989). Non-Productive Time (NPT) analysis, new opportunity in drilling operation management. *1st National Conference on Novel Technologies in Oil and Gas Industries*.
- Noerager, J. A., White, J. P., Floetra, A. ve Dawson, R. (1987). Drilling Time Predictions From Statistical Analysis. *Society of Petroleum Engineers, SPE/IADC 16164*, 997-1008.
- Nyota, B. ve Murigu, M. (2017). Analysis of non-productive time in geothermal drilling operations - a case study of Olkaria, Kenya. *42nd Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, SGP-TR-212*.
- Ogidan, B. ve Coetzer, C. (1993). Measuring drilling contractor's performance. *Society of Petroleum Engineers, SPE/IADC 25685*.
- Peterson, S. K., Murtha, I. A. ve Schneider, F. F. (1993). Risk analysis and Monte Carlo Simulation applied to the generation of drilling APE estimates. *Society of Petroleum Engineers, SPE 26339*.
- Rabia, H. (2001). Well Engineering and Construction, London: *Entrac Consulting*, 762-774.
- Sungurlu, O. (1973). VI. Bölge Gölbaşı-Gerger Arasındaki Sahanın Jeolojisi (Rapor No. 802). *Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Araştırma Merkezi Grup Başkanlığı*.
- Sungurlu, O. (1974). VI. Bölge Kuzey Sahalarının Jeolojisi (Rapor No. 871). *Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı Araştırma Merkezi Grup Başkanlığı*.
- Tuna, D. (1973). VI. Bölge litostratigrafi birimleri adlamasının açıklayıcı raporu (Rapor no. 813). *TPAO Arama Grubu*, 131.
- Williamson, H. S., Sawaryn, S. J. ve Morrison, J. W. (2006). Monte Carlo techniques applied to well forecasting: some pitfalls. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 89984*.
- York, P., Pritchard, D., Dodson, J.K., Dodson, T., Rosenberg, S., Gala, D. ve Utama, B. (2009). Eliminating Non-Productive Time Associated with Drilling Trouble Zones. *Offshore Technology Conference, OTC 20220*.

## ÖZGEÇMİŞ

### Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : ATEŞ, Muhammed Said  
 Uyuğu : T.C.  
 Medeni hali : Evli, iki çocuk  
 e-mail : msates@gmail.com



### Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet Tarihi
Yüksek lisans	İskenderun Teknik Üniversitesi / Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği	2019
Lisans	İstanbul Teknik Üniversitesi / Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği	2009
Lise	Meram Anadolu Lisesi	2003

### İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2018-Halen	Bingöl Üniversitesi	Öğretim Görevlisi
2017-2017	Viking Services International	Rig Manager
2009-2017	Turkish Petroleum International Co.	Mühendis

### Yayınlar

Ateş, M.S., Mert, B.A. (2019) Adıyaman Bölgesi Petrol Sondajlarında Oluşan Üretken Olmayan Sürelerin İstatistiksel Analizi. *UMTEB 6. Uluslararası Mesleki Ve Teknik Bilimler Kongresi, Iğdır, 180-190.*

### Yabancı Dil

İngilizce



**DİZİN**

---

**A**

Analiz · 2, 3, 4, 5, 6, 7, 26, 28

---

**D**

Doğalgaz · 1, 65

---

**E**

Enerji · 1

---

**İ**

İstatistik · 5, 6, 26, 28, 46, 47, 61,  
64

---

**K**

Kaynak · 1, 4, 7

---

**M**

Maliyet · 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 24, 64  
Monte Carlo · 3, 4, 5, 6, 7

---

**P**

Proje · 1, 2, 4, 6, 27, 46  
Performans · 2, 4, 6  
Petrol · 1, 5, 7, 8, 26, 28, 35, 46,  
64, 65

---

**S**

Süreklilik · 1

---

**T**

Teknoloji · 1, 5

---

**Ü**

Üretken olmayan süre · 1, 2, 3, 4,  
5, 6, 7, 26, 34, 46, 51, 64

ÜOS · 30, 44, 56, 57, 58, 59, 60



**TEKNOVERSİTE**



teknoversite **AYRICALIĞINDASINIZ**

**İSTE**

