



**T.C.
BATMAN ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
PETROL VE DOĞALGAZ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**YÜKSEK BASINÇ VE YÜKSEK SICAKLIKLI RAUDHATAİN
SAHASINDA ASİTLE ÇATLATMANIN TASARLANMASI VE
ETKİSİNİN ARAŞTIRILMASI**

Samar ALYOUNES

**Ekim-2024
BATMAN**

**T.C.
BATMAN ÜNİVERSİTESİ
LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ
PETROL VE DOĞALGAZ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**YÜKSEK BASINÇ VE YÜKSEK SICAKLIKLI RAUDHATAİN
SAHASINDA ASİTLE ÇATLATMANIN TASARLANMASI VE
ETKİSİNİN ARAŞTIRILMASI**

Samar ALYOUNES

**Danışman
Dr. Öğr. Üyesi Derya KOCA**

**Ekim-2024
BATMAN**

TEZ KABUL VE ONAYI

Samar ALYOUNES tarafından hazırlanan “YÜKSEK BASINÇ VE YÜKSEK SICAKLIKLI RAUDHATAİN SAHASINDA ASİTLE ÇATLATMANIN TASARLANMASI VE ETKİSİNİN ARAŞTIRILMASI” adlı tez çalışması 01/10/2024 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Batman Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Ana Bilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS olarak kabul edilmiştir.

Jüri Üyeleri

Başkan

Doç. Dr. Şükrü MEREY

Danışman

Dr. Öğr. Üyesi Derya KOCA

Üye

Dr. Öğr. Üyesi Betül YILDIRIM

İmza

.....

.....

.....

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Dr Öğr. Üyesi Ömer Murat ÖTER
Lisansüstü Eğitim Enstitüsü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

Bu tezdeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edildiğini ve tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

DECLARATION PAGE

I hereby declare that all information in this document has been obtained and presented in accordance with academic rules and ethical conduct. I also declare that, as required by these rules and conduct, I have fully cited and referenced all material and results that are not original to this work.

İmza

Samar ALYOUNES

Tarih: 01.10.2024

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

YÜKSEK BASINÇ VE YÜKSEK SICAKLIKLI RAUDHATAİN SAHASINDA ASİTLE ÇATLATMANIN TASARLANMASI VE ETKİSİNİN ARAŞTIRILMASI

Samar ALYOUNES

Batman Üniversitesi Lisansüstü Eğitim Enstitüsü
Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Ana Bilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Derya KOCA

2024, 79 sayfa

Jüri

Dr. Öğr. Üyesi Derya KOCA

Doç. Dr. Şükrü MEREY

Dr. Öğr. Üyesi Betül YILDIRIM

Dünya ekonomileri, modern planlama ilkelerine uygun şekilde gelişirken büyük ölçüde fosil yakıt bazlı enerji kaynaklarına bağımlı hale gelmiştir. Ayrıca yenilenemeyen kaynaklara dayalı enerji tüketimi sürekli artmaktadır. Petrol ve doğalgaz sektörü bu enerji arzını karşılayan ilk kaynağıdır ve şimdiye kadar enerjinin dayanım noktası olarak sayılmaktadır. Ancak, petrol ve gazın genel küresel enerji tüketiminin bugünden 2030 yılına kadar % 34 olarak artması beklenmektedir. HPHT kuyuları, ek rezervler için araştırma amacıyla odak noktası haline gelmiştir. Kuveyt'teki Jura rezervlerinde Yeni yapılan projelerle birlikte 40 kuyu sondajını yaparak ve 13 workover operasyonların tamamlanması ile 2024 yılına kadar üretilen ilişkili olmayan gaz miktarı 1 Bcf'e yükseltmesine planlanmaktadır. Kuezy Kuveyt'in jura formasyonun bazı kısımları ise sıkı doğası, düşük geçirgenliği, formasyonun heterojenliği ve düşük üretim oranları nedeniyle kazılan kuyulardan optimum üretime ulaşmak için yeni stimülasyon teknolojiler ve asit çalışmalar uygulanmaktadır.

Bu çalışmada, Raudhatain sahasında bulunan ve Orta Marrat rezervuarını hedefleyen RA-X kuyusunun asit çatlatma tasarımı irdelenmiştir, bu çalışmanın amacı ise optimum üretimi elde etmek için ve çatlaklar istenilen yönde açılınca formasyonun sıkı doğasına rağmen rezervuarın bir itme mekanizması oluşturmaktadır ve Orta Marrat'ta 180 ft'den daha uzun yarı uzunlukta ve ana rezervuar drenaj alanı içinde etkili bir iletken oluşturmaktır. Bu çalışmada, doğal çatlaklı kuyularda üretimi artırmak için çatlak iletkenliği ve asit penetrasyon mesafesi incelenmiştir. RA-X kuyusunda yapılan asit çatlatma operasyonunda, SRT ve mini-frac testleriyle çatlak ve kapanma basınçları belirlenmiştir. SRT testi ile çatlak genişleme basıncı 8,920 psi olarak belirlenmiştir. Bunun yanı sıra, mini-frac testi kapanma basıncının 7262 psi olduğunu ortaya koymuştur Marrat formasyonunun sıkı yapısı nedeniyle yüksek enjeksiyon yüzey basıncı (11.500 psi) ve yüksek sızıntı gözlenmiştir. Asit çatlatma sonrası kuyu verimliliğindeki artış, rezerv hedeflerine ulaşmada önemli katkılar sağlamıştır. Kuyunun simülasyonu için StimPlan ve MEM programları kullanılmıştır ve asit iletkenliği hesaplamalarında Nierode-Kruk korelasyonu uygulanmıştır. Simülasyon sonuçları, 266 ft çatlak uzunluğu, 234.1 ft yükseklik ve 0.24 ft çatlak genişliği göstermiştir. Karbonat rezervuarları asitle temas ettiğinde yüksek reaktivite nedeniyle solucan delikleri oluşmuş ve asit sızma katsayısı artmıştır.

Anahtar Kelimeler: asit çatlatma, karbonat rezervuarları, orta Marrat formasyonu, Raudhatain sahası, yüksek basınç, yüksek sıcaklık

ABSTRACT

MS THESIS

DESIGN AND ANALYSIS OF THE EFFECT OF ACID FRACTURING IN THE HIGH PRESSURE AND HIGH TEMPERATURE RAUDHATAIN FIELD

Samar ALYOUNES

Batman University Graduate Education Institute

Petroleum and Natural Gas Engineering Department of Science

Advisor: Asst. Prof. Dr. Derya KOCA

2024, 79 pages

Jury

Asst. Prof. Dr. Derya KOCA

Assoc. Prof. Dr. Şükrü MEREY

Asst. Prof. Dr. Betül YILDIRIM

Global economies, after being built on the principles of modernization, have become heavily reliant on fossil fuel-based energy. Additionally, energy consumption from non-renewable resources continues to rise steadily. The oil and gas sector remains the primary source to meet this energy demand and has thus far been considered the backbone of energy supply. However, global energy consumption from oil and gas is expected to increase by 34% from today until 2030. HPHT wells have become a focal point in the search for additional reserves. In Kuwait's Jurassic reservoirs, new projects aim to drill 40 wells and complete 13 workover operations, with the goal of raising the production of non-associated gas to 1 Bcf by 2024. Some sections of the Jurassic formation in North Kuwait, however, present challenges such as tight nature, low permeability, heterogeneity, and low production rates, necessitating the application of new stimulation technologies and acid fracturing to achieve optimal production from drilled wells.

This study focuses on the acid fracturing design of well RA-X, located in the Raudhatain field and targeting the Middle Marrat reservoir. The goal of this work is to achieve optimal production by inducing fractures in the desired direction, thereby creating a reservoir drive mechanism despite the tight nature of the formation. In the Middle Marrat, fractures longer than 180 ft are intended to establish effective conductivity within the main reservoir drainage area. The study examines fracture conductivity and acid penetration distance to enhance production in naturally fractured wells. During the acid fracturing operation of well RA-X, SRT and mini-frac tests were conducted to determine fracture extension and closure pressures. The SRT test indicated a fracture extension pressure of 8,920 psi, while the mini-frac test identified a closure pressure of 7,262 psi. Due to the tight nature of the Marrat formation, a high surface injection pressure of 11,500 psi and significant fluid leak-off were observed. The increase in well productivity post-acid fracturing contributed significantly to achieving reservoir targets.

The well simulation was performed using StimPlan and MEM programs, with the Nierode-Kruk correlation applied for acid conductivity calculations. Simulation results showed a fracture length of 266 ft, a height of 234.1 ft, and a width of 0.24 ft. When carbonate reservoirs were exposed to acid, high reactivity resulted in the formation of wormholes, increasing the acid leak-off coefficient.

Keywords: acid fracturing, carbonate reservoirs, middle Marrat formation, Raudhatain field, high pressure, high temperature

ÖNSÖZ

Çalışma sürecinde her türlü yol gösterici olan, olumlu tavrıyla beni cesartlendiren, bilgi birikimiyle çalışmamama farklı açılardan bakmamı sağlayan beraber çalışmaktan ve her zaman öğrencisi olmaktan gurur duyduğum değerli danışman hocam Dr. Öğretim Üyesi Derya KOCA'ya sonsuz teşekkür ederim.

Bu tezin geliştirilmesinde katkı sunan jüri üyeleri Doç. Dr. Şükrü MEREY ve Dr. Öğr. Üyesi. Betül YILDIRIM'ya saygı ve teşekkürlerimi sunarım. Tez çalışmam süresince sağladıkları destek ve yardımlarından dolayı GDMC (Gulf Drilling and Maintenance Comapny) ekibine de teşekkür etmek istiyorum.

Son olarak tüm hayatım boyunca benim yanımda olan, aldığım kararları her zaman destekleyen, cesaretleyen ve moral veren annem Sereen Aldandashi, babam Ayman Alyounes ve kardeşlerim Sahar Alyounes ve Kamar Alyounes'e sonsuz şükranlarımı sunarım ve teşekkür ederim.

Samar ALYOUNES
BATMAN-2024

İÇİNDEKİLER

ÖZET	iv
ÖNSÖZ	vi
İÇİNDEKİLER	vii
SİMGELER VE KISALTMALAR	ix
1.GİRİŞ	1
1.1. HPHT Kuyuların Sınıflandırması.....	4
1.2. Çalışma Alanın Jeolojik Konumu.....	5
1.3. Kuzey Kuveyt HPHT Jura Rezervuarları	7
1.4. Stratigrafi	8
1.5. Rezervuar Karakterizasyonu	10
1.6. Karbonat Rezervuarları.....	12
1.7. Tezin Amacı Ve Kapsamı	16
1.8. Tezin Önemi	16
2. LİTERATÜRDEKİ İLGİLİ ÇALIŞMALAR.....	17
2.1. Asitle Çatlatma Metodu	20
2.2. Çalışma Alanın Bölgesel Stres Rejimleri Ve Jeomekanik Özellikleri	22
2.3. Kuzey Kuveyt Sahalarında Yapılan Akışkan Analizleri	27
2.3.1. PVT analizleri	27
2.3.2. Geçici basınç rejim analizleri	29
3. MATERYAL VE YÖNTEM.....	33
3.1. MEM Programı	34
3.2. StimPlan Programı	34
3.3. Asit Sızma Oranı.....	36
3.4. Nierode Kurk Korelasyonu	36
3.5. Asit Çatlatma Testleri	40
3.5.1. SRT testi	41
3.5.2. MiniFrac testi (kalibrasyon testi)	43
3.6. Asit Kimyasalların Tasarımı	46
4. ARAŞTIRMA BULGULARI VE TARTIŞMALAR.....	49
4.1. Çatlak Simülasyonu Analizi	49
4.2. Stres Profili Analizi	50
4.2.1. Çatlak genişliği analizi.....	50
4.3. İletkenlik Analizi	52
4.4. SRT Test Analizi	53
4.5. MiniFrac Test Analizi	54
4.5.1. Akışkan verimliliği ve net basıncı analizi.....	55

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	57
5.1 Sonuçlar	57
ÖZGEÇMİŞ	68
KAYNAKLAR	60
ÖZGEÇMİŞ	68



SİMGELER VE KISALTMALAR

Simgeler

Δp	: Sızma bölgesi boyunca basınç düşüşü, psi
B	: Formasyon Hacim Faktörü
B/D	: Varil/gün
Bcf	: Milyar metre küp
$Bopd$	: Varil cinsinden günlük petrol üretimi
C_1	: Sızma Oranı, $ft/s^{0.5}$
C_2	: Kapanma basıncı ile iletkenlik düşüşü değeri, psi^{-1}
C_t	: Toplam Rezervuarın Sıkıştırılabilirliği
$DREC$	: Çözünmüş kayaç eşdeğer iletkenliği, md-in
F_{cd}	: Birim iletkenlik değeri
G	: G-Fonksiyon, Boyutsuz
G_0	: Enjeksiyon Bitişindeki Kayıp Hacim Fonksiyonu, Boyutsuz
G_{toe}	: Giga Ton Eşdeğer Petrol
H	: Formasyon Kalınlığı, ft
K	: Geçirgenlik, md
k_f	: Çatlak Geçirgenliği, md
k_f	: Formasyon Geçirgenliği, md
k_{rw}	: İletkenlik Değeri, md-ft
L_d	: Çatlak Aralığının Uzunluğu, ft
md	: Milli Darcy
MM	: Milyon
$MMscf/d$	: Milyon feet küp/gün
P_c	: Kapanma Basıncı, psi
P_{dw}	: Birimsiz Basınç Değeri
P_f	: Çatlatma Basıncı, psi
P_i	: Formasyonun Başlangıç Basıncı, psi
P_{net}	: Minimum stres üzerinde uygulanan basınç miktar, psi
P_p	: Gözenek Basıncı, psi
ppg	: Pound Per Gallon
Psi	: İnç Karede Pound
P_{wf}	: Kuyudibi Akış Basıncı, psi
Q	: Üretim Debisi
RES	: Kayaç gömülme dayanımı, psi
S	: Kapanma basıncı, psi
S_d	: Skin (Zar) Faktörü
S_h	: Maksimum Yatay Stres (ya da Gerilimi)
S_{hmin}	: Minimum Yatay Stres (ya da Gerilimi)
S_v	: Dikey Stres
T	: Zaman, dakika
T_d	: Birimsiz Zaman
Toe	: Ton Eşdeğer Petrol
x_f	: Çatlak Yarım-Uzunluğu, ft
A_n	: Çatlatma Gelişme Katsayısı, Boyutsuz
Δp	: Kuyu İçerisinde Akış Basıncındaki Değişikliği, psi
μ	: Çatlatma Akışkanının Viskozite Değeri, mPa.s
M	: Viskozite, cp

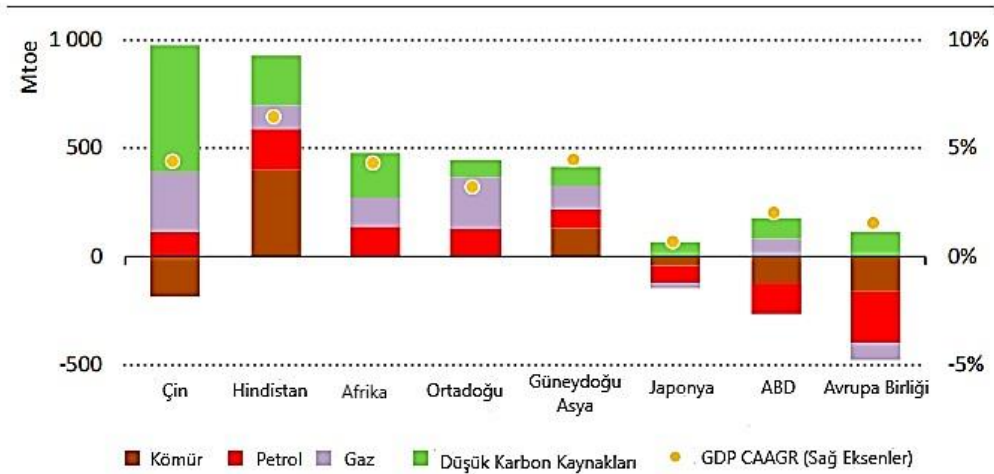
Φ : Gözeneklilik, %

Kısaltmalar

BHI	: Kuyu Dibi Görüntüsü
BOP	: Blow Out Preventer- Kuyu Emniyet Vanası
BPP	: Kabarcık Basıncı Noktası
BSR	: Bakteriyel Sülfat İndirgeme
CMG	: Bilgisayar Modellenme Programı
CSA	: Karbonat Stimülasyon (Canlandırma) Asidi
DF	: Datafrac
DFN	:Aykırı Çatlak Ağı
DST	: Drill Stem Test
FBO	: Sıvı Bazında Petrol
FG	: Çatlatma Gradyanı psi/ft
GOR	: Gaz ve Petrol Oranı, scf/stb
HCl	: Hidroklorik Asit
HE	: Hidrojen Gevrekliği
HPHT	: Yüksek Basınç Yüksek Sıcaklık
IOC	: Uluslararası Petrol Şirketleri
ISIP	: Ön Kapanma Basıncı, psi
KKB-GGD	: Kuzey Kuzey Batı – Güney Güney Doğu
KPC	: Kuveyt Petrol Şirketi
LCM	: Sirkülasyon Kaybı Malzemesi
LPP	: Sızma Basıncı Noktası
MEM	: Mekanik Yer Modeli
MOAP	: İzin Verilen Maksimum Operasyon Basınç
NKJC	: Kuzey Kuveyt Jura Karbonatları
PDC	: Çok Taneli Elmas Matkap
PNZ	: Kuveyt ve Suudi Arabistan Arasındaki Petrolün Tarafsız Bölge
PTA	: Basınç Geçici Rejim Analizi
PTA	: Geçici Basınç Testi
PTV	: Tanecik Kaydırma Velosimetre Analizi
PVT	: Basınç-Hacim-Sıcaklık
SRT	: Step Rate Test
SSC	: Sülfür Stres Çatlama
TOC	: Toplam Organik Karbon
TSR	: Termo-Kimyasal Sülfat İndirgeme
ZCA	: Zonal Kapsama Asidi

1.GİRİŞ

Dünya ekonomileri, modern planlama ilkelerine uygun şekilde gelişirken büyük ölçüde fosil yakıt bazlı enerji kaynaklarına bağımlı hale gelmiştir. Bununla birlikte, yenilenemeyen kaynaklara dayalı enerji tüketimi sürekli artmaktadır. 1973 ve 2012 yılları arasında dünyadaki toplam birincil enerji arzı 6 Gtoe'den 13 Gtoe'ye yükseldi, bu da enerji üretiminin sadece 40 yılda iki katından fazla arttığını göstermektedir (Karjalainen vd., 2014). Enerji üretimi, ulaşım yakıtları ve tüketici ürünleri kaynağı ve diğer rafineri ürünleri dahil olmak üzere petrol ve doğalgaz birçok alanda kullanılmaya devam etmektedir. Gelişmekte olan ekonomilerde nüfus artışı ve tüketicilerin satın alma gücündeki yükselişe bağlı olarak, küresel petrol ve doğalgaz tüketiminin 2030 yılına kadar %34 oranında artması beklenmektedir. (Marhoon, 2020) (Şekil 1.1).

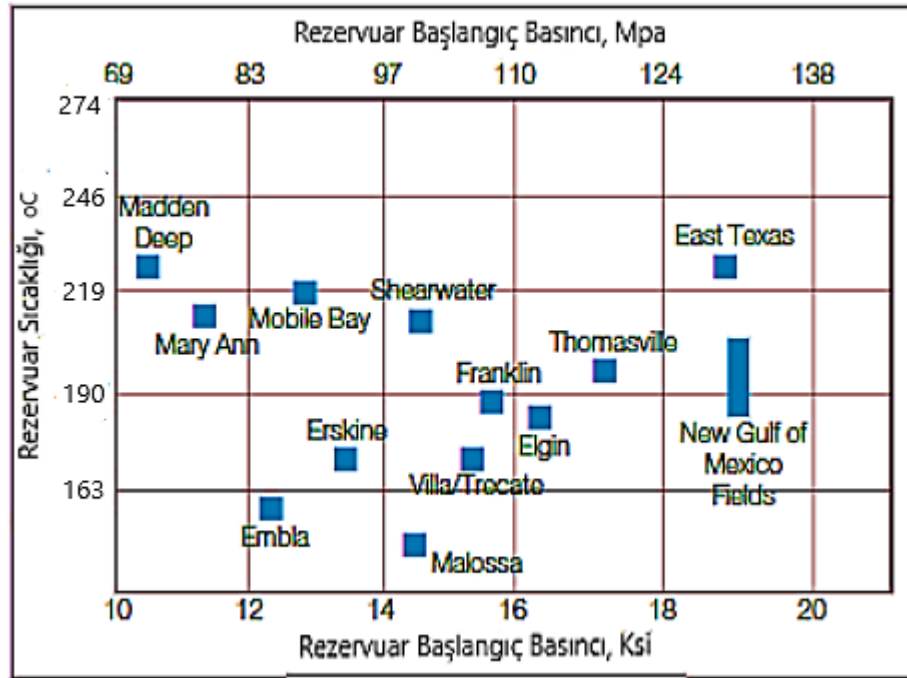


Şekil 1.1 Kaynağa göre toplam enerji arzı, (EIA, World Energy Outlook, 2019)

Ekstra rezervlerin araştırılması için HPHT (yüksek basınç ve yüksek sıcaklık) kuyuları petrol sektöründe giderek artan bir odak noktası haline gelmiştir. Ayrıca, hidrokarbonların birikmesine ve korunmasına yol açan süreçler hakkında, özellikle 150°C'yi aşan sıcaklıklarda ve litostatike yakın basınçlarda önemli gözeneklilik oluşumuyla ilgili olarak, sınırlı sayıda araştırma mevcuttur (Di Primio ve Neumann, 2008). 2012 yılında yaklaşık 100.000 kuyu sondajı yapılmış olup, bunların %1,5'inin HPHT kuyuları olduğu belirtilmektedir. Shadravan ve Amani (2012) çalışmalarında, çoğu HPHT sahaları Meksika Körfezi, Kuzey Denizi, Güneydoğu Asya, Afrika, Çin ve Ortadoğu'da bulunduğunu öne sürmüşlerdir (Şekil 1.2). İlk HPHT test kuyusu 1965

yılında Mississippi'de karada açılmıştır, kuyu derinliği 19.700 – 22.250 ft'e, rezervuar basıncı 17.500 - 22000 psi ve kuyudibi sıcaklıkları 365°F - 385°F arasındadır. 1981'de Alabama'da açılan offshore (açık deniz) kuyusunun, rezervuar basıncı 10000 – 20000 psi arasında ve rezervuar sıcaklığı 400°F'yi aşan 20000 ft derinliğinde bir formasyona sahiptir. Bu kuyudan üretilen petrol, %10'a kadar H₂S, %4 CO₂ ve ayrıca kükürt içermektedir (Zhong, 2016).

Şekil 1.2'de en yüksek HP (Yüksek Basınç) sahaları Meksika Körfezinde yer alırken, Elgin ve Franklin Kuzey Deniz sahaları 15.954 psi'ye çıkan basınçlara sahiptir (Bybee, 2000). Ancak, gözlenen en yüksek sıcaklıklar Doğu Teksas ve Madden Deep sahalarında kaydedilmiştir.



Şekil 1.2 Dünyada öne çıkan HPHT sahaları, (Craig, 2008)

Küresel gaz rezervlerinin %40'ı Ortadoğu'ya ait olup eşit olarak dağılmamaktadır; Katar ve İran, dünyanın en büyük doğal gaz üreticileri arasında yer alırken, Suudi Arabistan ve Kuveyt'te üretilen doğal gazın %80'i ilişkili olmayan gaz (unassociated gas) olup, bu gaz büyük ölçüde petrol kuyularından elde edilmektedir (EIA, World Energy Outlook, 2019). Kuveyt'te HPHT Jura karbonat rezervlerinin (jura bölümleri) keşfedilmesiyle birlikte, 1000 MMscf/gün gaz ve 350.000 Varil/gün'de hafif petrol üretim hedefleri sağlayan Kuzey Kuveyt gaz geliştirme projesi başlatılmıştır (Al-Saedi vd., 2010). Jura rezervlerinde yürütülen yeni projeler kapsamında, 40 kuyuda sondaj ve

13 kuyu tamamlama operasyonunun tamamlanmasıyla, 2024 yılına kadar üretilen ilişkili olmayan gaz (unassociated gas) miktarının 1 Bcf'e yükseltilmesi planlanmaktadır (Kuwait Annual Report, 2021/2022) (Çizelge 1.1). İlişkili olmayan gaz, üretimi sırasında petrol ile birlikte bulunmayan ve bağımsız olarak elde edilen doğal gazı ifade etmektedir. Bu gaz, yalnızca doğal gaz içeren rezervuarlardan çıkarılır ve petrol üretimi ile ilişkili değildir. Kuzey Kuveyt'te geliştirilen projelerde, 14000 – 17000 ft arasında bulunan Najmah-Sargelu ve Marrat formasyonları hedeflenmiştir. İncelenen formasyonlar, çatlaklı/yüksek basınçlı katmanlı şeyl ve kireçtaşlarından oluşmaktadır (Al-Saeedi, 2012).

Çizelge 1.1 Jura rezervlerinde kuyu sınıflandırması ve sayısı, (Kuwait Annual Report, 2021/2022)

Jura Derin Kuyuların Sınıflandırması	Kazılan Kuyuların Sayısı
Derin Kuyular	24
Güney ve Doğu Kuveyt	6
Batı Kuveyt	7
Keşif Kuyular	3
Toplam	40

Kuzey Kuveyt'in Jura karbonat rezervlerinin bazı kısımları sıkı doğası, düşük geçirgenliği, formasyonun heterojenliği ve düşük üretim oranları nedeniyle kazılan kuyulardan optimum üretime ulaşmak için yeni stimülasyon (kuyu canlandırma) teknolojiler ve asit çalışmalar uygulanmaktadır. Bu teknolojiler ilk kez Sabriya Sahasında Tuba karbonat rezervleri hedefleyen ve birden çok rezervuar katmanını kapsayan operasyonlarda iki aşamada yapılmış olup başarıyla gerçekleştirilmiştir (Al-Hassan vd, 2015). Bu saha için elde edilen en önemli başarılar arasında, asidik çatlatma tekniğinin ilk kez uygulanmasıyla üretim potansiyelinin ortaya çıkarılması yer almaktadır. Özellikle, düşük geçirgenliğe sahip Tuba karbonat rezervuarları, bu teknolojinin uygulanmasıyla, üretim oranlarında üç kat artış göstermiştir. Bu operasyonlar, kuyuların verimliliğini artırarak daha derin ve etkin bir kırılma iletkenliği sağlamak amacıyla fiber bazlı asidik çatlatma ve sızıntı kontrol teknolojilerini içermektedir (Al-Hassan vd, 2015). Uygulanan asit çatlatma operasyonların temel amacı, karbonat rezervuarların boyunca var olan çatlaklara asit enjekte ederek istenilen yönde açılınca iletken bir kanal oluşturmaktır, ona göre düşük ile orta ölçekte geçirgenliğe sahip rezervuarlarda optimum üretim oranları sağlayabilmek için oldukça gerekli haline gelmiştir.

1.1. HPHT Kuyuların Sınıflandırması

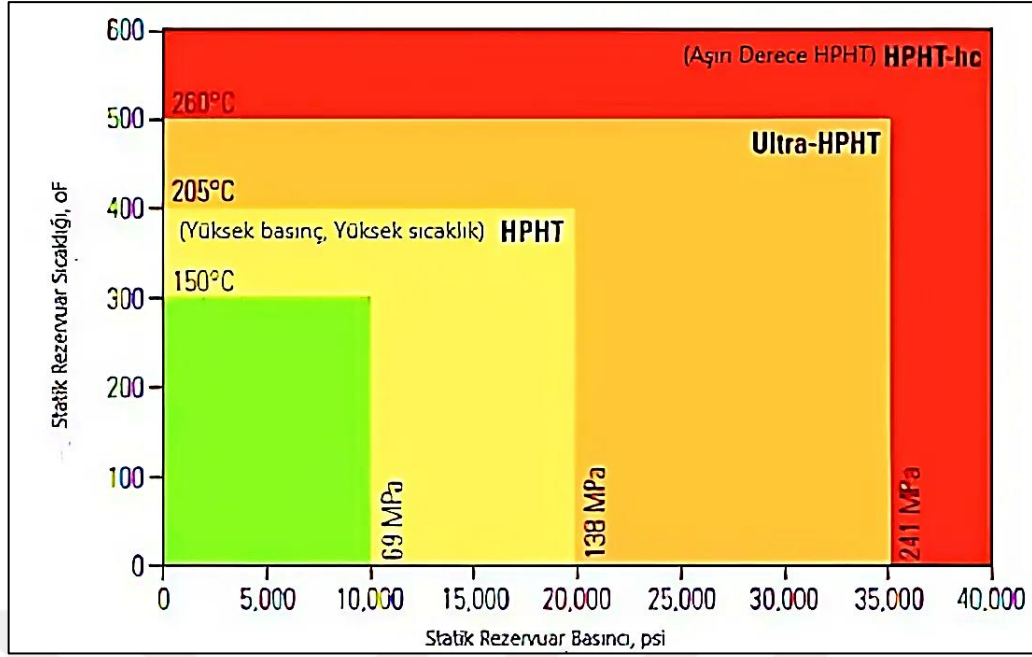
HPHT kuyu rezervuarları üç gruba ayrılır (Çizelge 1.2., Şekil 1.3) (Schlumberger, 2016). Birinci grup HPHT kuyularında formasyon basıncı 10000 – 20000 psi arasında, sıcaklık ise 300 – 400 °F aralığındadır. Bu tip rezervuarlar en çok Meksika Körfezinde bulunmaktadır (Shadravan & Amani, 2012). Meksika Körfezi bölgesinde kazılan kuyuların ortalama basınç ve sıcaklığı sırasıyla, 19.200 psi ve 400 °F'dır, derinliği ise 13.123 ft kadar ulaşmaktadır (Ruiz, 2016). Kuzey Denizi'nde bulunan Elgin ve Franklin sahaları ve Kuzey Kuveyt Raudhatın, Sabriyah, Umm Niqqa, Dhabı ve Bahara sahaları bu kategoride (HPHT) yer almaktadır.

İkinci Grup “*Ultra HPHT*” olarak adlandırılıp; basınç değerleri 20000 – 30000 psi, sıcaklık değerleri ise 400 – 500 °F arasında değişmektedir. Meksika Körfezinin bazı bölgeleri bu gruba dahildir. 3. grup “*Aşırı Derecede HT*” olarak sınıflandırılıp (Çizelge 1.2), formasyon basıncı 30000 – 40000 psi, sıcaklık ise 500 – 600 °F arasındadır, ancak bu grubun bulunduğu sıcaklık ve formasyon basıncının yüksekliğinden dolayı sondajlarda sorunlar olabilmektedir (Shadravan & Amani, 2012, Schlumberger, 2016).

Çizelge 1.2 HPHT kuyuların sınıflandırması, (Schlumberger, 2016)

Kategori	Kuyu dibi Sıcaklığı, °F	Formasyon Basıncı, psi
HPHT	300 – 401 °F	10000 – 20000 Psi
Ultra HPHT	401 – 500 °F	20000 – 35000 Psi
Aşırı Derecede HPHT	> 500 °F	> 35000 Psi

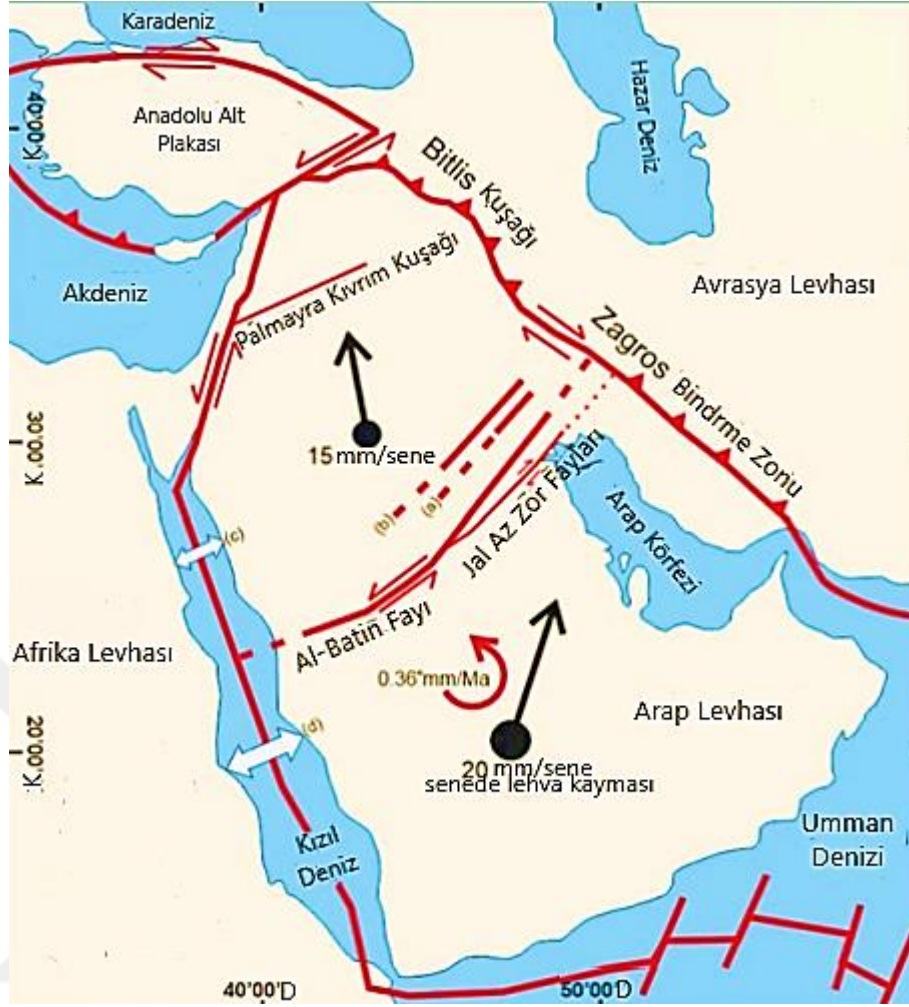
HPHT kuyularında genellikle rezervuarlar derindedir; örneğin, yaklaşık 25000 ft derinlikte (Craig, 2008), Kuveyt'teki Jura Karbonat rezervuarları gibi (14000 – 16.500 ft) (Al-Eidan vd, 2010). Bununla birlikte formasyon basıncının ve sıcaklığının artması, HPHT kuyularının değerlendirilmesi ve tamamlanması açısından çeşitli riskler barındırabilmektedir. Riskli ve maliyetli olmasına rağmen Kuzey Denizi, Meksika Körfezi ve Çin dahil dünyanın birçok bölge'de HPHT kuyu sayılarında artış görülmektedir.



Şekil 1.3 HPHT Kuyuların sınıflandırması, (Saxena vd., 2019)

1.2. Çalışma Alanın Jeolojik Konumu

Kuveyt Arap levhasının güneydoğu kısmında yer alıp silisiklastik ve karbonat rezervuarlardan oluşmaktadır (Al-Refaei vd., 2023). Kuzey Kuveyt bölgesi, Najmah Sargelu (NS), Üst Marrat (UM), Orta Marrat (MM) ve Alt Marrat (LM) olarak dört rezervuardan üretilip altı saha içermektedir. Bu sahalar sırasıyla: Raudhatain (RA), Kuzeybatı Raudhatain (NWRA), Sabriyah (SA), Umm Niqqa (UM), Dhabı (DA) ve Bahara (BH) (Şekil 1.4). Bu sahalar Kuveyt'in kuzey bölgesinde yaklaşık olarak 1,772 km² bir alanı kaplamaktadır ve 2004'te Kuveyt'in ilk serbest gaz kaynağı olarak üretime koyulmuştur. Raudhatain ve Sabriyah sahaları arasında 5 km olup Orta Marrat'taki rezervuarları Kuzey Kuveyt bölgesi yerindeki gaz miktarının %40'ını temsil etmektedir (Fava vd., 2015).



Şekil 1.4 Kuzey Kuveyt petrol sahalarının jeolojik haritası, (Naqi ve Amer, 2023)

1970'li yıllarda Jura formasyonlarının keşfi ile birlikte, Kuzey Kuveyt bölgelerinde Jura rezervuarlarını hedefleyen çok az sayıda derin kuyu açılmıştır. 1990'lı yıllarda ise ülke çapında 2B ve 3B sismik veri alımları gerçekleştirilmiştir. Bu veri setleri kullanılarak detaylı haritalama ve jeolojik çalışmalar yapılmıştır. Bu çalışmalar, çatlaklı sıkı karbonat Jura rezervuarlarına odaklanmış ve ticari miktarlarda petrolün keşfedilmesiyle sonuçlanmıştır. Burgan sahası ise Jura formasyonunun en kalın kesitini temsil etmektedir (Carman, 1996). Raudhatain sahası, K-yönlü Kuveyt Ark'ının batı yanında ve tepe noktasında bulunmaktadır. Her iki sahada alt Burgan kumtaşı, üst Burgan kumtaşı ve Maaddud kireçtaşı olarak üç ana üretken formasyona sahiptir. Ayrıca, Zubair Formasyonu, Raudhatain sahasında üretken bir birim olarak yer almaktadır (Al-Eidan, 2001).

Şekil 1.5 bu tezin çalışma alanı göstermektedir. Raudhatain Sahası, Kuveyt'in kuzeyinde yer almaktadır. Raudhatain bölgesi, Körfez Araştırma ve Geliştirme Şirketi

tarafından 1936 ve 1937 yıllarında keşfedilip jeofizik ekipleri tarafından ilk kez incelenmiştir. Sabriyah Sahası ise 1957 yılında keşfedilmiştir. Ek olarak, Kuveyt'in ikinci büyük ham petrol üretim kaynağı, 450.000 varil/gün kapasiteye sahip olan kuzeydeki Raudhatain sahasından gelmektedir. Raudhatain sahasına bitişik olan Sabriyah sahası ise ekstra 100.000 varil/gün üretim katmaktadır (Keyfacts Energy, 2018).



Şekil 1.5 Raudhatain coğrafik konumu, (Google Earth)

1.3. Kuzey Kuveyt HPHT Jura Rezervuarları

Kuveyt'te petrolün ilk keşfedildiği, 1938 ile 1975 yılların arasında, tüm petrol keşifleri Kretase ve Tersiyer yaşlı rezervuarlarıyla sınırlıydı (Yousif ve Nouman, 1997). Bu rezervuarlar 12000 ft'e kadar derin ve çoğu kumtaşları, şeyl ve kireçtaşlarından oluşmaktadır (Al-Saeedi vd., 2003). Kretase ve Tersiyer bölümleri, Kuveyt'te bilimsel, teknolojik, stratigrafik ve keşif açısından geniş kapsamlı bir şekilde geliştirildiğinden, mevcut geleneksel olmayan kaynakları keşfetmek, optimum üretim hedeflerine ulaşmak ve daha derin formasyonların potansiyelini araştırmak amacıyla, 1975 yılında Jura formasyonlarının keşfi için büyük çaba sarf edilmiştir.

Jura bölümünde sadece üç arama kuyusu açılmıştır: Minagish kuyusu, Sabriyah kuyusu ve Burgan kuyusu; ancak Jura hidrokarbonların testleri negatif bir sonuç vermiştir. 1975'ten sonra, Jura bölümündeki üç rezervuarda petrol keşfedilmiştir (Yousif ve Nouman, 1997):

- Marrat Formasyonunun "C" Birimi
- Najmah Formasyonu
- Sargelu Formasyonları.

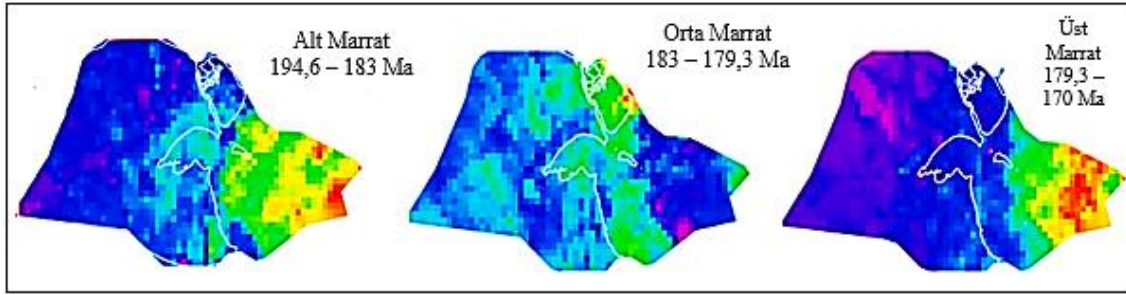
Kuzey Kuveyt'teki Jura rezervuarları, Raudhatain, Kuzeybatı Raudhatain, Sabriyah, Umm Niqqa, Dhahi ve Bahra olmak üzere altı sahada yer almaktadır. Bu sahalarındaki formasyonlar, çift gözeneklilik sistemi ile karakterize edilmekte olup, kayaç matrisi üzerinde düşük gözeneklilik ve geçirgenlik özelliklerine sahiptir. Bu rezervuarlar, yüksek basınç ve sıcaklığa sahip heterojen karbonat rezervuarları olarak sınıflandırılmaktadır (Amor vd., 2014). Jura yaşlı bu rezervuarların 17.500 ft'e kadar, >10000 psi yüksek basınçlı ve 300 °F'a kadar yüksek sıcaklıklar içerdiği bilinmektedir, sahalarındaki 35%'e kadar varan H₂S konsantrasyonları nedeniyle sondaj sırasında büyük tehlikeler oluşabilmektedir (Al-Salali vd., 2015).

1.4. Stratigrafi

Çalışma alanındaki Jura dizisi 2.600-4.750 ft kalınlığındadır ve KB'ye doğru incelenmektedir. Najmah (NJ), Sargelu (SR), Üst Marrat, Orta Marrat ve Alt Marrat, hidrokarbon içeren rezervuarlar olarak kanıtlanmış beş formasyondur. Najmah/Sargelu formasyonları Marrat formasyonlarından daha sıkıdır. Ancak, Orta Marrat formasyonunda dolomitleşmenin, iyi rezervuar karakteri sağlamada ve matris gözenekliliğini artırmada önemli bir rol oynadığı gösterilmektedir (Al-Salali vd., 2013). Jura yaşlı birimler; Erken Jura Marrat Formasyonu, başlıca kireçtaşı ve dolomitlerden oluşurken, Orta Jura Dhurma, Najmah ve Sargelu formasyonları, şeyller ve karbonatlardan meydana gelmektedir. Geç Jura Gotnia ve Hith formasyonları ise çoğunlukla karbonat ve dolomitlerin arasına yerleşmiş tuzlu birimler olarak sınıflanmaktadır (Şekil 1.7).

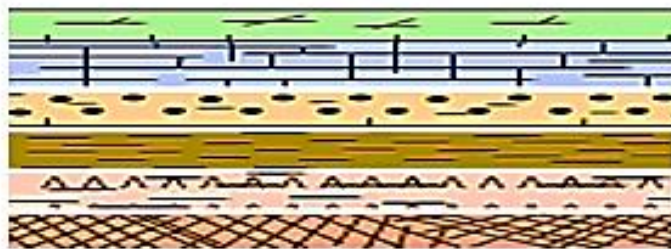
En kalın Jura kesiti, Kuveyt'in güney ve güneybatısında bulunurken, kuzeye doğru incelenmektedir (Hawie, 2021). Ayrıca, birçok çalışmada Kumar vd (2010), Yousif (1995), Al-Ajmi (2001), Carman (1996), Abdullah ve Connan (2002), Al-Wazzan vd (2021), Kuveyt'teki Jura çökellerinin ideal bir bölümünün Minagish bölgesinde bulunan farklı

Jura formasyonlarında olduğunu belirtmiştir. Ancak, Burgan sahası Jura formasyonunun en kalın kesiti tanımlanmaktadır (Carman, 1996)



Şekil 1.6 Marrat rezervuarı kalınlık harita modellenmesi, (Hawie, 2021)

Sistem	Litoloji	Grup	Formasyon
Kretas		Aruma	Tayarat
			Qurna
			Hartha
			Sadi
			Murtiba – Khasib
		Wasia	Mishrif
			Rumaila
			Ahmadi
			Wara
			Mauddud
			Burgan
		Thamama	Shu'aiba
			Zubair
			Ratawi
			Minagish
Jura		Riydh	Makhul
			Hith
			Gotnia
			Najmah
			Sargelu
		Marrat	Dhurma
			Marrat
			Marrat
			Marrat
			Marrat



Dolomit
Kireçtaşı
Kumtaşı
Killi Kum
Anhidrit
Tuz

Şekil 1.7 Kuveyt jura stratigrafik kesiti

Marrat Formasyonu beş birime bölünmüştür: yukarıdan aşağıya sırasıyla A, B, C, D ve E'dir, bunlar kil içerikli ve evaporite birikintisi içeren alt birimlere ayrılmış olup, ince taneli karbonatlarla birleşmektedir. Marrat "C", tüm Jura bölümündeki en önemli birimleri sunmaktadır, kumtaşı ve silttaşları içermektedir. Üst birimi ise çoğunlukla birleşik kireçtaşları, silttaşları ve kalkerli şeyllerden oluşmaktadır. (Hawie, 2021; Yousif ve Nouma, 1997). Marrat rezervuarı toplam derinliği ise 2000 ft'tir ve Üst Marrat formasyonu Şekil 1.6'da görüldüğü gibi en yüksek kalınlık değerleri sunmaktadır (Hawie, 2021).

1.5. Rezervuar Karakterizasyonu

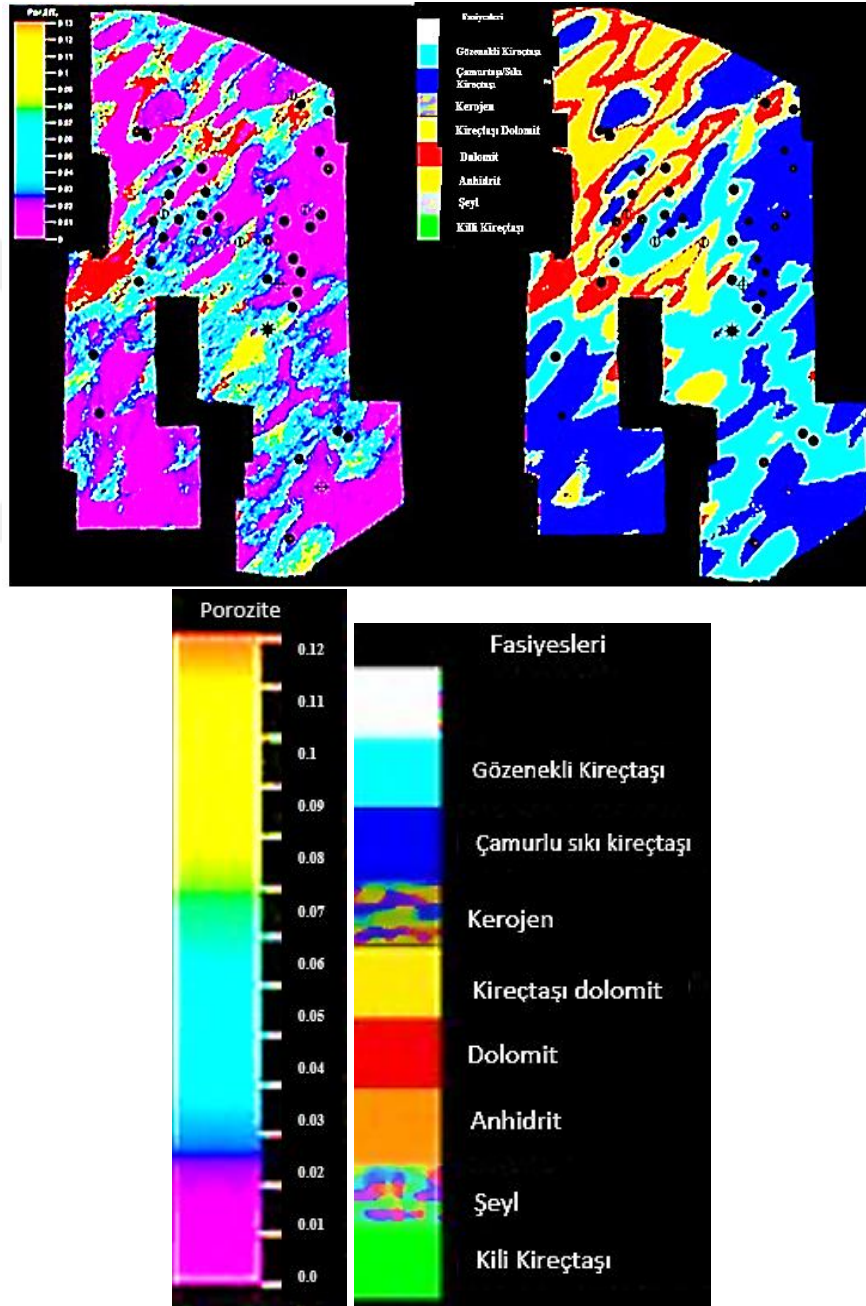
Kuveyt sahalarındaki Jura karbonat rezervuarları, derinlik, düşük geçirgenlik ve yüksek basınç-yüksek sıcaklık (HPHT) özellikleriyle dikkat çekmektedir. Bu rezervuarların üretim fazları, basınç ve sıcaklık koşullarına bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Raudhatain ve Sabriyah sahalarında bulunan Orta Marrat formasyonları, genellikle H₂S içerdiği için ekşi uçucu petrol ve kondensat üretimi yapmaktadır. Bunun aksine, Umm Niqqa sahasındaki Alt ve Orta Marrat formasyonları, daha çok gaz üretimi ile öne çıkmaktadır. Bu derin rezervuarların formasyonları genellikle sıkıdır ve doğal olarak çatlamış karbonatlardır (Al-Salali vd., 2015). Najmah/Sargelu formasyon derinliği 13,000 ile 15,500 ft arasında değişir, ancak Marrat formasyonu 14.100 ile 17000 ft ve Orta Marrat yaklaşık 500 – 700 ft derinliğe sahiptir (Ahmed vd., 2018). Bu formasyonların basıncı ve sıcaklığı sırasıyla 10.500 psi – 12000 psi ve 255 - 290 °F arasında değiştiği bilinmektedir (Packirisamy vd., 2010) (Çizelge 1.3).

Çizelge 1.3 Kuveyt jura formasyonun özellikleri, (Packirisamy vd., 2010)

Formasyon	Derinlik, ft	Rezervuar Basıncı, psi	Rezervuar Sıcaklığı, °F	Gözeneklilik	Geçirgenlilik, md
Najmah	13000-13.900	10.500-12000	255-290	2-3%	<0.033
Sargelu	13700-14100	10.500-12000	255-290	2-3%	<0.033
Marrat	14100-16500	10.500-12000	255-290	2-6%	0.01-50

NKJC (Kuzey Kuveyt Jura Karbonatları)'deki, Najmah/Sargelu ve Marrat formasyonları deniz tabanından yaklaşık 13000 ile 16000 ft derinlikte bulunmaktadır ve neredeyse kritik koşullarda bulunan çeşitli sıvı türleri, gaz-kondensat ve uçucu petrol gibi hidrokarbon bileşenlerini içermektedir. Rezervuarlardaki akış davranışı, formasyona bağlı olarak değişmektedir. Najmah/Sargelu formasyonunda, akış esas olarak var olan

doğal çatlaklardan kaynaklanmaktadır. Marrat Formasyonu ise, hem kayaç matrisinin hem de çatlakların akışkan hareketine katkıda bulunduğu, matris-çatlak akış rejimi bir kombinasyonunu sergilenmektedir NKJC'nin sahalarında 2009 yılında toplam 32 derin HP/HT kuyusu açılmıştır. Bu kuyulardan tipik olarak günde yaklaşık 5,500 varil/gün petrol (bopd) ve 15 milyon standart fit küp/gün (MMscfd) gaz üretilmiştir (Chakraborty vd., 2009). Chakraborty vd. (2009), Marrat formasyonun 3D jeolojik porozite ve çatlakların porozite modelleri sunmuştur (Şekil 1.8).



Şekil 1.8 NKJC'nin sahalarındaki Orta Marrat formasyonun porozite 3D modülü, (Chakraborty vd., 2009)

Orta Marrat formasyonunda dolomitleşme süreci geçiren kısımları, rezervuarın en iyi fasiyeslerini sunmaktadır. NKJC'nin 3D modülünden görülmektedir (Şekil 1.8, Orta Marrat formasyonunu baz alarak); turuncu ve kırmızı renkli bölgelerini dolomit, kireçtaşı ve dolomitleşen kireçtaşı bölgelerini işaret etmektedir ve bu kısımlar ile porozite değerleri ile pozitif korelasyon halindedir. Kireçtaşı ve dolomit içeren bölgeler orta ile yüksek porozite değerleri gösterebilir (%9 - %12), ancak NKJC'nin karbonat rezervuarlar olarak sınıflandırıldığı için doğal çatlaklar içermekte olup ona göre porozitelerini değiştirmektedir (Chakraborty vd., 2009).

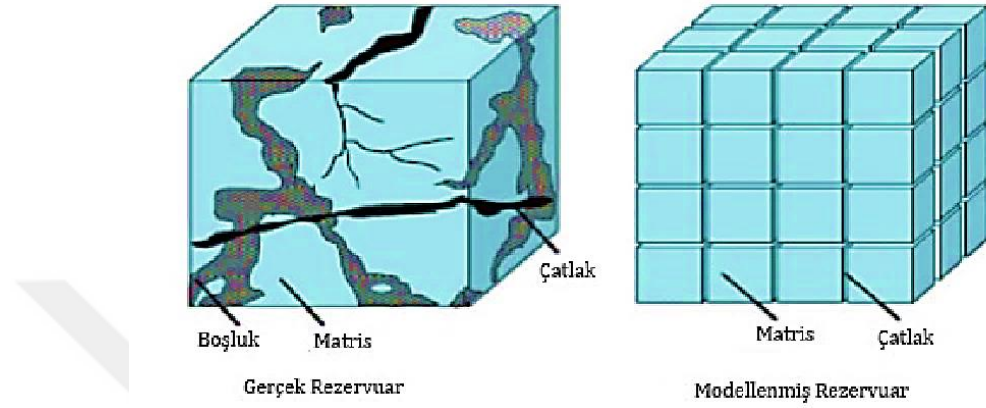
Orta Marrat formasyonunda çatlakların dağılımı ve bu çatlakların neden olduğu ikincil gözeneklilik akış yolları, rezervuarın heterojenliğini artırmaktadır. Bu durum, depolanan hidrokarbon hacimlerini yükseltmekte ve hidrokarbonlar için yeni akış yolları oluşturmaktadır. İkincil gözeneklilik, rezervuar yönetiminde önemli bir faktör olup, özellikle asit çatlatma çalışmaları için hedeflenmektedir. Asit ile çatlatma, çatlakların yoğun olduğu bölgelerde daha etkili olabilmekte ve hidrokarbon üretimini artırmaktadır.

Kuveyt'in Jura bölgesindeki Marrat formasyonu; tektonik aktivite, evaporit birikintisi, kırılğan doğası ve dijeniz süreçleri nedeniyle yüksek çatlak gözenekliliğine sahip olduğu bilinmektedir. Formasyondaki tuzların çözünmesi ve çökmesi ile birlikte bileşik çatlaklar oluşmaktadır. Halbuki, formasyonun karbonat doğası ve kırılğanlığı birlikte tektonik gerilmeler ve diyajenez süreçleri birleştiğinde, yaygın çatlakların oluşmasına ve artmış çatlak gözenekliliğine yol açabilmektedir. Kompaksiyon ve basınç salınımı gibi çeşitli diyajenez süreçleri, Marrat Formasyonu içinde çatlakların oluşumunu veya büyümesini destekleyebilir. Bu süreçler, kaya içindeki genel çatlak gözenekliliği artırıp matris gözenekliliği azaltabilmektedir.

1.6. Karbonat Rezervuarları

Kuveyt jura bölümü, çatlaklı karbonat ve HPHT rezervuarlar olarak tanımlanmaktadır. Genellikle, bir karbonat rezervuarı çeşitli derecelerden olan bir ağ doğal çatlaklarından oluşmaktadır (Şekil 1.9). Bu tür çatlaklar, rezervuarın belirli jeolojik süreçler sırasında oluşmuştur (Racht, 1996). Jeofizik olarak bu tip rezervuarlar yoğunluk ve radyasyon değerlerinden belirlenebilirken; jeomekanik olarak Poisson oranı, Young modülü ve gözeneklilik değerlerinden tanımlanabilmektedir. Karbonat rezervuarlarının yoğunluğu temel olarak, karbonat kayaçlarının yoğunluğu, çimentolama varlığı, mineral kompozisyonundaki farklılıklar (örneğin, kalsit, dolomit) ve rezervuardaki gözeneklilik

derecesi gibi faktörlerden etkilenir ve genellikle 2.6 g/cm^3 ile 2.9 g/cm^3 arasında değişmektedir, şekil 1.11'deki kırmızı bölge ile gösterilen orta marj formasyonunda bu değerler de gözlenmektedir, anhidrit ise (3.0 g/cm^3) daha yüksek yoğunluk değerleri gösterebilmektedir.

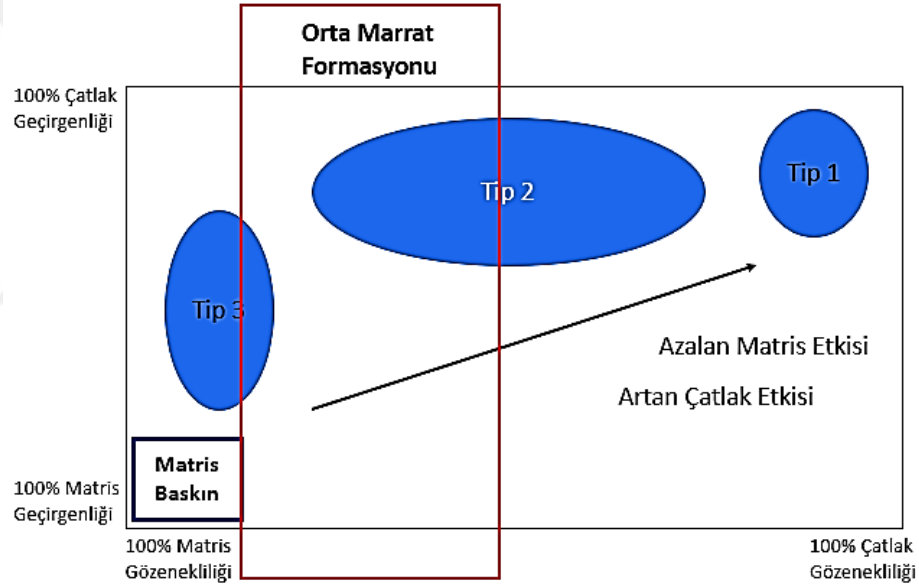


Şekil 1.9 Doğal olarak çatlaklı karbonat rezervuarları, (Mohammed vd., 2020)

Bu rezervuar sistemlerinde, matris yapısı ile çatlaklar arasındaki farklı özellikler, akışı etkileyen en önemli faktörlerden biri olarak sayılmaktadır. Karbonat rezervuarlarındaki çatlakların açıklığı temel olarak stres değişikliklerine bağlıdır. Dolayısıyla, bir rezervuarın ömrü boyunca üretim veya enjeksiyon operasyonlarından kaynaklanan basınç değişiklikleri yer altındaki streslerin değişmesine yol açıp çatlakların geçirgenliklerinin değiştirmesine neden olmaktadır (Al-Qahtani, 2017). Doğal çatlaklı rezervuarlar (NFR), geleneksel hidrokarbonların önemli bir miktarını oluşturur ve dünyadaki en verimli rezervuarlarından olarak görülmektedirler. Dünyadaki kanıtlanmış petrolün %60'ından fazlası ve gaz rezervlerinin ise %40'ı çatlaklı karbonat rezervuarlarından oluşmaktadır. Bu çatlaklar, düşük geçirgenliğe sahip rezervuarlarda arama hedefleri oluşturarak, hidrokarbon içeren matris ile arayüz sağlayarak hidrokarbonlara bir itim mekanizması oluşturur ve belirli bir basınç düşüşü için üretim oranlarını artırmaktadır (Egya, 2018). Çatlaklı rezervuarları dört ana kategoride sınıflandırılmıştır (Çizelge 1.4., Şekil 1.10).

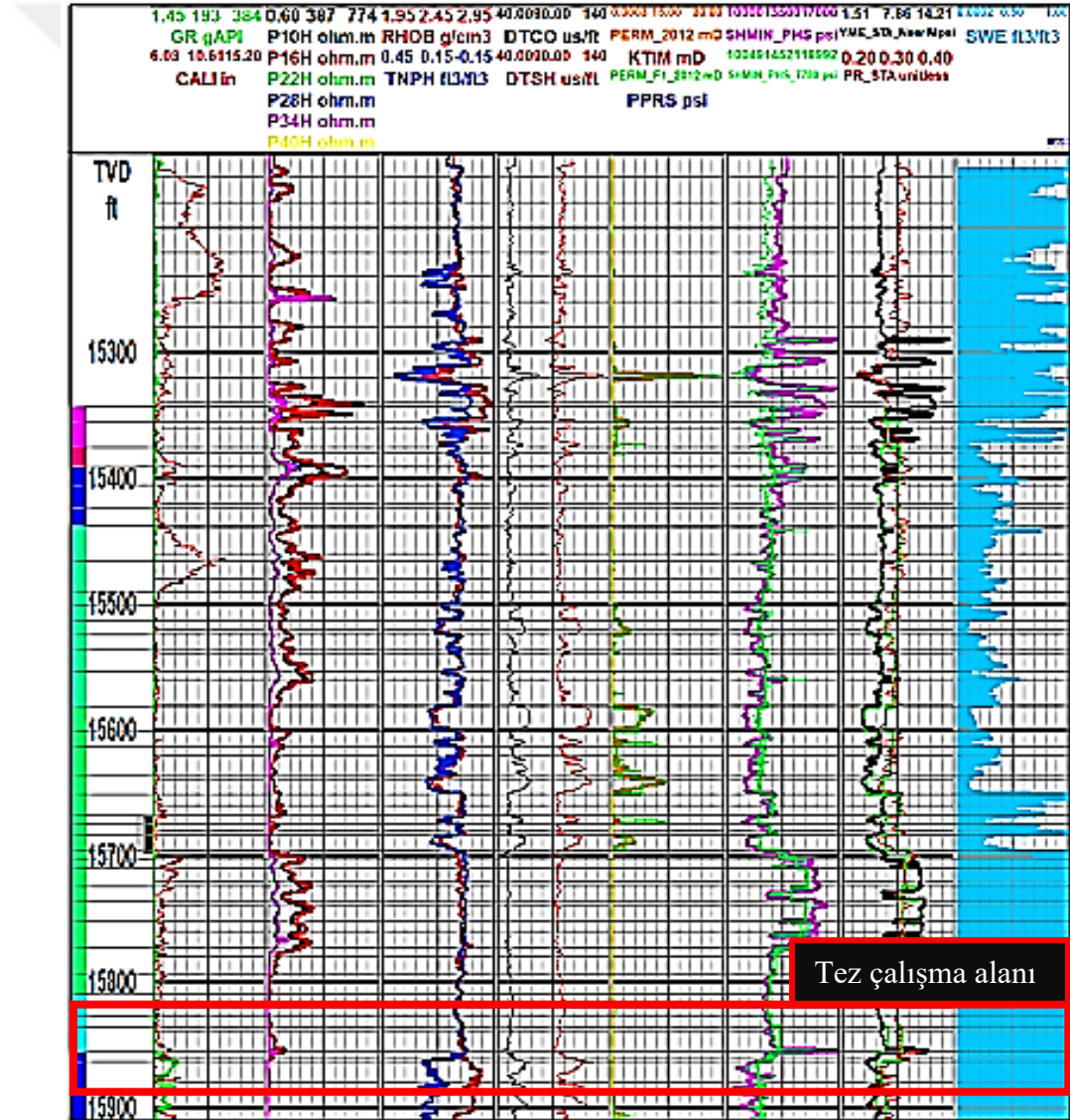
Çizelge 1.4 NFR sınıflandırması , (Egya, 2018; Bratton vd., 2006)

Tipler	Rezervuar Özellikleri
Tip 1	Rezervuarlarda çatlaklar hem gözeneklilik hem de geçirgenliği sağlar (Yüksek Çatlak Yoğunluğu)
Tip 2	Rezervuarlar, matriste düşük gözenekliliğe ve düşük geçirgenliğe sahiptir. Çatlaklar ise üretkenlik için gerekli geçirgenliği sağlar.
Tip 3	Rezervuarlar yüksek gözenekliliğe sahip olup, çatlaklar olmadan da üretim yapılabilir. Rezervuarın matrisi iyi bir gözenekliliğe ve geçirgenliğe sahiptir.
Tip 4	Çatlaklar, ek gözeneklilik veya geçirgenliğe katkıda bulunmaz; aksine, rezervuar akışına engeller oluşturarak rezervuar performansını azaltır ve verimliliği üzerinde negatif bir etkiye sahiptir.

**Şekil 1.10** Doğal olarak çatlaklı karbonat rezervuarların tipleri, (Akbar, 2021 çalışmasından tekrar çizilmiştir)

Kuveyt Jura formasyonu Tip 2 ve Tip 3 rezervuarlara bir örnektir. Orta Marrat rezervuarı, ortalama gözenekliliği 5%'ten az ve matris geçirgenliği 0.1 mD'den az değerlere sahiptir ve bölgenin büyük bir bölümünde üretime katkıda bulunan alt dikey çatlaklara sahip olup çift gözenekli bir sistemdir. Najmah-Sargelu ise, kaynak kaya özellikleri taşır ve ortalama gözenekliliği 2%'den düşük, ortalama geçirgenliği 0.1mD'den düşük ve sadece üretime katkıda bulunan alt dikey çatlaklara sahip, tamamen çatlak tahrikli sıkı bir karbonat rezervuardır (Al-Eidan vd., 2010) (Şekil 1.11'de kırmızı dikdörtgen içerisinde kalan bölüm).

Şekil 1.12’de (kırmızı dikdörtgen içerisinde tez çalışma alanına işaret etmektedir), Orta Marrat formasyonun 15.300 ft – 15.900 ft’e kadar GDMC şirketi (RA-X kuyusu için) tarafından açık kuyu logları alınmıştır. Bu logların yanı sıra temiz bir formasyona işaret ederken, görülen puff noktaları ise anhidrit ve şeyl bulunmasına neden olmaktadır. Su saturasyon loglarına geçerken, bazı katmanlar yüksek su saturasyon değerleri göstermektedir (15.300 ft – 15.400 ft ve 15.700 ft – 15.900 ft’lerde), izlenen yüksek su saturasyonları genellikle var olan evaporitlerin veya tuz birimlerin çözünmesi ile ilgili ilişkilenebilir. Alınan yoğunluk ve nötron loglara bakıldığında zaman, katmanların çoğu petrol veya su içerdiğini göstermektedir (15.700 ft – 15.850 ft), ancak 15.850 - 15.900 ft’lerinde gaz geçiti (Gas crossover) izlenmektedir.



Şekil 1.11 Raudhatain sahasında RA-X kuyusundan Orta Marrat formasyonundan alınan wireline logları, (GDMC)

1.7. Tezin Amacı Ve Kapsamı

Bu çalışmanın amacı, Raudhatain sahasında bulunan RA-X kuyusunda asit çatlatma simülasyonu gerçekleştirmektir. Petrol ve doğal gaz endüstrisi, yeni rezervler keşfedildikçe hızla büyümeye devam eden bir sektördür. Artan taleplerle birlikte, farklı kuyu tiplerinde çeşitli çalışmalar yapılmaktadır. Bu nedenle daha derin sondajlar yapılarak yüksek basınç ve yüksek sıcaklık (HPHT) koşullarındaki rezervuarlardan da üretim yapılmaktadır.

1.8. Tezin Önemi

Petrol ve doğalgaz sektörünün gelişmesi ve HPHT sahalarının teknik açıdan zorluklara sahip olması nedeniyle, ileri teknolojiye sahip sondaj ve kuyu log tekniklerine ihtiyaç duyulmaktadır. HPHT kuyularının incelenmesi ve üretim/kuyu canlandırma mekanizmalarının araştırılması ve anlaşılması önem teşkil etmektedir.

Bu çalışma kapsamında, Raudhatain sahasındaki HPHT rezervuarının asit çatlatma simülasyonu ve yapılan SRT ve MiniFrac testlerinin analizi ve sonuçları tartışılmaktadır. Raudhatain bölgesindeki RA-X kuyusunun çatlak modeli oluşturulmuş, çatlak genişleme ve kapanma basıncını belirlemek için SRT testi ve MiniFrac testi yapılmıştır. Alınan kuyu logları, MEM (Mekanik Yer Modeli) programına girilerek formasyonun jeomekanik bilgileri elde edilmiştir. Toplanan bu bilgiler, asit çatlatma sürecinin başarısına büyük katkı sağlayarak temel adımları oluşturmaktadır.

2. LİTERATÜRDEKİ İLGİLİ ÇALIŞMALAR

Yousif ve Nouman (1995), araştırmasında Jura rezervuarlarını ayırt etmiş ve Marrat, Hith, Dhurma, Najmah ve Sargelu formasyonlarının yapısal kesitleri ve stratigrafik log verilerini sunmuştur.

Abdullah (2001), çalışmasında Jura rezervuarlarının kaynak kaya potansiyelini, çeşitli analiz yöntemiyle, TOC (Toplam Organik Karbon) analizleri, kerojen element analizleri, petrografik analizleri ve vitrinit yansıtmasını incelemiştir. Verilere göre Najmah formasyonu yüksek TOC değerlerine sahip olduğunu belirlemiştir (Özellikle Ratqa ve Kuzey Kuveyt bölgelerinde). Van Krevelen diyagramına göre, Tip I ve Tip II kerojen tipinin olduğunu sunmuştur. Ancak bazı bölgelerde biyolojik bozunma ve oksidasyon etkisinin görüldüğü ifade edilmiştir.

Al-Eidan vd. (2009), çalışmalarında Raudhatain ve Umm Neqa kuyularının Orta Marrat Formasyonun stratigrafik verileri ve çökelme ortamları hakkında bilgiler sunmuşlardır. Çalışmada, Orta Marrat formasyonunun en çok yüksek enerjili oolit kireçtaşlardan ve sabhka ortamları ile ilişkili çöken dolomitlerden oluştuğunu ifade etmiştir.

Mattar vd. (2010), çalışmalarında Jura rezervuarlarında (Kuveyt) asit ile çatlatma operasyonlarının nasıl yürütüldüğünü, temel prosedürleri ve bu bölgedeki sismik yorumlamalarını sunmuştur. Bu çalışmada Umm Gudair sahasının Najmah ve Sargelu formasyonlarının petrol içeren doğal çatlaklı karbonat rezervuarları olduğunu, bu tip rezervuarların genellikle çoklu çatlatma operasyonları ile üretildiğini ifade etmiştir.

Packirisamy vd. (2010), çalışmalarında Jura rezervuarlarında kullanılan DST (Drill Stem Test- Sondaj Sırasında Üretim Testi) dizilerinin tasarımı; anülüste gözlenen ağır çamur değerlerinden dolayı DST Tasarımı nasıl olması gerektiğini ifade etmiştir. Bu rezervuarlarda kullanılan ağır çamur değerleri ve sıkı (tight) doğası nedeniyle stimülasyon sırasında yüksek enjeksiyon basınçları gözlemlenmiştir ve daha derin penetrasyon aralıkları sağlamak için emülsifiye edilmiş asit kullanması önerilmiştir.

Al-Eidan vd. (2010), çalışmalarında Jura Karbonat (Kuveyt) rezervuarlarının yaklaşık olarak 1800 km² alan kapladığını, altı sahada keşif yapıldığını ve kazılan kuyulardan gaz/uçucu petrol üretildiğini belirtmişlerdir. Çalışmada TOC ve termal olgunlaşma değerlerine dayanarak Najmah formasyonu ve muhtemelen Qusaiba formasyonunun kaynak kaya potansiyeline sahip olduğu irdelenmiştir.

Al-Ammar vd. (2012), bu çalışmada Kuzey Kuveyt sahalarının insitu (yerinde) streslerinin oryantasyonu hakkında bilgi vermiştir. Kretase formasyonlarındaki stres oryantasyonu $K40^{\circ}D$ - $K50^{\circ}D$ aralığında olup ana fay sistemleri boyunca tutarlı olduğunu açıklanmıştır. Ancak, Jura formasyonları, stres yönelimlerinde $K20^{\circ}D$ - $K90^{\circ}D$ arasında yüksek değişkenlik gösterdiğini sunmuştur. Çalışmada Mutriba sahasındaki stres oryantasyonu irdelenmiştir ve Jura formasyondaki kazılacak yönlü veya yatay kuyular için en uygun yönün K ile $K60^{\circ}D$ veya G ile $G60^{\circ}B$ olduğunu belirtmişlerdir.

Al-Enezi vd. (2015), çalışmasında asit ile çatlatma sırasında fiber bazlı saptırma teknolojinin uygulanmasından bahsetmiştir. Bu fiber bazlı saptırma teknolojisinin, doğal çatlaklı karbonat rezervuarlarında kullanıldığında, enjekte edilen asidin doğal çatlaklara sızma oranını geçici olarak azalttığı ve çatlaklar boyunca akış engelleri oluşturarak asidin daha verimli bir şekilde dağıldığını göstermiştir.

Ahmed vd. (2016), çalışmasında Jura formasyonunun dolomit rezervlerinde uygulanan hidrolik çatlatma operasyonun tasarımını incelemiştir. Kuyu logları, jeomekanik modelleri ve asit ile çatlatma modellerin analizlerini ele almaktadır. Çalışmada yüksek açılı saptırılmış kuyu şartları, karmaşık tektonik formasyonların bulunmasını ve rezervuar heterojenliği nedeni ile özel hidrolik çatlatma yaklaşımını gerektiğini öne koymuştur. Hidrolik çatlatmanın, üretim üzerinde etkilerini gözlemlenmek için nodal analizi yapılmıştır ve skin (zar) faktörü (S) -4 (Canlandırılmış) olarak hesaplanmıştır, ancak akış analizlerden yüksek su oranları gözlemlenmiştir ve kuyunun üç günlük bir geri akış zamanı ihtiyaç duyulmuştur.

Richard vd. (2017), çalışmalarında Kuzey Kuveyt karbonat rezervuarlarına uygulanan entegre yaklaşımı, çeşitli çalışmalardan örneklenerek açıklanmıştır. Statik BHI (kuyu dibi görüntüsü), karot ve dinamik veriler kullanılarak ayrıntılı bir çatlatma karakterizasyonu sunulmuştur. Karot ve basınç geçici analiz verileri, dinamik simülasyondan önce DFN (Aykırı Çatlak Ağı) özelliğinin geçirgenliği ve gözenekliliği kalibre etmek için kullanıldığı ifade etmiştir.

Al-Enezi vd. (2017), çalışmasında Mauddud formasyonu, üst kretase döneminde bulunan deniz tortulların taşınması bir sonucu olarak oluştuğunu sunmuştur. Mauddud formasyonu D birimi ana rezervuarı temsil ettiğini ve 0,5 – 10 md arasında olan düşük geçirgenliği ile karakterize edildiği tartışılmıştır. Üstelik yatay kuyuların önemi ve üretime nasıl bir etki göstereceği irdelenmiştir. Çalışmadaki kuyunun asit ile çatlatma operasyonu sırasında genel olarak kullanılan swelling (şişen) packerleri (tıkaç),

karbonat stimölasyon asidi (CSA) ve zonal kapsama asidi (ZCA) gibi teknolojilerin uygulanmalarını anlatmıştır.

Al-Qaod (2017), çalışmasında Sabiryah sahası Najmah formasyonunun stratigrafi, stres rejimi ve doğal çatlaklarının karakterizasyonunu tespit etmiştir. Çalışmada Najmah formasyonundan alınan karotların litolojisi, tane boyutu ve sedimanter yapısına odaklanılmış ve kaynak kaya tespitinde TOC değerini belirlemek amacıyla geliştirilmiş Schmoker denklemi kullanılmıştır.

McCartney vd. (2017), çalışmasında Tuba ve Marrat formasyonlarında asit reaksiyonlarını araştırmıştır. Çalışmada HCl (Hidroklorik asit) çatlaklar üzerinde en çok düz bir tepki verip, jelleşmiş ve emülsifiye edilmiş asitleri ile karşılaştığında daha yüksek bir yayılma katsayısına sahip olmasına rağmen yüksek sızdırma oranları gösterdiği ifade edilmiştir. Çalışmada orta Marrat formasyonu için tercih edilen asit karışımı; alternatif aşamalardan oluşan asit olmayan çatlatma sıvısı, 15% emülsifiye edilmiş asit ve VES-HT (Viscoelastic Surfactants – High Temperature / yüksek sıcaklıkta viskoelastik yüzey aktif madde) asitten oluştuğu ifade edilmiştir.

Al-Qahtani (2018), çalışmasında SA-XX kuyusuna dayanarak Sabriyah jura rezervuarı matriks geçirgenliğinin 0,001 – 0,2 md arasında olduğunu, ancak çatlak geçirgenliğinin 0- 300 md arasında olduğunu ifade etmiştir. Çalışmada SA-XX kuyusunun PTV, CMG ve PTA analizleri irdelenmiştir ve iki fazlı diyagramdan SA-XX kuyusunun başlangıç basıncının 11000 psi, sıcaklığı ise 262 °F olarak belirtilmiştir.

Al-Qtaibi vd. (2020), çalışmasında Marrat formasyonunda XX kuyusunun çatlatma operasyonunda TCP yöntemi uygulanarak kuyu üretimini arttırmak ve derin wormhole (Solucan delikler) penetrasyonu elde etmek için 28% emülsifiye edilmiş asit kullanıldığını ifade etmiştir. Çalışmada Marrat formasyonunun sıkı yapısı (düşük geçirimli) nedeniyle ana asit işlemi sırasında 13.800 psi'lik yüksek enjeksiyon yüzey basıncı ve yüksek leak-off değeri belirlenmiştir.

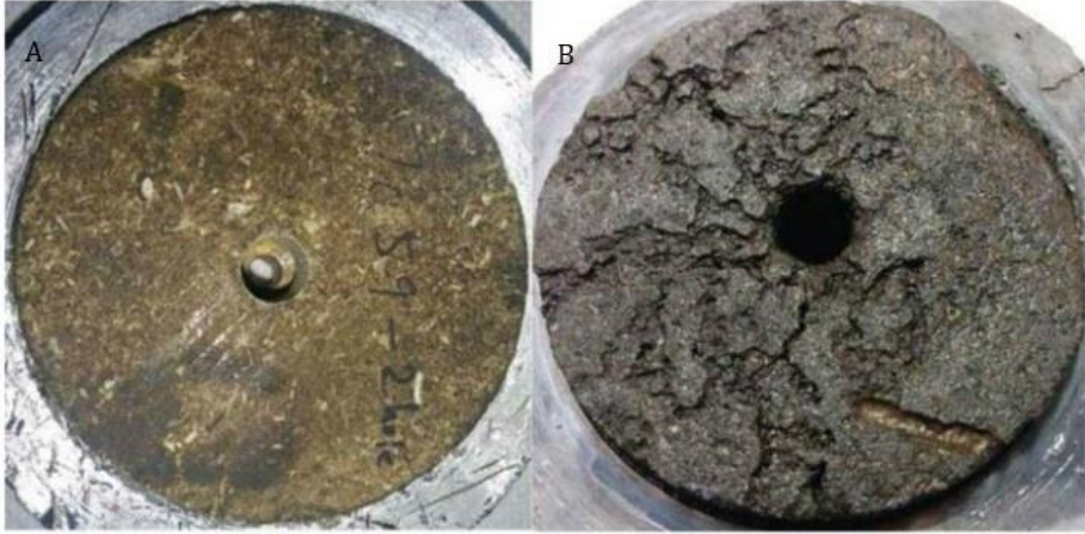
Alansari (2021), çalışmasında Raudhatain sahasındaki kuyunun açık kuyu logları, kuyu şematığı ve asit işleminin sonuçlarını sunmuştur. Çalışmada çatlak yayılım modülü ve geometrisi için Stimplan programı kullanılmıştır ve MA-021 kuyusunda kapanma basıncı 9436 psi olduğunu ifade etmiştir.

Bartko vd (2003), çalışmalarında Suudi Arabistan'ın Khuff formasyonunda asit çatlatma uygulamalarını incelemişlerdir. Khuff formasyonunun heterojen yapısının, asit tasarımı dikkatli bir şekilde değerlendirilmesini gerektirdiğini vurgulamışlardır. Emülsifiye asitler, yerinde jelleşen asitler ve HCl/Formik asit sistemlerinin kuyunun

spesifik litolojik özelliklerine bağlı olarak farklı avantajlar sunduğu saptanmıştır. Ayrıca, asit akış verileri log litolojisi ve asit türü ile ilişkilendirilerek analiz edildiğinde, daha kesin asit hacimleri ve tasarımlarının yapılabilceğı, bunun da daha etkili stimölasyon ve uzun vadeli üretim performansının iyileştirilmesine yol açacağı sonucuna varılmıştır.

2.1. Asitle Çatlatma Metodu

Ortadoğı'nda, üretim performansını artırmak için asit ile çatlatma metodu kullanılan birçok karbonat rezervuarı bulunmaktadır. Mofti ve Badriya (2018)'in çalışmasında, Kuzey Kuveyt'teki Bahrah sahasındaki Mauddud rezervuarında ilk çoklu aşamalı asit ile çatlatma işleminin tasarımını, uygulanmasını ve üretimini irdelemişler. Bu asitlenmiş çatlaklar (Şekil 2.1) kuyunun üretimi 1.300 BOPD'ye kadar yükseltmiştir, sahadaki önceden kullanılan standart dikey kuyu tamamlama metoduna göre 400 BOPD'lik olarak büyük bir artış göstermektedir (Xiao vd., 2019; Mofti vd., 2018).



Şekil 2.1 Karbonate rezervuarlarında asit çatlatma etkisi, A) asit çatlatma öncesi B) asit çatlatma sonrası, (Mofti vd., 2018)

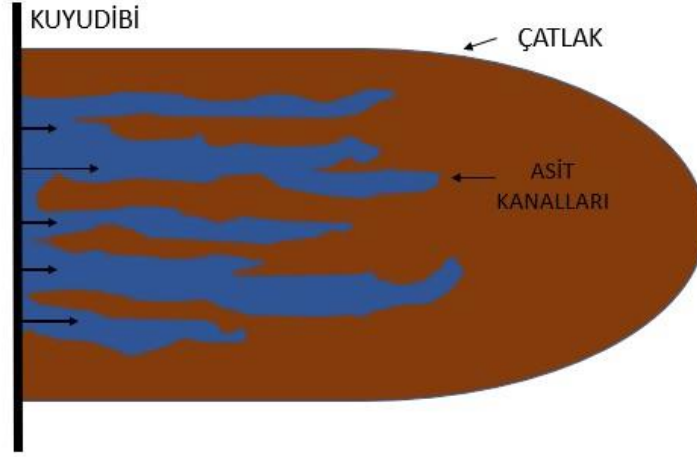
Sabriyah Tuba rezervuarı, yüksek heterojenliği ve düşük akışkan özellikleri nedeniyle geleneksel yöntemlerle düşük üretim göstermekteydi. Üretkenliği artırmak amacıyla, yeni asit çatlatma teknolojileri uygulanmıştır. Bu yeni asit ile çatlatma sıvısı, dağıtıcı ve yüksek sızdırma kontrol teknolojileri kullanılarak iki aşamada başarıyla uygulanmış ve üretim oranında üç kat artış sağlanmıştır (Al-Hassan vd., 2015).

Raudhatain Sahasında ise asit ile çatlatma, hidrokarbon üretimini artırmak amacıyla kullanılan önemli bir teknik olarak öne çıkmaktadır. Özellikle karbonat formasyonlarında, rezervuarın doğal çatlaklarını ve gözeneklerini açarak üretimi optimize etmeyi hedefler. Örneğin, Mauddud formasyonunda gerçekleştirilen 10 aşamalı açık delik çok aşamalı çatlatma işlemi, tüm aşamalarda başarılı bir asit stimülasyonu sağlayarak rezervuarın verimliliğini artırmıştır (Al-Enezi vd., 2024). Ayrıca, Raudhatain sahasında Orta Marrat formasyonunda karşılaşılan kuyu tükenme sorunları nedeniyle CO₂ köpük asit ile çatlatma gibi yenilikçi yöntemler de kullanılmıştır. Bu yöntem, özellikle derin ve sıkı karbonat rezervuarlarında üretimi artırmak ve operasyonel verimliliği yükseltmek için tercih edilmiştir. CO₂'nin sıvı fazda pompalanmasıyla yüksek köpük verimliliği elde edilerek rezervuarın temizlenmesi ve pompalanan sıvıların geri akışı sağlanmıştır. Bu işlemin sonucunda üretimde %50-70 oranında artış elde edilmiştir (Liu vd., 2022).

Asit çatlatma üç kategoriye bölünmektedir:

- Asit Yıkanması
- Matris Asitlenme
- Çatlak Asitlenme

Karbonat formasyonlarında matris asitlemesi, formasyon kayaçları arasında geçirgen kanallar oluşturarak, solucan delikleri olarak adlandırılan iletken kanalların oluşmasını sağlar. Bu kanallar, kuyudan yakın bir bölgeden veya perforasyonlardan uzanır. Çatlak asitleme işleminde ise, asit viskoz bir akışkan (pad fluid) tarafından oluşturulan bir çatlağa enjekte edilir veya çatlağı oluşturmak için doğrudan kullanılır. Enjekte edilen asit, çatlağın alt kısmına doğru ilerledikçe, asit çatlak duvarlarına taşınarak çözündürme gerçekleşir (Şekil 2.2). Eğer çözünme işlemi düzensiz bir şekilde gerçekleşirse, çatlak iletkenliği korunabilir çünkü düşük ve yüksek noktalar (pütürler), boşluklar ve destek noktaları sırasıyla kanalın açık kalmasını sağlayacaktır. Asit çatlatma, matris asitlemenin yanı sıra hidrolik çatlatmaya alternatif bir yöntemdir. Çatlatma uygulamalarının hedefi, kuyudan daha derinlere uzanan, uzun, açık ve iletken bir kanal oluşturmaktır (Kalfayan, 2008).

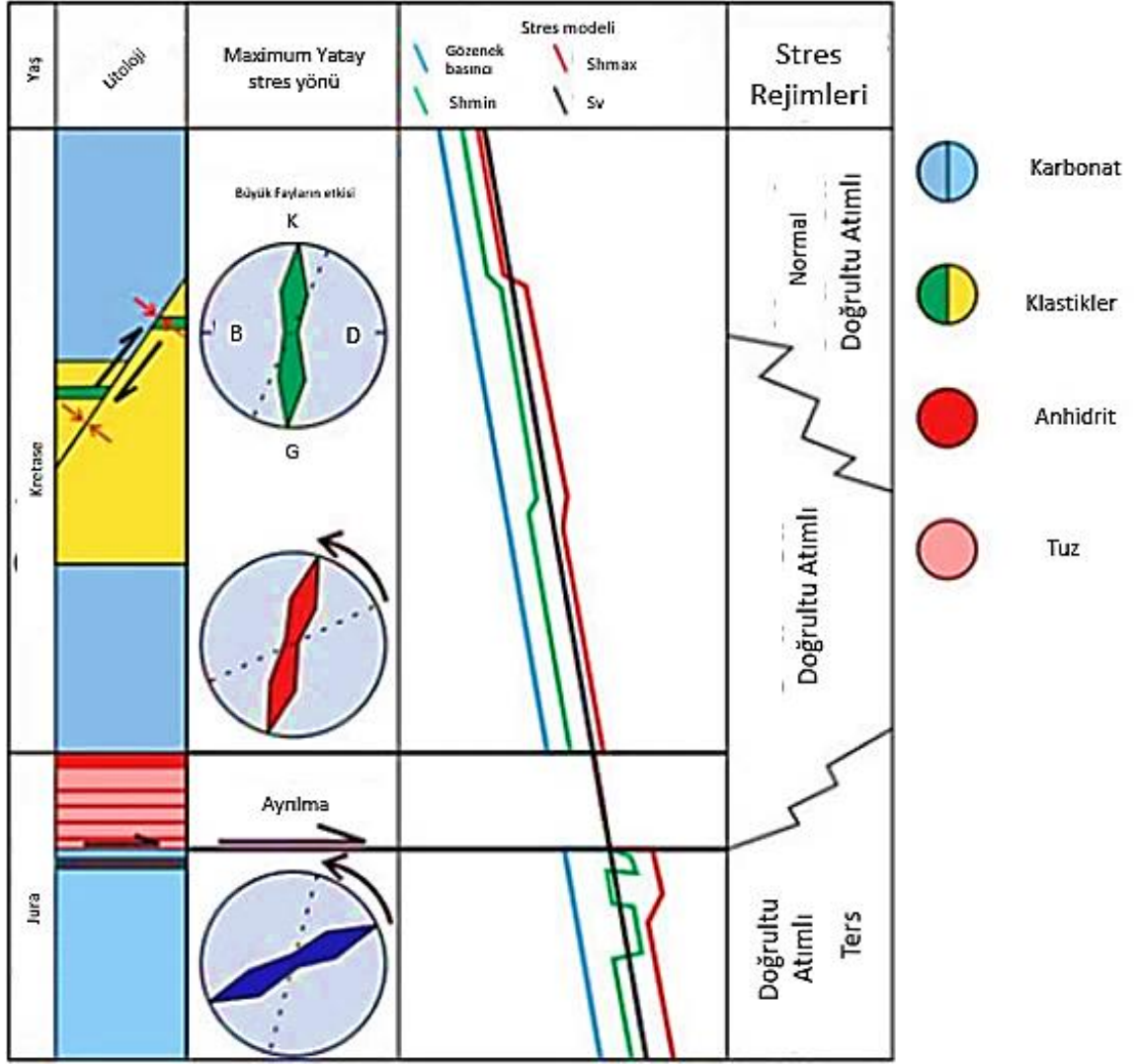


Şekil 2.2 Asit ile çatlatma kanalları

2.2. Çalışma Alanın Bölgesel Stres Rejimleri Ve Jeomekanik Özellikleri

Asit çatlatma çalışmalarında sahanın jeomekanik özellikleri ve var olan bölgesel stres rejimlerini bilinmesi, çatlatmanın başarısını sağlayan önemli faktörlerden sayılmaktadır. Jeomekanik modeller üç önemli bileşenden oluşmaktadır. S_v (Dikey stres – Overburden stres), S_{hmin} (Minimum yatay stres), S_{Hmax} (Maksimum Yatay stres), P_p (Gözenek basıncı) ve UCS'tır (Kayaç mukavemeti). Gözenek basıncı çatlak gradyanına bağlı olduğundan jeomekanik modellerin en önemli parametrelerden biri sayılmaktadır. Elektrik ve görüntü kuyu loglar kullanılarak, Kuzey Kuveyt'teki kuyuların S_{Hmax} stres oryantasyonları belirlenmiştir. Kretase formasyonlarında stres oryantasyonları $K40^\circ D - K50^\circ D$ aralığındadır. Jura formasyonları ise $K20^\circ D - K90^\circ D$ aralığı arasında yüksek değişkenliği göstermektedir. Bu stres değişkenliği, gözenek basıncı, kayaç gömme dayanımı ve litoloji farklılıklarından kaynaklanmaktadır (Al-Ammar vd., 2012).

Oluşturulan Kuzey Kuveyt jeomekanik modellerinde (Şekil 2.3) doğrultu atımlı stres (strike-slip; $S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$) rejimlerin bulunduğu ortaya koyulmuştur. Minimum yatay stres (gerilim) (S_{hmin}) büyüklüğü, ortalama olarak kretase rezervuarları için (eş değer çamur ağırlığı cinsinden) 16 ppg (lb/gal) ve jura rezervuarları için 18 ppg'dir. Gözlenen artış derinlikle birlikte artan gözenek basınç gradyanına bağlanmaktadır. Ek olarak, kretase için maksimum yatay stres (S_{Hmax}) büyüklüğü ortalama olarak 20,5 ppg ve jura için 24,3 ppg'dir (Naqi ve Amer, 2023).

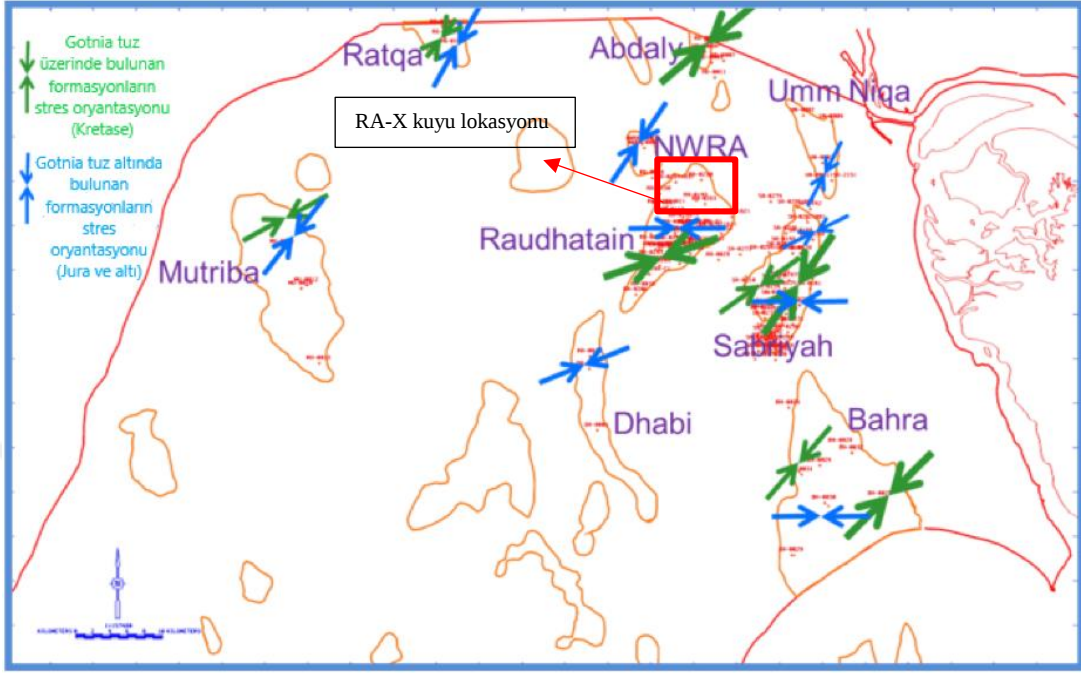


Şekil 2.3 Kuzey Kuveyt jura rezervuarların bölgesel stres rejimleri, (Naqi ve Amer, 2023)

Jura Katmanlardaki toplam stres oryantasyon değerleri, kretase katmanlara kıyasla daha yüksek seviyededir. Raudhatain bölgesindeki fay hatları boyunca bu stresler daha fazla veya daha az sürekli. Ancak Sabriyah sahasına geçtiğinde, stres oryantasyonu mevcut fay hatları ve çatlaklar üzerinde hassas bir şekilde etkilidir ve belirgin anormalliklere yol açabilir (Şekil 2.4). Jura dönemindeki gözlenen yüksek oryantasyonların, zagros tektoniklerin varlığını veya Gotnia tuz formasyonunun visko-plasto elastikliği nedeniyle sonuçlanmaktadır (Al-Ammar vd., 2012).

Jura katmanlarındaki toplam stres oryantasyon değerleri, Kretase katmanlarına kıyasla daha yüksek seviyelerdedir. Raudhatain bölgesindeki fay hatları boyunca bu stresler, yer yer artış veya azalma gösterebilir. Ancak Sabriyah sahasına geçildiğinde, stres oryantasyonu mevcut fay hatları ve çatlaklar üzerinde hassas bir etkiye sahip olup belirgin anormalliklere yol açabilir (Şekil 2.4). Jura döneminde gözlemlenen yüksek

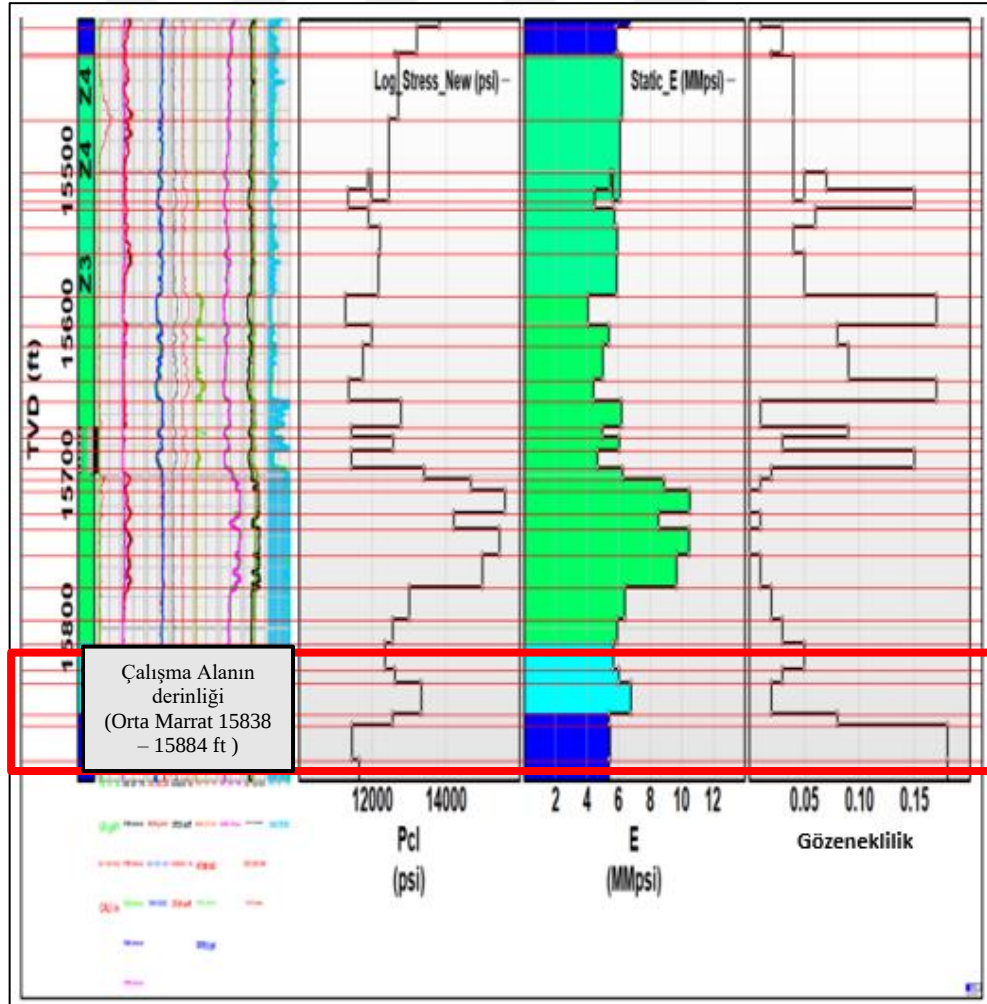
oryantasyonlar, Zagros tektoniğinin etkisi veya Gotnia tuz formasyonunun visko-plastik özellikleriyle ilişkilendirilmektedir (Al-Ammar vd., 2012).



Şekil 2.4 Kuzey Kuveyt sahalarındaki 16 kuyudan alınan S_{Hmax} stres oryantasyonu, (Al-Ammar vd., 2012)

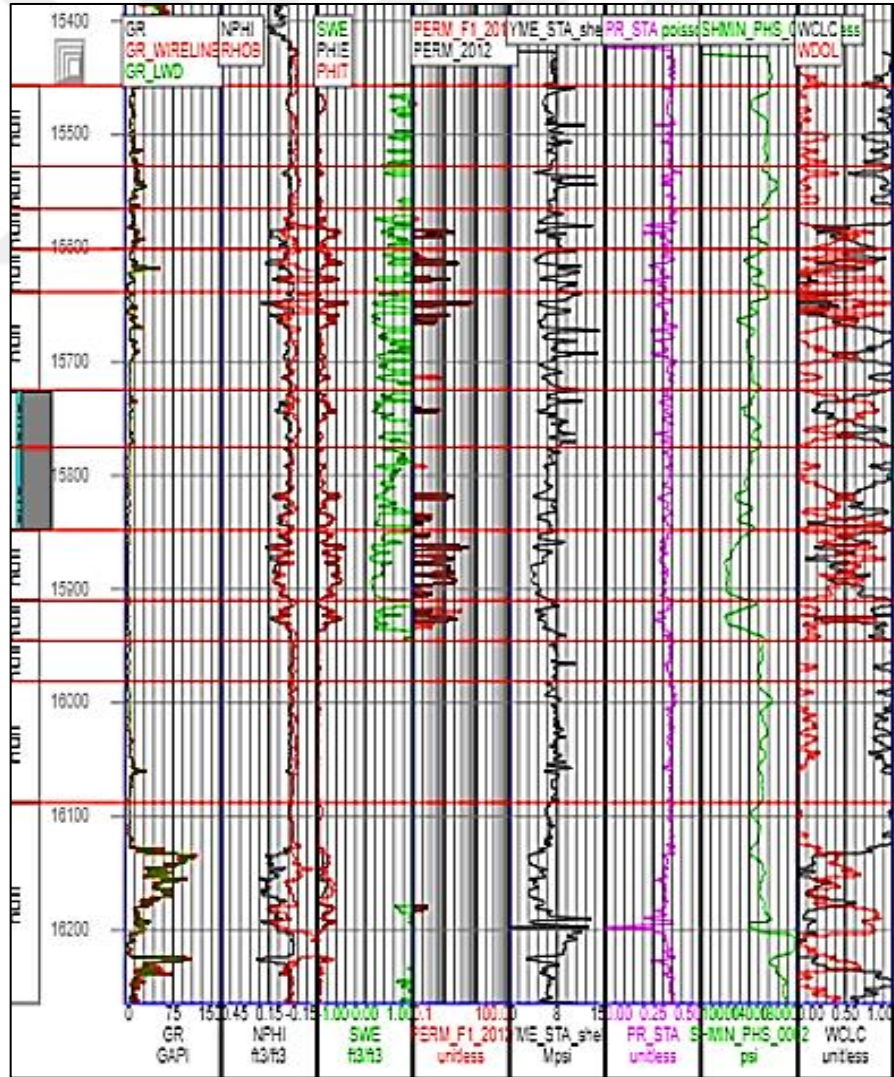
RA-X kuyusu ve Orta Marrat formasyonu jeomekanik yapısı dikkate alındığında, çatlakların KKD-GGB (Kuzey/Kuzeydoğu – Güney/Güneybatı) yönünde, sahadaki maksimum yatay stres rejimi ile uyumlu bir şekilde açıldığını görülmüştür. Bölgesel tektonik stresler ve sıkışma kuvvetlerine bağlı olarak, çatlakların yönü ve oryantasyonu değişebilmektedir. Özellikle, Arap levhasıyla ilgili sıkışma kuvvetleri sonucunda, çatlak setlerinin önemli bir bölümü D-B (Doğu – Batı) yönünde bir açılım eğilimi göstermektedir (Sunil. K, 2008). Mekanik sıkışma veya stres bağımlılığı, zayıf ve gözenekli karbonat kayaçlarında gözeneklilik kaybının temel mekanizmasıdır. Sığ derinliklerde Orta Marrat rezervuarın karbonat kayaçlarının gözenekliliği başlangıçta %10 ile %15 aralığında değişmektedir bunu şekil 2.5 gözeneklilik logu incelendiğinde fark edilebilmektedir. Ancak bu değerler karbonat sedimentlerin mekanik-kimyasal değişimi sonucunda gözenek boşluklarının çökmesiyle ve artan yerindeki stresleri birlikte sifıra kadar düşebilmektedir (Şekil 2.5'teki 15.760 ft'lerinde) (Hadi, 2018). Diyajenez süreçleri nedeniyle evaporitlerin çözünmesi ve karbonat rezervuarlarında meydana gelen dolomitleşmeyi, kayaçlarındaki jeomekanik özelliklerini değişmesine neden olmaktadır.

Jeomekanik bir model, her jeolojik katman için kapanma stresi (veya normal fay ortamındaki minimum yatay stres), Statik Young modülü ve Poisson oranı gibi bileşenleri içerir. Minimum yatay stresin hesaplanmasında sıkışma ve kayma sonik logları da dahil olmak üzere dipol sonik loglar kullanılmaktadır. Orta Marrat formasyonu için Young modülü ve poisson oranı değerleri sırasıyla 5 - 7 MMpsi 0.2 – 0.35 arasında olup, bu değerler orta ile yüksek olarak kabul edilmektedir (Alansari, 2021). Şekil 2.5, RA-X kuyusunun açık kuyu logları (Şekil 1.12) kullanılarak, bu tez için jeomekanik logları oluşturmak amacıyla MEM programı kullanılmıştır. Oluşturulan logları incelendiğinde, RA-X kuyusundaki (Raudhatain sahası) Orta Marrat formasyonunda (Kırmızı dikedörtgen içinde kalan bölge) Young modülü değerlerinin 5 – 6 MMpsi arasında değiştiği görülmektedir. Bu değerler orta seviyelerde kabul edilmektedir ve formasyondaki kireçtaşlarının kırılma dayanımına işaret etmektedir. Bu tür jeomekanik değerlere sahip formasyonlar, asit çatlatma için ideal bölgeler oluşturmaktadır.

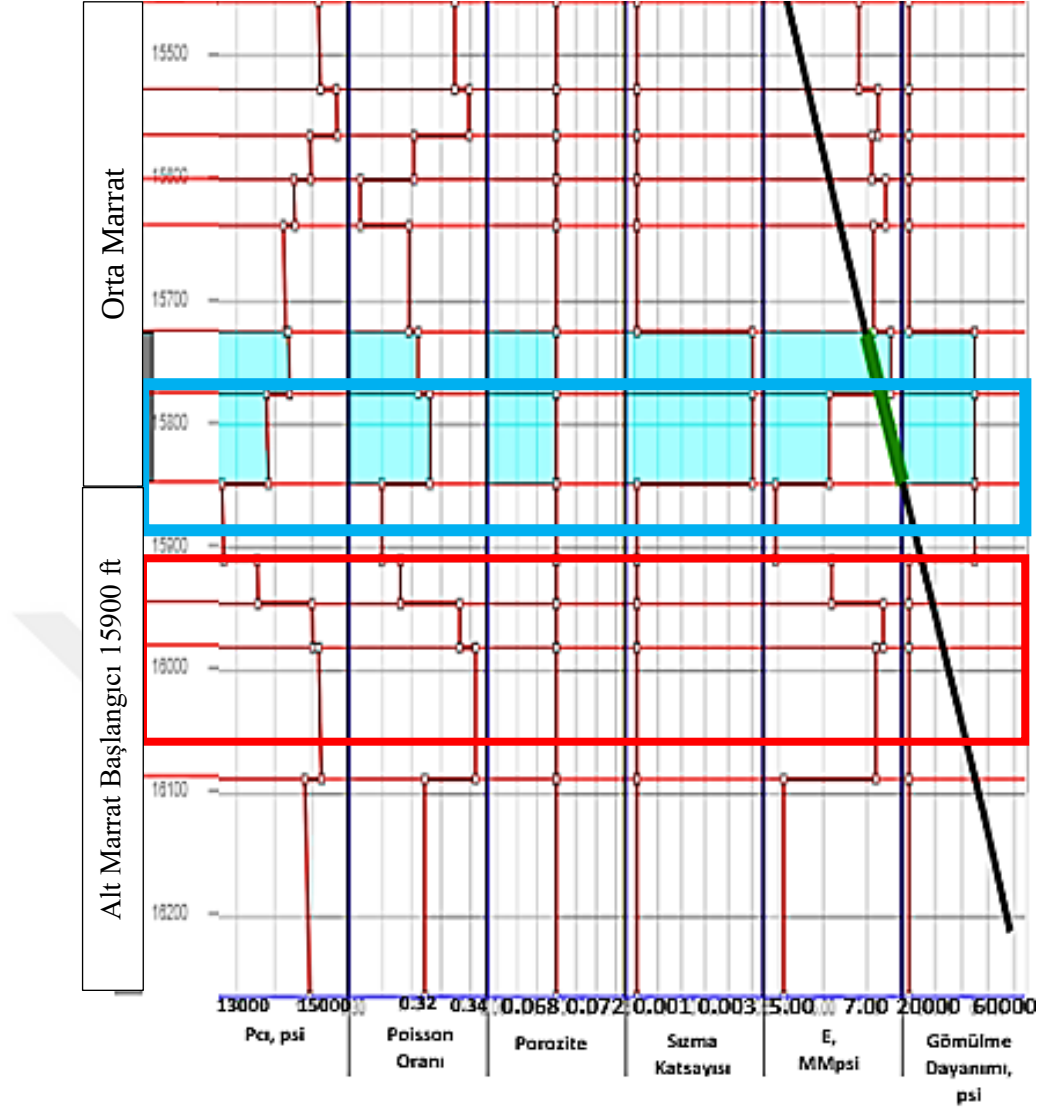


Şekil 2.5 MEM modülü kullanarak RA-X kuyusundan oluşturan jeomekanik loglar

Şekil 2.6’da ise, Umm Niqqa sahasındaki bulunan UN-X kuyusunun Orta ve Alt Marrat formasyonlarından alınan kuyu logları gösterilmektedir. GDMC raporlarına göre Orta Marrat formasyonuna ait olan ve açık mavi ile işaretlenen bölgeler orta-yüksek Poisson oranı (0,32 – 0,33) aralığında yer almaktadır, ayrıca orta ile yüksek Young modülü değerleri (5 – 6 MMpsi) sunmaktadır. Bu özellikler, asit çatlatma sırasında yüksek çatlatma gradyanlarına olanak tanımaktadır. 15900 - 16000 ft derinlikte bulunan Alt Marrat formasyonu ise (Şekil 2.6’da kırmızı ile işaretlenen alan), artan sıcaklıklar ve yerindeki stresler nedeniyle kayaçların daha ductile (sünek) davranış sergileyebileceği bir ortam sunmaktadır. Şekil 2.5 ve 2.6’da, farklı kuyulardan alınmış olmalarına rağmen aralarındaki yakın korelasyonu gösterilmektedir. Bu tip kayaçlar, yüksek stres altında yapısal bütünlüğünü koruyabilirken, aynı zamanda ani bir çatlama olmadan bir dereceye kadar deformasyona uğrayabilmektedir.



Şekil 2.6 Umm Niqqa sahasında, UN-X kuyusunun açık kuyu logları, (GDMC)



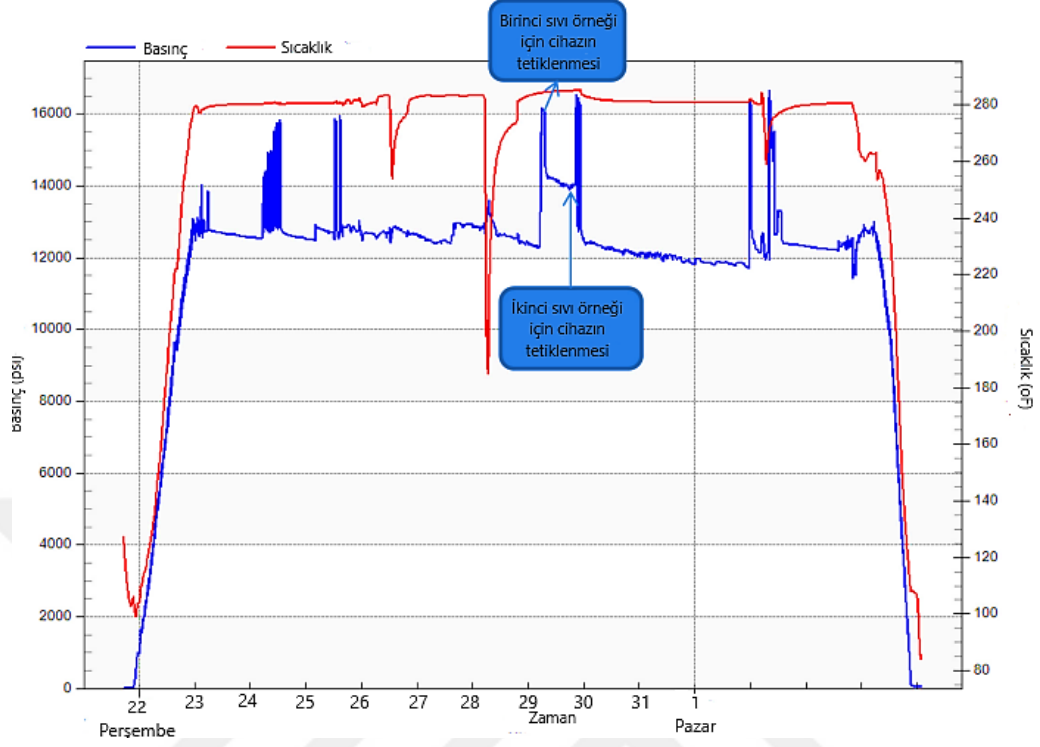
Şekil 2.7 Umm Niqqa sahasında, UN-X kuyusundaki Orta Marrat rezervuarın jeomekanik özellikleri, (GDMC Şirket raporlarından alınmıştır)

2.3. Kuzey Kuveyt Sahalarında Yapılan Akışkan Analizleri

2.3.1. PVT analizleri

Al-Salali ve arkadaşlarının (2013 ve 2015) çalışmalarında, Kuzey Kuveyt sahalarında DST (drill stem testi) örneklemeleri yapılmış ve test edilen kuyuların PVT değerleri elde edilmiştir (Şekil 2.8). HPHT kuyularındaki zorlu koşullar nedeniyle kullanılan DST dizisi, 20000 psi ve 400°F'e kadar çalışma kapasitesine sahip olup, dokuz akışkan örneği alınabilmektedir. Alınan örneklerin analizi, rezervuar hakkında geçirgenlik, zar faktörü ve üretim ölçümleri gibi ek bilgiler sağlamıştır. Örneklemesi sırasında, Gotnia formasyonunun geçişi nedeniyle karşılaşılan tuz formasyonları, kullanılan yüksek çamur

ağırlıkları ve kuyunun eğimi gibi faktörler nedeniyle tuz tıkanması ve su üretimi sorunları yaşanmıştır.



Şekil 2.8 Kuzey Kuveyt bir sahada X kuyusundan alınan DST grafiği, (Al-Salali vd., 2015)

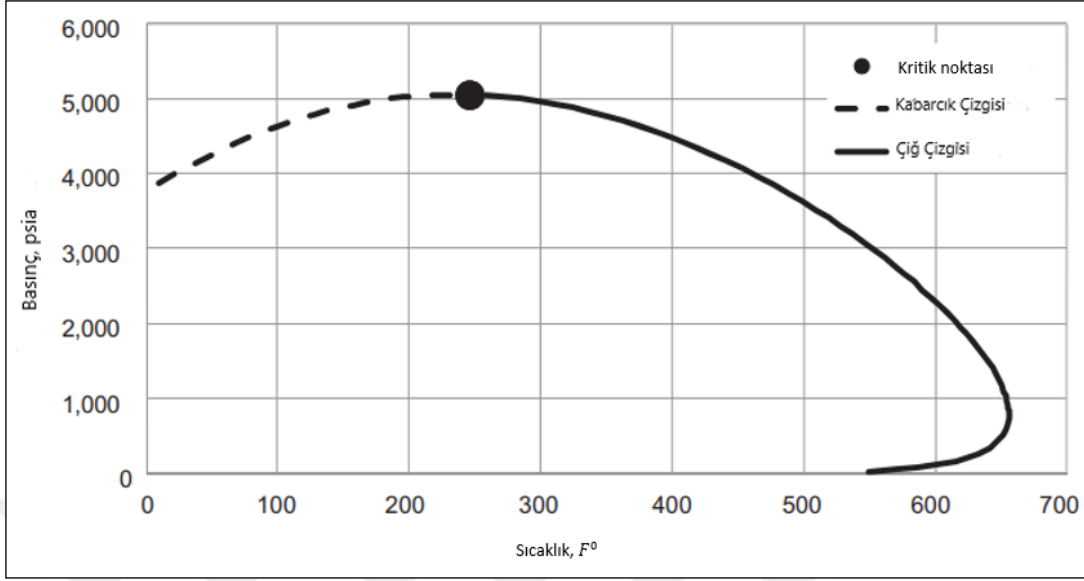
Elde edilen sonuçlara göre, NJK'deki H₂S oranı %15'tir, bu değerler kuyudan kuyuya farklılık göstermektedir. Sahanın kuzey taraflarında 1 – 3% aralığında olup kuzeybatı'ya geçtiğinde 20 – 35% yüksek değerlere çıkmaktadır. H₂S en düşük oranı ise batı'da kayıt edilmiştir (Al-Salali vd., 2015; Al-Salali vd., 2013). Çizelge 2.1'de elde edilen DST sonuçlarında ait bazı değerler verilmektedir.

Çizelge 2.1 DST test sonuçları, (Al-Salali vd., 2015)

PVT Verileri			
H ₂ S (mole%)	BPP (Kabarcık Basıncı Noktası, psi)	GOR (scf/stb)	API°
15,4	3363	2362	48,1

Bu sahalar oldukça yüksek GOR (Gaz-Petrol Oranı) değerlerine sahiptir. Ratqa bölgesinde, içerdiği gaz kepleri nedeniyle yüksek GOR değerleri gözlemlenmektedir. Ancak Raudhatain ve Sabriyah sahalarında uçucu petrol üretilmekte olup, bu sahalar hem petrol hem de gaz zonlarına sahiptir. Bazı rezervuarlar veya formasyonlar, Najmah ve Sargelu gibi çığ noktalı basınç davranışı sergilerken, Orta Marrat formasyonu kabarcık

noktası basınç davranışı göstermektedir. Bu nedenle GOR değerleri sahadan sahaya farklılık göstermektedir (Ghorayeb, 2011).



Şekil 2.9 Nkj sahalarındaki rezervuarların akışkan davranışı, (Ghorayeb, 2011)

Çizelge 2.2 Kuveyt sahalarındaki H₂S oranları, (Al-Salali, 2013)

Kuveyt Sahaları	H ₂ S %
Kuzey	1 – 3 %
Kuzeydoğu	2 – 10 %
Kuzeybatı	20 – 35 %
Batı	0,5 – 3 %
Güneybatı	3,5 %

2.3.2. Geçici basınç rejim analizleri

Geçici basınç testlerinin (PTA) amacı, kuyu drenaj alanında rezervuar ve kuyu özelliklerini belirlemek ve kuyu performansını tahminini sağlamaktır. PTA verileri, erken radial akış, erken lineer akış, geç radial akış ve sınıra etkili akış gibi çeşitli özel akış rejimlerini sunmaktadır. Analizinden elde edilebilecek sonuçlar, basınç ve debi verilerinin aralığı, kalitesi ve analiz için kullanılan yöntemle bağlıdır (Srivastava vd., 2015). PTA analizleri kullanılarak rezervuarın çatlak ve matris arasındaki akış bağlantısı açıklayabilmektedir.

PTA analizleri için kullanılan testler:

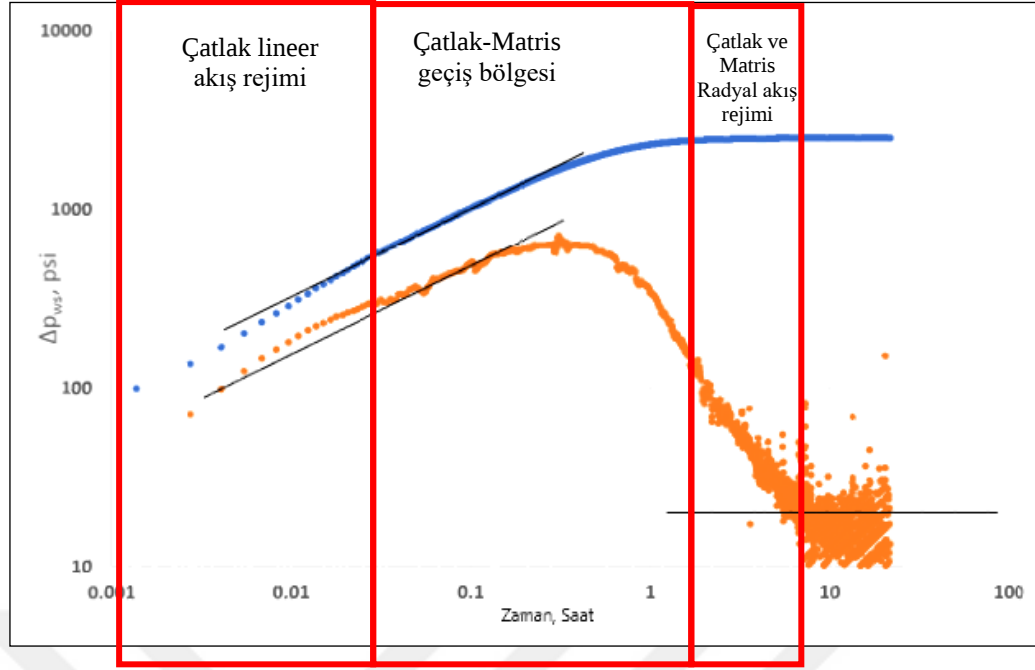
- Basınç Yükselim Testi
- Basınç Azalım Testi/Rezervuar Limit Testi (RLT)
- Interference (Girişim) Testi/Pulse Testi

- İki Oranlı Akış Testi

Doğal çatlaklı rezervuarlarda, akış ikincil gözeneklilik sisteminden (çatlak gözeneklilik) geçmektedir ve birincil gözeneklilik sistemi (matris gözenekliliği) yerindeki rezerv kütlelerini içermektedir. Matristen geçen akış çatlak sistemine geçmesini kayacın iletkenliği ve hacmini ile sınırlamaktadır. Matris kısmı düşük akış kapasitesine ve yüksek depolanma kapasitelerine sahip olup çatlak kısımları daha düşük depolanma kapasitelerine ve yüksek akış kapasitelerine sahiptir. Doğal çatlaklı rezervuarlarda, basınç geçici analizi üç akış rejimi ortaya koymaktadır. Bu üç akış rejimi, matris ve çatlaklar tarafından baskın olan akış süreçlerini ayırt etmektedir.

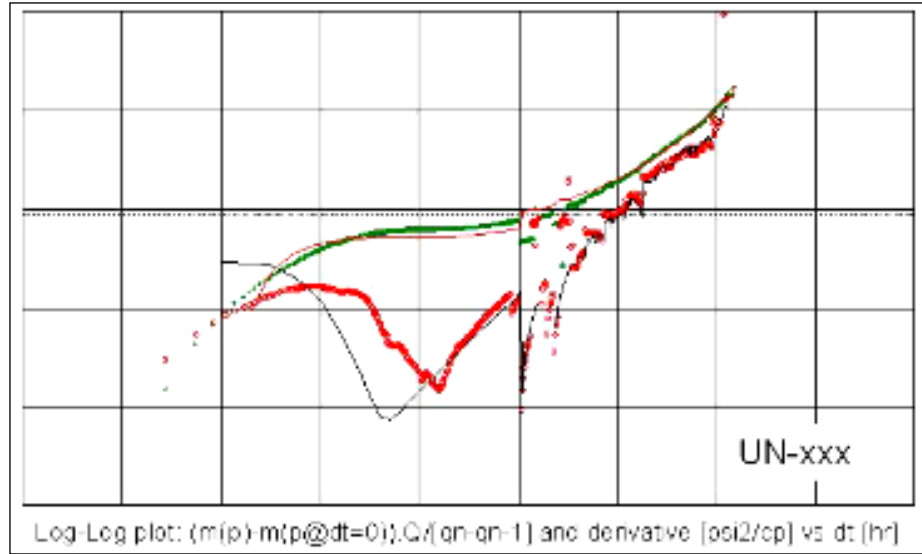
Şekil 2.10, Sabriyah sahasındaki Orta Marrat formasyonundan alınan bir geçici basınç analizini (Basınç yükselim testi) göstermektedir. Şekil, üç farklı akış bölgesini ortaya koymaktadır. İlk bölge, çatlakların baskın olduğu lineer akış rejimi olup, bu bölgede akış büyük ölçüde doğal çatlaklar tarafından yönlendirilmektedir. Bunu takiben, matrisin de doğal çatlaklarla birlikte akışa katkıda bulunduğu geçiş bölgesi gelmektedir. Son olarak, üçüncü bölgede matris ve çatlakların radyal akış rejimi devreye girmekte ve ardından saha sınırlarının etkisi görülmektedir. Bu analiz, doğal çatlaklı rezervuarlarda akış karakterizasyonu açısından kritik öneme sahiptir (Al-Qahtani, 2017; Mohammed vd., 2019). SA-XX kuyusunun PTA sonuçları (Şekil 2.10), çatlak katkısının matris tarafından desteklendiğini ve çift gözenekli bir akış sistemine işaret ettiğini göstermiştir. Radyal akış rejiminin neredeyse başlangıcı 2.7 saatinde gözlemlenmiştir.

Umm Niqqa sahasında, Najmah ve Sargelu formasyonlarına ait bir kuyudan alınan geçici basınç analizinde (Şekil 2.11), geçiş bölgesi ve matris etkisi gözlemlenmemiştir. Ancak, doğal çatlakların baskın olduğu lineer akış rejimi net bir şekilde ortaya çıkmıştır. Bu durum, rezervuarın akış davranışının büyük ölçüde doğal çatlaklar tarafından yönlendirildiğini göstermektedir ve matris katkısının sınırlı olduğunu işaret etmektedir. Bu tür akış rejimlerini sergileyen kuyular, matris asit çatlatma operasyonlarının uygulanmasını gerektirmektedir. Rezervuarlardaki akış davranışı, formasyona bağlı olarak değişmektedir. Najmah/Sargelu Formasyonunda, akış esas olarak var olan doğal çatlaklardan kaynaklanmaktadır. Marrat Formasyonu ise, hem kaya matrisinin hem de çatlakların sıvı hareketine katkıda bulunduğu, matris-çatlak akış rejimi bir kombinasyonunu sergilenmektedir.

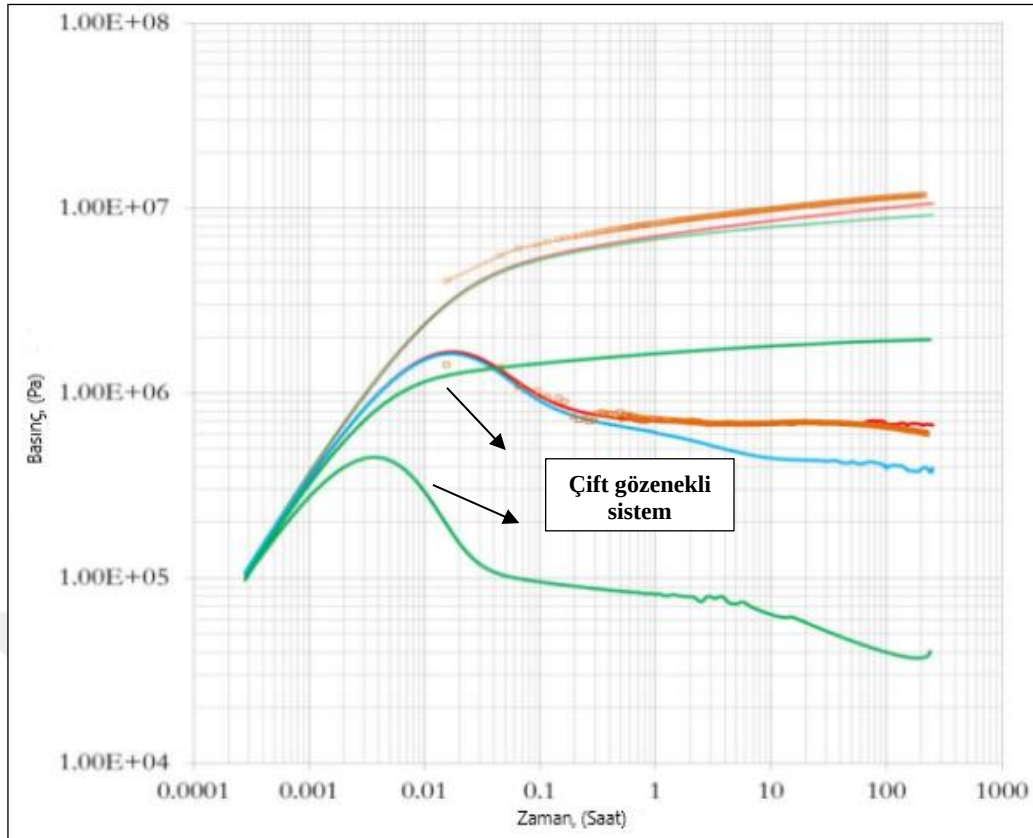


Şekil 2.10 Sabriyah sahasında, SA-XX kuyusunda yapılan PTA analizleri, (Al Qahtani, 2017)

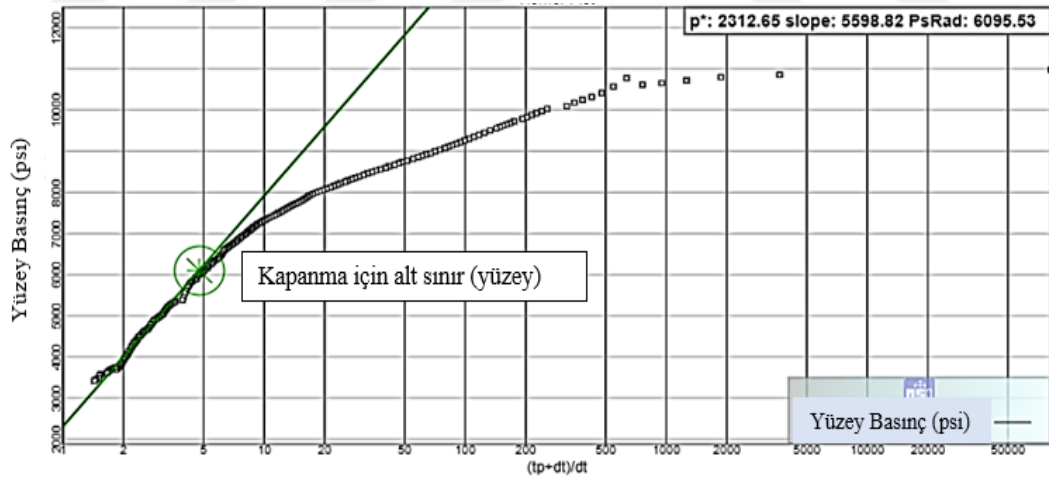
Umm Niqqa sahasında GDMC şirketi tarafından Orta ve Alt Marrat formasyonunda gerçekleştirilen bir matris asit ile çatlatma işlemi sonucunda, oluşturulan horner grafiği ile doğal çatlaklar ile matris arasındaki bağlantı yeniden sağlanmış ve çatlakların iletkenliği artırılarak kuyunun üretkenliğin iyileştirilmesi hedeflenmiştir. Bu işlem, rezervuarın akış davranışını optimize etmek için kritik bir adım olup, hem doğal çatlakların hem de matrisin etkinliğini artırmaktadır (Şekil 2.13).



Şekil 2.11 Umm Niqqa sahasında, UN-XXX kuyusu için basınç veri ve zaman log-log grafik çizimi, (Acharya vd., 2009)



Şekil 2.12 Raudhatain sahasından alınan basınç yükselim testi, (Lamine vd., 2017)



Şekil 2.13 Umm Niqqa sahasında, UN-X kuyusunun asit çatlatmasının horner grafiği, (GDMC Şirket raporlarından alınmıştır)

3. MATERYAL VE YÖNTEM

Bu tezde, Raudhatain sahasındaki RA-X kuyusunun asit çatlatma işlemi detaylı bir şekilde incelenmiştir. Asit çatlatmanın temel amacı, optimum üretim sağlamak ve çatlakların istenilen yönde açılmasıyla, formasyonun sıkı yapısına rağmen rezervuarda etkili bir itme mekanizması oluşturmaktır. Orta Marrat formasyonu hedeflenerek, 180 ft'den daha uzun yarı uzunlukta etkili bir iletkenlik sağlanmış ve ana rezervuar drenaj alanı içinde başarılı sonuçlar elde edilmiştir. RA-X kuyusunun jeomekanik özellikleri ve çatlak modellemesi için StimPlan ve MEM (Jeomekanik Yer Modeli) programları kullanılmıştır. Asit çatlatma sırasında gerçekleştirilen SRT (Adım Hız Testi) ve MiniFrac testleri değerlendirilmiş ve bu testler aracılığıyla elde edilen veriler ve Stimplan programı kullanılarak bu tez için çatlak simülasyonları tekrar yapılmıştır. StimPlan programında, asidin çatlaklar boyunca pompalanması durumunda sergileyeceği davranışlar belirlenmiş, böylece asit uygulamalarının etkinliği optimize edilmiştir. Raudhatain sahasında daha önce yapılan XRD testleri, Marrat formasyonunun dolomit ve ağırlıklı olarak kireçtaşlarından oluştuğunu göstermiştir. Bu bulgular, asit çatlatma sürecinin etkilerini ve formasyonun yapısını anlamada kritik öneme sahiptir (GDMC).

Çizelge 3.1 Raudhatain sahasındaki RA-X kuyu özellikleri, (GDMC)

Kuyu	RA-X
Kuyu Tipi	Sapmış Kuyu, Eğilim 47.9°
Liner Çapı	4"1/2, 18,9 Lb/Ft, Q-125
Formasyon	Orta Marrat
Formasyon Tipi	Karbonat
Saha	Raudhatain
Üretilen Hidrokarbon	Petrol
Sıvı Tipi	Uçucu Petrol
CO₂ %	1 - 7
H₂S %	2 – 5
Ortalama Geçirgenlik	1,23 md
Ortalama Gözeneklilik (V/V)	0,071
Rezervuar Sıcaklığı (°F)	260-280
Rezervuar Basıncı (Psi)	5295
1.Aşama Perforasyon Aralığı	15838-15884 MD Ft

3.1. MEM Programı

Mekanik Yer Modeli (MEM), yer altındaki jeomekanik özelliklerin karmaşık yapısını ve davranışlarını temsil eden bir modeldir. Bu model, Dünya'nın farklı katmanlarının stres, deformasyon ve diğer mekanik kuvvetlere nasıl tepki verdiğini anlamak için kritik bir araç olarak kullanılmaktadır. Jeomekanik çalışmalar ve rezerv mühendisliği alanında, MEM, yer altının dinamik davranışını tahmin etmek ve optimize etmek amacıyla önemli veriler sağlar. MEM, farklı derinliklerdeki jeomekanik koşulları incelemek için kullanılan bir yöntem olarak, stres dağılımını ve potansiyel kayma düzlemlerini belirlemeye olanak tanımaktadır.

Bu bilgiler, yer altı kaynaklarının yönetimi, rezervuar mühendisliği ve jeomekanik risk değerlendirmeleri gibi birçok alanda uygulanabilir. Böylece, MEM, yer altındaki dinamik süreçlerin daha iyi anlaşılmasını sağlayarak, enerji üretiminde verimliliği artırmaya ve çevresel etkileri minimize etmeye yardımcı olmaktadır (GDMC). Bu program, GDMC şirketi tarafından RA-X kuyusundan alınan açık kuyu loglarından jeomekanik logların oluşturulmasında kullanılmıştır. Şekil 2.5'te gösterilen bu loglar, kuyuya ait yer altı koşullarını anlamak için önemli bir kaynak teşkil etmektedir.

3.2. StimPlan Programı

StimPlan, asit çatlatma tasarımı, analizi ve optimizasyonu için tam ve entegre edilmiş bir yazılımdır. Kapsamlı bir araç seti ve endüstrinin en katı geometri modelleri ile StimPlan, operatörlerin dünya çapında rezervuarlarını veya çatlatma tasarımlarını ne kadar karmaşık olsa da, kuyu performansını maksimize etmelerine, harcamaları azaltmalarına ve çevresel etkileri azaltmalarına yardımcı olmaktadır (GDMC). Çatlatma simülasyonu, rezervuarlardaki hidrolik çatlatma operasyonlarının davranışını modellemek ve analiz etmek amacıyla yapılmaktadır. Simülasyon süreci, rezervuarın, kuyu muhafaza borusunun ve çatlatma akışkanlarının sanal bir temsili oluşturulmasını içerir ve ardından farklı modeller kullanılarak çatlakların nasıl ilerleyeceğini, rezervuar kayaçlarıyla etkileşimini ve rezervuar performansını nasıl etkileyeceğini öngörmek için kullanılmaktadır.

Asitle çatlatma simülasyonun modellenmesi oluşturulurken bazı varsayımlar önemlidir ve göz önünde bulundurulmalıdır (GDMC) :

I. Çatlak yüksekliği sabit ve rezervuar kalınlığına eşittir. Çatlak yüksekliğinin rezervuar kalınlığına eşit olduğu varsayımı, modelin simülasyon sürecini basitleştirir. Bu, akış ve asit dağılımının hesaplamalarını kolaylaştırır ve çatlak yüksekliğindeki değişiklikleri hesaba katmayı gerektirmez. Ancak, gerçek dünyadaki senaryoların çoğunda, çatlak yükseklikleri jeolojik koşullara bağlı olarak değişebilir; bu durum, akış ve asit etkinliğini etkileyebilir. Gerçek çatlak yükseklikleri bu varsayımdan farklıysa, modelin tahminlerinde yanlışlıklara neden olabilir. Simülasyon sırasında yapılan varsayımları doğrulamak için saha verileri kullanılmalıdır. Eğer saha ölçümleri çatlak yüksekliğinde önemli değişiklikler gösteriyorsa, modelin bu durumu göz önünde bulundurarak ayarlanması gerekebilmektedir.

II. Dikey çatlak eliptik bir şekle sahiptir.

III. Karbonat kayaçları izotropik varsayımı: Formasyonlar önemli ölçüde heterojenlik göstermesine rağmen, Marrat Formasyonu genellikle porozite, geçirgenlik ve mekanik özellikleri açısından homojen ve izotropik olarak kabul edilir. Bu, rezervuarı homojen bir ortam olarak ele alarak modelleme sürecini basitleştirir.

IV. Kayaçların çatlatma tepkisi, lineer elastik davranış varsayımıyla yüksek stres koşullarında doğrusal olmayan kaya davranışının potansiyelini göz ardı eder.

V. StimPlan, doğal çatlakları modelleme yeteneğine sahiptir ve kullanıcıların çatlakların yönelimi, aralığı ve geçirgenliği gibi çeşitli özellikleri girmesine olanak tanımaktadır. Ancak, bu detaylar kullanıcı tarafından yeterince tanımlanmadığında, program sızma ve doğal çatlakların etkileri basitleştirebilir veya göz ardı edebilir.

VI. Rezervuar sıcaklık dağılımı yerel termal dengeyi izler.

Çatlak modelleme kısmının temel amacı, rezervuar simülasyonu için çatlak geometrisi ve iletkenliği olan girdi parametrelerini elde etmektir. Bu parametreleri kullanarak çatlak tasarımını değerlendirip optimize edilmektedir. Asit çatlatma simülasyonunun başarısı, çatlak iletkenliği ve etkili çatlak uzunluğuna dayanmış olup asidin çatlak boyunca taşınması, sızıntısı ve çatlak yüzeylerindeki asit reaksiyonuna bağlıdır. GDMC şirketi, RA-X kuyusu için çatlak simülasyonunun 15700 ile 15500 ft arasında tutulmasına karar vermiştir. Bu bilgiye dayanarak, bu tez için StimPlan kullanılarak oluşturulan çatlak simülasyonu da aynı derinlikler arasında sürdürülmüştür.

Seçilen zonun üzerindeki çatlak simülasyonu yapılması nedeni ise, çatlakların hedeflenen bölge dışına nasıl yayılabileceğini ve bu yayılmanın rezervuar davranışını nasıl etkileyebileceğini anlamaktır. Bu simülasyonu, stres dağılımını analiz ederek çatlakların doğal çatlakları ile ve stres alanları ile etkileşimini öngörmeye yardımcı olur ve üretim stratejilerinin optimizasyonu için kritik bilgiler sağlamaktadır. Asit çatlak iletkenliği korelasyonu için çoğunlukla Nierode-Kruk korelasyonu kullanılmaktadır. Stimplan programı, asit işlemi sırasında yapılan analizleri daha iyi anlamak ve yorumlamak amacıyla çeşitli grafikler sunmaktadır. Kullanılan grafikler ise:

- Horner grafiği
- ISIP grafiği
- Zamanın kare-kök grafiği
- G-Function Grafiği

3.3. Asit Sızma Oranı

Asit çatlatma işleminde oluşan asit penetrasyonu, enjeksiyon hızı, reaksiyon hızı, asit-kayaç temas süresi, asit türü ve sızma hızı gibi faktörlere bağlıdır. Asitle çatlatmayı tasarlanırken en önemli konulardan biri, asit formasyona ne kadar hızlı sızacağını bilmektedir (Gomaa, 2009).

Aşağıdaki denklem kullanarak asit sızma oranı (C_1) çatlatma zonunda belirlenebilir (Gomaa,2009):

$$C_1 = 0.047 \left(\frac{\Delta p \phi k_f}{\mu} \right)^{0.5} \quad (3.1)$$

3.4. Nierode Kurk Korelasyonu

Nierode-Kruk korelasyonu, farklı numunelerin (1 inç çapında ve 2-3 inç uzunluğunda) düz hidroklorik asit (HCl) ile dağlayarak laboratuvar deneylere dayanan ampirik bir korelasyondur (Mou vd., 2010; Rodrigues vd., 2011). Bu, ilk ve hala en yaygın kullanılan asitle çatlatma iletkenliği korelasyonu olarak sayılmaktadır. Nierode-Kruk korelasyonu, ideal genişlik, kapanma stresi, kayaç gömülme dayanımı, asit çatlağında çözünen kayaç miktarı ve çeşitli asit sızma katkı maddelerinin performansı ile ilişkilendirmiştir; bunlar uzun kireçtaşı numunelerin üzerine uygulanmıştır ve asit hacmi veya asit temas süresi ile çatlak iletkenliği tahmin edilmektedir.

Kireçtaşlar için Nierode Kruk korelasyonu denklemleri (Gomaa, 2009):

$$wk_f = C_1 \exp[-C_2 S] \quad (3.2)$$

Kapanma basıncı sıfır'ı ken iletkenlik değeri,

$$C_1 = 0.165[DREC]^{0.8746}, \text{ DREC (Çözünmüş kayaç eşdeğer iletkenliği)} \quad (3.3)$$

Kapanma basıncı ile azalan iletkenlik değeri, RES (Kayaç Gömülme Dayanımı)

$$C_2 \times 10^3 = \quad (3.4)$$

$$\begin{cases} 26.567 - 2.634 \ln(RES), & 0 < RES < 20,000 \text{ psi} \\ 2.9795 - 0.202 \ln(RES), & 20,000 < RES < 500,000 \text{ psi} \end{cases}$$

Ek olarak, asit çatlatma sonradan ve oluşturulan çatlağın uzunluğunu belirlendikten sonra F_{cd} (birimsiz çatlak iletkenliği) değeri hesaplanabilmektedir. Bu değer, değişen geçirgenlik ve çatlak uzunluğu için bir çatlağın iletkenlik miktarını optimize etmenin bir yolunu sağlamaktadır.

Birimsiz çatlak iletkenlik denklemi (GDMC):

$$F_{cd} = \frac{k_f W}{k X_f} \quad (3.5)$$

Nierode Kruk korelasyonu, belirli varsayımlara dayanır ve gerçek dünya koşullarının karmaşıklığının tam olarak yansıtmayabilir özellikle, çatlakların yüzey pürüzlülüğü, mineralojik bileşim ve çatlak açıklığındaki heterojenlik gibi faktörler modelde tam olarak ele alınmamış olabilir ancak pratik bir korelasyon sayılmaktadır. StimPlan programda Nierode-Kruk korelasyonu kullanılarak test edilen numunelere ait veriler girilmiştir ve çeşitli kuyularda kullanılmıştır (GDMC).

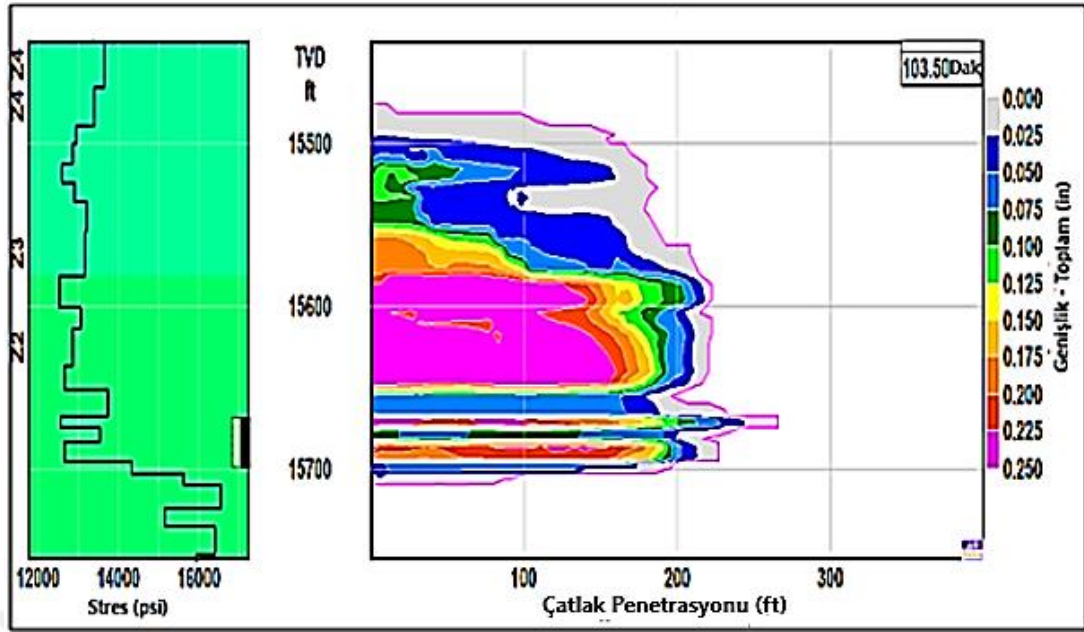
Varsayılan giriş olarak 0 kullanıldığında, Stimplan programı daha önce girilmiş numunelere ait verileri ve gömülme dayanımı, kayaç tipi ve gözenekliliğini dikkate alarak çatlatılmış bölgeye basılan asit, formasyonla nasıl etkileşime gireceğini modellenmek için kullanılmaktadır. Bu değer, asit derinleşmesi ve bunun çatlak iletkenliği üzerindeki etkisini tahmin etmek için Nierode Kruk korelasyonu önemli bir girdidir (Şekil 3.2). Kayaç gömülme dayanımı söz konusu olduğunda, yüksek gömülme dayanımı sahip kayaçlar daha az deforme olacağını ve çatlak iletkenliği daha yüksek kalacağını anlamına gelmektedir. Ancak düşük gömülme dayanımı (Embedment Strength) sahip kayaçlar ise daha fazla deforme uğrayacak ve bu durumun çatlak iletkenliği potansiyeli olarak

azaltabilmektedir. Şekil 3.2'ye göre, önceden girilmiş numunelerin verileri kullandığı için çatlak simülasyonu üretilmesinde, kayaç gömülme dayanımı (RES - Rock Embedment Strength) 40000 psi'lık olarak kullanılmıştır.

RA-X kuyusundaki asit çatlatma simülasyonu sırasında, GDMC şirketi önceden test edilmiş numunelerin giriş değerlerini varsayılan olarak kullanmaya karar verildiğine göre ve alınan raporlara dayanarak, test edilen numunelerin kayaç sıkışma dayanımı (Compression strength) mevcut değildi. Bu bilgi doğrultusunda, RA-X kuyusu için yapılan çatlak simülasyonunda sıkışma dayanımı sıfır olarak belirlenmiştir.

Stimplan programı, çatlak simülasyonu oluşturmak için minifrac test sonuçları ve kullanılan asit kimyasalları girdi olarakta kullanmaktadır. Minifrac test sonuçları ve kullanılan asit kimyasalları, oluşturulan çatlak genişliğini ve uzunluğunu belirlemede yardımcı olurken, Nierode kruk korelasyonu ise çatlak iletkenliği belirlemede ve ona göre akışın kapasitesini bilinmesinde önemli bir rol oynamaktadır. StimPlan programında çatlak simülasyonu yaparken, 2D, Pseudo 3D (P3D) ve 3D gibi modüller kullanmaktadır (GDMC).

RA-X kuyusu için, aşırı sıvı kaybı bölgeleri ve asit yerleşimi durumunda daha doğru ve ayrıntılı bir çatlak simülasyonu oluşturmak amacıyla 3D modülünü tercih edilmiştir. 2D ve P3D modülleri daha basit ve hızlı modeller sunsa da, Orta Marrat formasyonu gibi karmaşık rezervuarlar için gereken doğruluk sağlayamamaktadır. 3D modülü, çatlağın davranışını, asit sızması ve farklı formasyon özellikleriyle etkileşimini simülasyonu yaparken daha yüksek bir doğrulukla oluşturmasına olanak tanımıştır. Ayrıca, yazılım teknolojisindeki gelişmeler sayesinde 3D modülü hem uygulanması verimli hem de başarılı kuyu canlandırma için gerekli netliği sağlayacak şekilde kullanılmıştır. (Şekil 3.1).



Şekil 3.1 Raudhatain sahasında, RA-X kuyusunun stimplan programı kullanılarak oluşturulan çatlak simülasyonu

KW Caks – Use ☒ Nierode-Kruk ☐ U Texas Corr. ☐ Mou-Deng Corr.

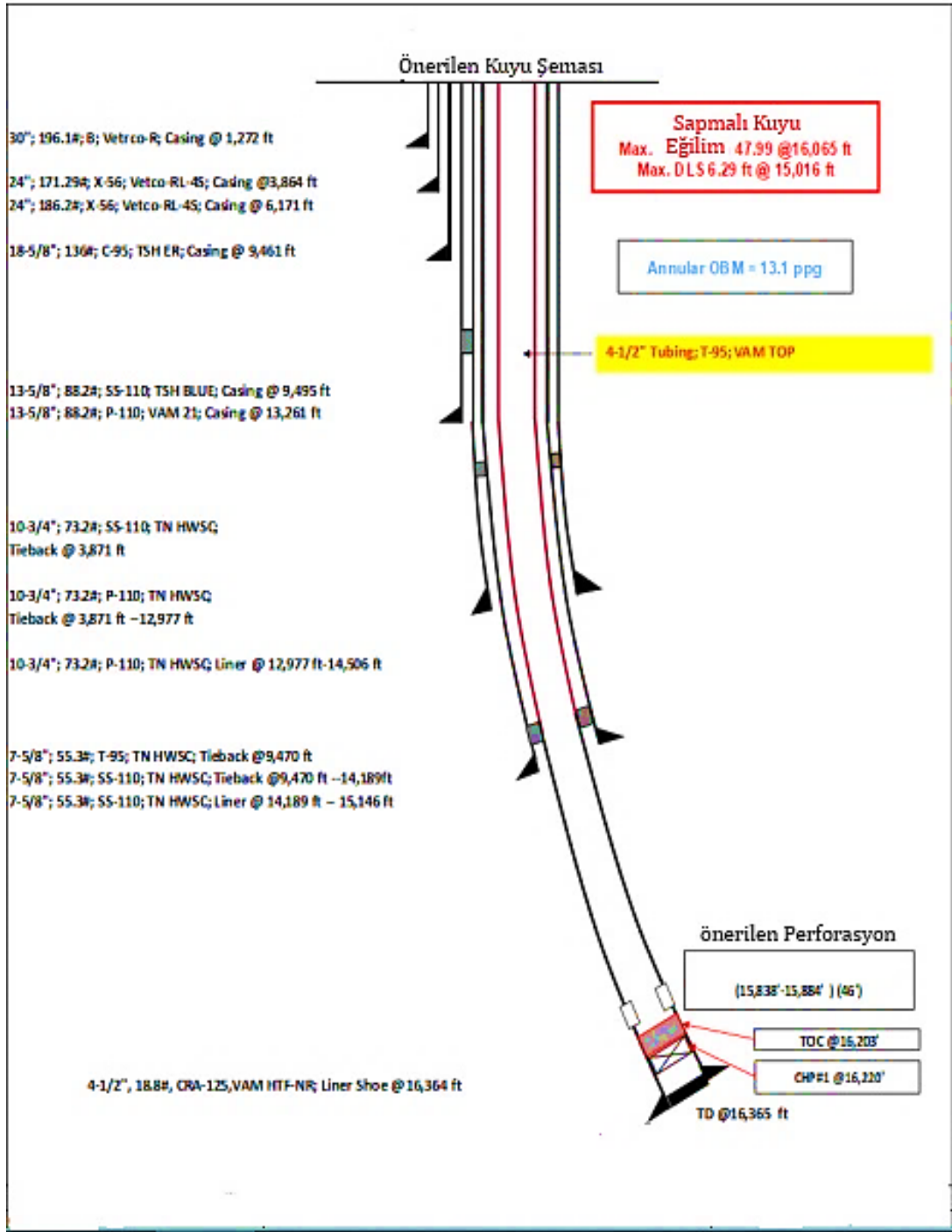
Vanogram Analysis

#	TVD Depth to Top of Zone (ft)	Type	Embedment			KfW-0 (md-ft)	Compression Strength (psi)	Dimensionless Permeability Variations			Acid Reaction Rate				Worm-holing
			Limestone (%)	Dolomite (%)	Porosity (fraction)			V-Correlation	H-Correlation	Standard Dev	k-0 X 10 ⁶	Act. Energy "E/R" (degK)	Reaction Order		
17	15613.8	Z2	0.00	0.00	0.09	40000.00	397.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
18	15636.8	Z2	97.00	3.00	0.17	40000.00	397.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
19	15651.0	Z2	97.00	3.00	0.01	40000.00	397.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
20	15667.8	Z2	97.00	3.00	0.09	40000.00	397.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
21	15674.6	Z2	97.00	3.00	0.03	40000.00	397.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
22	15683.5	Z2	47.00	53.00	0.15	40000.00	397.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
23	15695.2	Z2	100.00	0.00	0.02	40000.00	397.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
24	15702.6	Z1	100.00	0.00	0.01	40000.00	66.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
25	15709.6	Z1	100.00	0.00	0.00	40000.00	66.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
26	15724.2	Z1	100.00	0.00	0.01	40000.00	66.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
27	15735.1	Z1	100.00	0.00	0.00	40000.00	66.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00
28	15752.0	Z1	100.00	0.00	0.01	40000.00	66.00	0.00	0.00000	0.00000	0.00000	0.000000	0.0	0.00	0.00

DeleteAdd

Enter "0"s To Use Defaults

Şekil 3.2 RA-X kuyusu için stimplan programının girdi parametreleri, [Not: Depth to top of zone – zonun üst noktasına derinlik, Type – Tipi, Embedment strength – Gömülme Dayanımı, Acid reaction rate – Asit reaksiyon hızı, Porosity – Gözeneklilik, Limestone – Kireçtaşı, Dolomite – Dolomit, KfW-0 – iletkenlik değeri – Compression Strength – Kayaç Sıkışma Dayanımı veya Mukavemeti]



Şekil 3.3 RA-X kuyu şematığı, (GDMC Şirket raporlarından alınmıştır)

3.5. Asit Çatlatma Testleri

SRT (Step rate test – Adım Hız Testi) ve kalibrasyon testleri (MiniFrac), asitle çatlatma sırasında temel olarak uygulanan testlerden olup kritik işlemler olarak sayılmaktadır. Bu testlerin amacı, çatlatma süreci optimize edip verimli ve güvenli bir şekilde uygulandığını temin etmektir. SRT testi, asit çatlatma işlemi sırasında basıncın

hangi pompalama hızında arttığını belirlemek için yapılmaktadır. Bu, kayaç formasyonunun basınç sınırlarını anlamakta yardımcı olup oluşturulan çatlakların kontrolü bir şekilde ilerlediğini sağlamaktadır ve asit çatlatma işlemi tasarımına ilk adımı çizmektedir. Kalibrasyon testleri, asit çatlatma simülasyonunda kullanılan matematiksel modellerin doğrulanması ve ayarlanması için yapılmaktadır. Bu modeller, çatlakların davranışını öngörmek ve asit tasarımını optimize etmek için önemlidir.

3.5.1. SRT testi

Step Rate Testi, yüksek enjeksiyon basıncıyla çatlakları indüklediğinde çatlatma basıncı ve kuyu iyileştirmesinin verimliliği değerlendirmek için geleneksel olarak kullanılan bir yöntemdir. Çatlatma basıncı tahmin etmek için kuyudibi basıncı, SRT testinden elde edilen akış oranına karşı analiz ederek yapılmaktadır. Grafiğin üzerinde iki doğrusal kesişen eğilim görünmesi, çatlatma (oluşturulan indüklenen çatlak için) veya çatlakların açılma (önceden var olan çatlak için) basıncının hakkında bilgi vermektedir. SRT genellikle basınç düşmesiyle birlikte düşüş analiz veya kuyunun kapatılması ile takip edilir, bu durum çatlak kapanma basıncının tahmin edilmesi için yorumlanabilmektedir. SRT testinden sonra uygulanan testler mini frac/kalibrasyon test veya kapanma analizleri olarak ifade edilmektedir (Shchipanov vd., 2017) (Şekil 3.4).

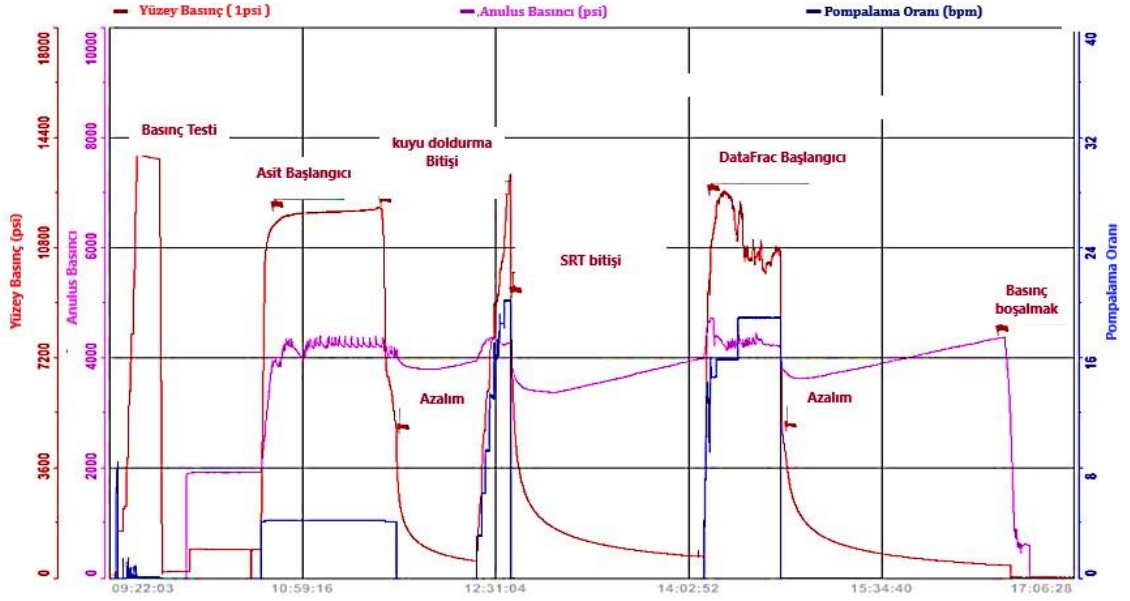
Genellikle SRT (Adım Hız Testi), işlenmiş suyun (asit veya KCl) belirli adımlarla aşamalı olarak pompalanmasıyla gerçekleştirilmektedir. Her adım arasında en az 2 dakikalık bir bekleme süresi bırakılır, son adım ise kapatma öncesinde en az 4 dakika boyunca devam edilmektedir. Adım sayısı, işlenmiş basınç eğrisinde genişleme basıncının altında beş adım ve genişleme basıncının üzerinde beş adım olacak şekilde düzenlenmektedir (Çizelge 3.2). Raudhatain sahasında RA-X kuyusunda gerçekleştirilen asit çatlatma operasyonunda, SRT testi sırasında kuyuyu doldurmak ve formasyonu çatlatmak amacıyla %2 KCl ile hazırlanmış ve düşük hızda pompalanmıştır. Yaklaşık olarak 220 varil işlenmiş su, düşük bir hızda pompalanmıştır. Pompalanan hacimler ve hız oranları, basınç tepkisine bağlı olarak ayarlanmıştır.

Formasyon çatlatılmadan önce, matris enjeksiyonunun oluşturulduğundan emin olmak amacıyla hız oranındaki artışın ilk adımlarda küçük olduğu, ancak çatlak oluştuğunda (8920 psi'de) hız artışıyla birlikte basınç artışının büyük ölçüde yavaşladığı gözlemlenmiştir. Bununla birlikte, SRT testi sonuçları, basınç ve hız oranının bir grafikte

eşleştirilmesini önererek, kesişim noktasının genişletme basıncı değerini işaret ettiğini göstermektedir (Şekil 3.5).

Çizelge 3.2 RA-X Kuyusunun SRT testi ve hız oranları, (GDMC Şirket raporlarından alınmıştır)

Adımlar	Adım Adı	Sıvı	Hız (bpm)	Hacim (bbl)	Toplam Hacim (bbl)
1	Kuyu Doldurma ve çatlatma analizi	%2 KCI	4	220	220
Kapatma ve Basınc düşüşü gözlenmek					
2	SRT 1	%2 KCI	2.77	6.1	6.1
3	SRT 2	%2 KCI	6.15	12.14	18.24
4	SRT 3	%2 KCI	9.23	17.74	35.98
5	SRT 4	%2 KCI	13.14	24.34	59.32
6	SRT 5	%2 KCI	16.17	30.76	90.08
7	SRT 6	%2 KCI	18.1	60.07	150.15
8	SRT 7	%2 KCI	18.88	58.5	210.65
9	Kapanma	-	0	0.25	210.9
Kapatma ve Basınc düşüşü gözlenmek					

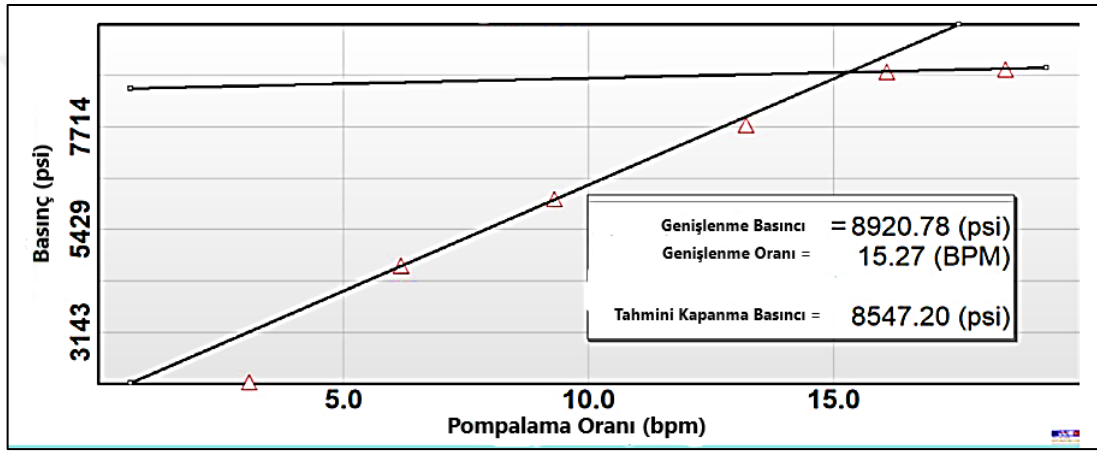


Şekil 3.4 RA-X kuyusunun SRT testinin asit tepkisi ve basınç düşüşü grafiği, (GDMC Şirket raporlarından alınmıştır)

GDMC şirketi raporların alına göre, SRT testinde enjeksiyon artışını sağlamak amacıyla, uygun viskoziteye ve düşük sıvı kaybı özelliklerine sahip %15'lik HCl asit başı (Acid Spearhead) olarak enjekte edilmiştir.

Çizelge 3.3 Asit başı aşaması, (GDMC)

İyileşme	Sıvı Tipi	Pompalama Oranı (BPM)	Hacim (gal)
Asit başı (Acid Spearhead)	15% HCl	4	2100
Deplasman	2% KCl	4	9240
Kapanma			



Şekil 3.5 StimPlan programı kullanarak oluşturulan RA-X kuyusunun basınç ve hız eşleşme grafiği

3.5.2. MiniFrac testi (kalibrasyon testi)

Mini-Frac veya kalibrasyon testi, belirlenen bir hızda pad akışkanının enjeksiyonu ile gerçekleştirilmektedir. Testi sırasında bir çatlak oluşturulur ve istenilen formasyonun boyunca belirli mesafeye kadar ilerlemesini sağlamaktadır. Minifrac testinde enjekte edilen pad akışkanı, belirlenen formasyonla reaksiyona girmeden, kayaç oluşumunda bir çatlak oluşturmak amacıyla asitten önce kuyuya enjekte edilmektedir. Bu tip pad akışkanlar genellikle su, tuzlu veya jeller gibi reaktif olmayan akışkanlardan oluşur ve viskozitelerini artırmak için polimerler yada çapraz bağlayıcılar kullanılmaktadır.

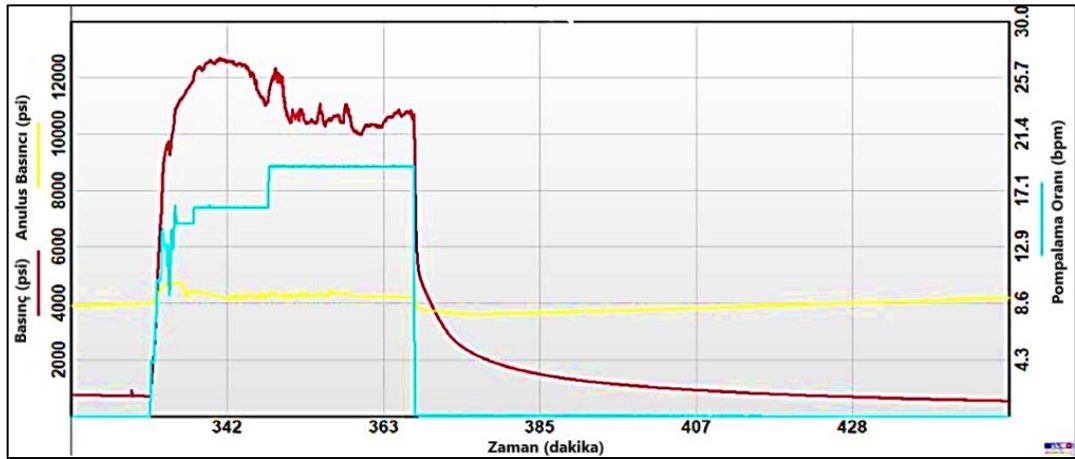
Enjeksiyon tamamlandıktan sonra kuyu kapatılır ve basınç analizi için basınç düşüşü verileri kaydedilir. Mini-Frac (Veri Frac) testi, çatlatma geometrisinin doğrulanması, kapanma basıncının tespiti ve sıvı kaybı katsayısının tahmini amacıyla önerilmektedir. RA-X kuyusunda gerçekleştirilen Kalibrasyon Enjeksiyon Testi sırasında

30# lineer jel ve 30# Çapraz Bağlayıcı jel kullanılmıştır (Şekil 3.6., Çizelge 3.4). Toplamda 112 varil lineer jel pompalanmıştır, ardından 17.5 bpm'e kadar 30# Crosslinker jele değiştirilmiştir.

GDMC raporların alına göre, MiniFrac testi sırasında %17'lik bir akışkan verimliliği kaydedilmiştir, bu değer nispeten düşük kabul edilmektedir (Çizelge 3.5). Akışkan verimliliği, çatlağın kapanma anında çatlakta kalan toplam enjekte edilen akışkanın yüzdesini ifade etmektedir. Asit çatlatma işlemlerinde, akışkan verimliliği genellikle formasyon özellikleri, çatlak tasarımı ve kullanılan asit türüne bağlı olarak değişmektedir.

Çizelge 3.4 MiniFrac testindeki sıvı tipi ve pompalama oranı özellikleri, (GDMC Şirket raporlarından alınmıştır)

	Sıvı tipi	Pompalama oranı (BPM)	Hacim (Gal)
PrePAD	30# Lineer Jel	10.7	4704
PAD	30# XL Jel, (Çapraz Bağlayıcı)	17.5	12516
Yıkama	30# Lineer Jel	18	8778
Kapanma	-	-	-



Şekil 3.6 RA-X kuyusunun MiniFrac test grafiği, (GDMC Şirket raporlarından alınmıştır)

Belirlenen çatlak kapanma basıncı, formasyonda hidrolik olarak açılan çatlağın pompalama durdurulduktan sonra kapandığı akışkan basıncı olarak tanımlanmaktadır. Bu basınç genellikle çatlak yüzeyine dik olarak etki eden minimum yatay stresi (S_{hmin}) temsil

etmektedir. Klasik çatlak kapanma basıncı yorumlama yöntemleri, kapatma basıncının ve basınç türevidinin zamanın kareköküne karşı grafiklendiği Middlebrook vd (1997) tarafından açıklanmıştır. Halbuki bilinen en etkin çatlak kapanma basıncı yorumlama yöntemi G-fonksiyon analizidir. Bu yöntem, başlangıçta Nolte (1988) tarafından sunulmuştur ve Castillo (1987) ile Barree ve Mukherjee (1996) tarafından G-fonksiyon türev analizini içerecek şekilde genişletilmiştir (Craig vd., 2017).

G-fonksiyon türevsel analizi, kuyudibi basıncı – G-fonksiyonu, dpw/dG türevi – G-fonksiyonu ve $Gdpw/dG$ türevi – G-fonksiyonu olan üç eğrinden oluşan kartezyen bir grafik üzerinde yapılmaktadır. G-fonksiyon türevsel analizi, hidrolik çatlak kapanmasını belirlemek için kullanılabilir, ek olarak basınca bağımlı sızma, çatlak yüksekliği, değişken depolama ve çatlak genişleme tepesi gibi birkaç ideal olmayan sızma tiplerini belirlemede klasik olarak kullanılmıştır (Craig vd., 2017).

G-Fonksiyonu denklemi (Craig vd., 2017):

$$G(\Delta t_D, \alpha_N) = \frac{4}{\pi} [g(\Delta t_D, \alpha_N) - g_0(\alpha_N)] \quad (3.6)$$

Akışkan sızma modelini dikkate alarak, aşağıdaki iki durum uygulanabilir (Perez vd., 2019).

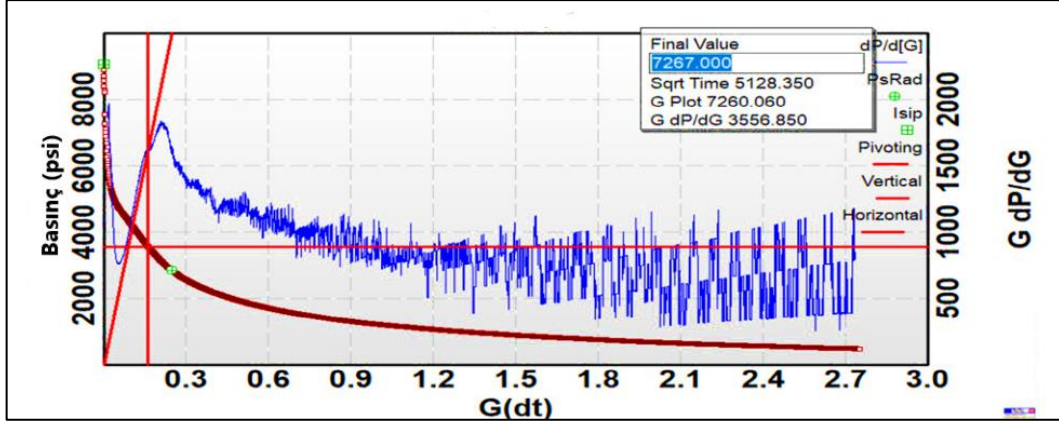
Çatlaktan normal sızma (yüksek sıvı etkinliği), G-Fonksiyon denklemi:

$$g_{\Delta t_D} = \frac{3}{4} \left\{ ((1 + \Delta t_D))^{1.5} - \Delta t_D^{1.5} \right\}; \text{ iken } \alpha = 1, g_0 = \frac{3}{4} \quad (3.7)$$

Çatlaktan yüksek sızma (düşük sıvı etkinliği) G-Fonksiyon denklemi:

$$g_{\Delta t_D} = (1 + \Delta t_D) \sin^{-1} \{ (1 + \Delta t_D)^{0.5} \} + \Delta t_D^{0.5}; \text{ iken } \alpha = 0.5, g_0 = \frac{\pi}{2} \quad (3.8)$$

G-dP/dG analizine göre, yüzey basıncındaki eğriliğindeki değişimi, çatlakların kapanma basıncını göstermektedir. GDMC MiniFrac raporlarına dayanarak ve StimPlan programı kullanarak MiniFrac testi için bu tez kapsamında G-Fonksiyonu grafiği oluşturulmuş ve kapanma basıncı, yalnızca kapanma süresi dikkate alarak G-fonksiyonu grafiğinde 7262 psi olarak belirlenmiştir (Şekil 3.7). Kalibrasyon veri toplama için çeşitli yönergeler ve öneriler Porcu vd., (2014) tarafından tartışılmıştır. Kapanma basıncından sonra izlenen lineer akış rejimi, çatlak ilerlediğine işaret etmektedir. Pseudo radyal akış rejimi ise matris-çatlak bölgesinde izlenmektedir, geç zaman bölgesi ise, rezervuarın dış sınırları ulaştığında meydana gelmektedir (Porcu vd., 2014).



Şekil 3.7 StimPlan programı kullanarak oluşturulan RA-X kuyusunun MiniFrac testini G-Function grafiği, [Not: Pivoting – Dönen eğri, Vertical – Dik, Horizontal – Yatay]

Çizelge 3.5 MiniFrac test sonuçları

Liner sıvı tipi ve hacmi	30# Liner Jel, 321	bbl
Çapraz bağlı sıvı tip ve hacmi	30# Çaprazbağlı Jel, 298	bbl
Oran	18	bbl/min
ISIP yüzey	9044	psi
ISIP kuyudibi	10.635	psi
Kapanma basıncı (kuyudibi)	7267	psi
Akışkan Verimlilik	17	%
Çatlatma gradyanı	0,89	psi/ft
Sızma katsayısı	5×10^{-3}	ft/min

3.6. Asit Kimyasalların Tasarımı

Genellikle, karbonat kayaçları, kumtaşlarına kıyasla daha fazla doğal çatlak içermektedir. Asit, sürekli olarak çatlak yüzeylerini aşındırarak gözenekleri genişletir, solucan delikleri (wormholes) oluşturur ve çatlak yüzeyine dik bir geçiş yolu sağlayarak yeni bir filtrasyon alanı meydana getirir. Bu solucan delikleri oluştuğunda, asidin büyük bir miktarı filtrasyon kanalı boyunca sızarak iletken alanı kısıltacaktır (Nianyin vd., 2015). Bu nedenlerle ve hesaplanan jeomekanik parametrelerle birlikte, farklı akışkan türlerinin sızdırma özelliklerini ve pompalama hızlarını değiştirerek RA-X kuyu için çeşitli tasarımları değerlendirilmiştir.

Asit tasarımında kullanılan akışkanın viskozitesi ve sızdırma katsayısı, çatlağın yüksekliği üzerinde önemli bir rol oynayabilmektedir. GDMC raporlarına göre, aşağıdaki tasarım, yeterli çatlak uzunluğu sağladığı ve aynı zamanda pau zonları (pay zone) içinde sınırlı kaldığı için Orta Marrat formasyonu için en uygun aday olarak seçilmiştir (Çizelge 3.6).

Kullanılan kimyasalların önemini aşağıda sıralanmaktadır:

- **Mütüel çözücü,** Düşük basınçlı rezervuarlarda su veya emülsiyon bloklarını iyileştirmek için asit ön-yıkamada ve son yıkamada kullanıp formasyonun su ıslatımlılık özelliğini artırmaktadır.
- **Jellenmiş asit sistemleri,** Bu sistem, 350°F'ye kadar kuyudibi sıcaklıklarına sahip kuyular için bir asitleme sıvısıdır. Bu sistem, viskozitenin matris kayası içinde oluşturulmasını sağlayarak yüzeyden (örneğin, güç) asit sıvısının pompalanması sırasında sürtünme basınçlarını ve canlı asit elde etmek için yüksek maliyeti minimize etmek amacıyla tasarlanmıştır. Bu sistem, asit pH değeri 2,5 ile 3'e ulaştığında meydana gelmez ve ardından pH değeri 5'ten büyük olduğunda çözünür.

Bu tip asit sistemlerinin birçok avantajları vardır:

- Sıvının formasyona sızdırmasını azaltmak, Sıvı dağılmadan önce formasyona derin penetrasyonu sağlamak ve Polimer jellenme maddeleri iyi sürtünme azalışı sergilenmektedir
- **VES ertelenmiş asit,** 400°F'ye kadar olan karbonat rezervuar asitlenmesi için viskoelastik yüzey aktif madde ve yüksek sıcaklık tablet olarak kullanıp yüksek sıcaklıkta viskoz tamamlama tabletleri sağlamaktadır. Viskozite yüzeyde oluşturulabilir, ancak asitleme sistemleri için viskozite kuyu içinde oluşturulacak ve hidrokarbonlarla temas ettiğinde çözünecektir.
- **Çaprazbağlı asit sistemleri,** bu sistemler sıcaklıkla aktive edilen, zirkonyum ve borat çapraz bağlı su bazlı sıvıların karışımıdır ve bunlar karboksimetilhidroksipropil guar (CMHPG) içermektedir. Çatlatma akışkanlarının bir parçası olarak, çatlatma sıvıları kuyuya taşımak için gerekli elastik ve viskoz özellikleri oluşturmak için polimerler, çapraz bağlayıcılar ve diğer kimyasallar çözeltiliye eklenmektedir. RA-X kuyusunda, yaygın olarak kullanılan negatif yüklü polisakkarit bazlı karboksimetil hidroksipropil guar (CMHPG) biyopolimeri kullanılmaktadır. CMHPG, guarı hem propilen oksit hem de klorasetik asit ile işlenerek üretilmektedir.

Guar, CMHPG'ye derive edilemesiyle birlikte asit sıvısının safzıslığını azaltmak, pH toleransını artırmak ve sıcaklık stabilitesini iyileştirmesini sağlamaktadır. Bu özellikler, CMHPG'nin çeşitli formasyonlarda çatlatma akışkanları için

mükemmel bir polimer olarak çalışma imkanları vermektedir (Almubarak vd., 2020).

- **Çatlak kapanma asitleme (CFA)**, çatlatma sonrası kuyudibine yakın olan bölgenin iletkenliğini artırmak amacıyla %15 düz asit kullanılmaktadır. Pompalanan asit hacmi, çatlağın genişleme oranı ve basıncının altına pompalanacaktır.

Asit tasarımı, GDMC tarafından Orta Marrat formasyonundaki geçmiş deneyimlere dayanarak yapılmıştır. Bu tasarım, özellikle Orta Marrat gibi karmaşık ve heterojen rezervuarların asitleme operasyonlarında başarılı sonuçlar elde etmek amacıyla geliştirilmiştir. GDMC, daha önceki kuyularda elde edilen sonuçlara göre asit akışkanının özelliklerini ve kullanılacak katkı maddelerini optimize ederek, asitin çatlaklara etkin bir şekilde nüfuz etmesini ve rezervuar kayacı ile doğru etkileşime girmesini sağlamayı hedeflemiştir. Bu yaklaşımla, rezervuarın iletkenliğini artırmak, uzun vadeli üretim performansını yükseltmek ve operasyon verimliliğini maksimize etmek amaçlanmıştır.

Çizelge 3.6 GDMC tarafından asit tasarımında kullanılan kimyasalları

Aşama	Aşama tipi	Sıvı hacimi (gal)	Sıvı hacimi (bbl)	Oran (bpm)	Sıvı tipi
1	Asitön-yıkama	7560	180	13	Mutual Solvent (ortak çözücü)
2	PAD1	14112	336	19	30# Çapraz Bağlayıcı Jel
3	Asit Jeli (2%)	8694	207	19	15% HCL
4	VES Yönlendirici Asit	5124	122	19	7.5% VES, 15% HCL
5	PAD2	13860	330	22	30# Çapraz Bağlayıcı Jel
6	Asit Jeli	8526	203	32	15% HCL
7	VES Yönlendirici	4872	116	32	7.5% VES, 15% HCL
8	PAD3	13440	320	32	30# Çapraz Bağlayıcı Jel
9	Asit Jeli	8568	204	34	15% HCL
10	VES Yönlendirici	5124	122	34	7.5% VES, 15% HCL
11	PAD4	13482	321	34	30# Çapraz Bağlayıcı Jel
12	Asit Jeli	4998	119	34	15% HCL
13	Sonraki Yıkama	6636	158	25	Mutual Solvent (ortak çözücü)
14	CFA	4494	107	6	15% HCL
15	Over Flush1 (Ek yıkama)	4242	101	7	Dizel
Kapanma ve kapanma basıncı altında basınç azalışı gözlemlenmek					
16	Over Flush2 (Ek yıkama)	5460	130	2	Dizel

4. ARAŞTIRMA BULGULARI VE TARTIŞMALAR

4.1. Çatlak Simülasyonu Analizi

Bu bölüm, Raudhatain sahasındaki RA-X kuyusu için StimPlan programından elde edilen simülasyon sonuçlarını ve grafiklerini incelemektedir. Bu simülasyonu, Minifrac test verileri (Çizelge 3.5) ve kullanılmış olan asit kimyasallara (Çizelge 3.6) dayanmaktadır. Çatlak simülasyon sonuçlarına göre, 266 ft çatlak yarı uzunluğu (Fracture half length), 234,1 yükseklik ve 0,24 in çatlak genişliği göstermektedir (Şekil 3.1, Çizelge 4.1). Çatlak simülasyonunda, akışkan viskozitesi ve sızma katsayısı, çatlak yüksekliğinde önemli bir rol oynayabilmektedir. Çatlatma işlemi sırasında kullanılan akışkanın viskozitesi, çatlak içinde taşıdığı asidin dağılımını ve çatlak genişliğini etkilenmektedir. Toplam 1307 bbl çapraz bağlı asit sistemleri kullanarak gereken viskozite oluşturulmuştur ve çatlak boyunca daha geniş ve homojen bir dağılım sağlayıp çatlak yüksekliğinin artmasına katkıda bulunmuştur.

Asit çatlatma akışkanın viskozitesi, çatlak uzunluğu ve genişliği üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. Alansari (2021)'in Orta Marrat formasyonundaki çalışmasına göre, viskozite, sıcaklık ve kayma hızı değerlerine bağlı olarak yaklaşık 272 – 105 cP arasında değişmektedir. Kuyudibi koşullarında sıcaklık yüksek olduğunda, kayma hızı düşük olma eğilimindedir ve bu durum viskozitenin artmasına neden olabilir, böylece asidin formasyona daha derin nüfuz etmesini sağlamaktadır. Yüksek viskoziteye sahip akışkanlar daha geniş çatlaklar oluşturur, bu da çatlatma sürecinde kapanmaya karşı daha fazla direnç göstermelerini sağlamaktadır. Diğer yandan, çatlatma akışkanın viskozitesi çok düşük olduğunda, asit çatlaklara etkin bir şekilde taşınamayabilir ve bu durum çatlağın etkili uzunluğunu sınırlayabilmektedir. Bu yüzden, asit çatlatma operasyonlarında viskozitenin dikkatli bir şekilde ayarlanması, hem çatlak genişliği hem de asit dağılımı açısından kritik öneme sahiptir.

Çizelge 4.1 RA-X Kuyusunun simülasyon sonuçları

Hidrolik uzunluğu	270 ft
Asit ile dağılmış çatlak yarı uzunluğu	266 ft
Maksimum yüzey basıncı	11122 psi
Ortalama asit ile dağılmış genişliği	0,24 in
Maksimum çatlak yüksekliği	243,1 ft
Pompalama sonundan ortalama genişliği	0,32 in
Perfore Aralığı	15496 – 15700 ft

4.2. Stres Profili Analizi

Şekil 3.1 ve Şekil 4.1’de görülen stres (gerilim) profili, yapılan mikro çatlak stres profilini temsil etmektedir. Bu test, minimum yatay stresin (S_{hmin}) doğru bir şekilde belirlenmesini sağlamaktadır. Mikro çatlak stres profili testi, kayaç formasyonundaki stres dağılımını detaylı bir şekilde anlamaya yardımcı olur ve bu bilgiler, daha etkili bir çatlatma tasarımı için kritik öneme sahiptir. Test, çatlakların yayılma ve etkileşim biçimlerini öngörerek, rezervuar yönetimini optimize etmektedir, ek olarak oluşabilecek formasyon zararlarını azaltır ve genel olarak iyi performanslı kuyu operasyonları sağlamaktadır. 15700 ft altında 16000 psi kadar varan yüksek stres değerleri görülmektedir. Bu yüksek değer asitten sızan miktarı azaltabilir ve bazen istenilmeyen çatlak yayılmalarına yol açabilmektedir.

Çatlak boyunca azalan akışkan hızı, aynı yönde asit konsantrasyonunun azalmasına neden olmaktadır. Ek olarak, formasyona ve çatlak duvarlarına sızan asit, çatlak genişliği boyunca asit konsantrasyonunu azaltabilir (Şekil 3.1).

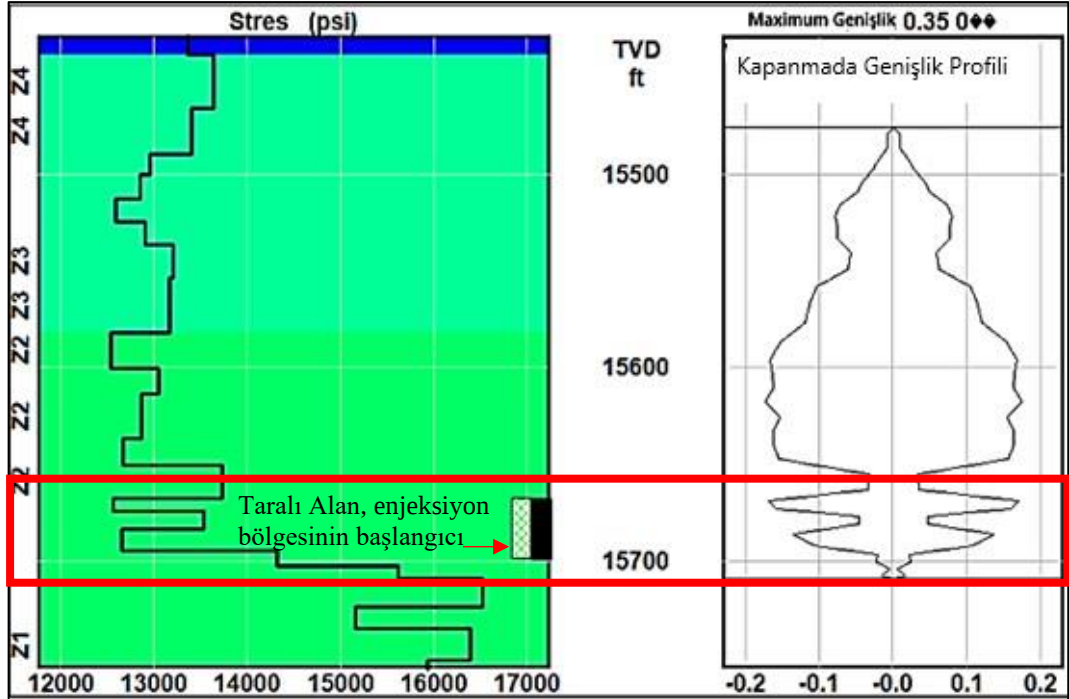
4.2.1. Çatlak genişliği analizi

Şekil 3.1’den, çatlak genişlik simülasyonu StimPlan programı kullanarak oluşturulmuştur. Şekil 4.1, Orta Marrat formasyonu için kapama koşullarındaki stres profili ve buna karşılık gelen çatlak genişliği profilini göstermektedir. Şekil 4.1’in sol bölümü, formasyon boyunca minimum yatay stres (psi cinsinden ölçülmüş) gerçek dikey derinlik (TVD) ile karşılaştırmalı olarak göstermektedir. Bu stres profili, çatlakların farklı katmanlar (Z1, Z2, Z3, Z4) arasında nasıl yayılacağını anlamak için kritik öneme sahiptir.

- **Katmanlı Stres Dağılımı:** Stres profili, formasyonun boyunca farklı katmanlar arasında değişen stres seviyeleri bulunduğunu göstermektedir. Daha düşük stres bölgeleri, çatlak yayılımına izin verirken, daha yüksek stres bölgeleri dikey büyümeye engel olabilmektedir.
- **Hedef Bölge:** Yaklaşık 15700 ft (TVD) derinliğindeki taralı alan (Şekil 4.1, kırmızı dikdörtgen içerisinde bulunan alan), Stimplan programında hidrolik çatlakların başlatıldığı bölgeyi işaret etmektedir. Çatlak, muhtemelen rezervuarın ana üretken bölgesine karşılık gelen nispeten düşük stres bölgesinde başlatılmıştır.

Şekil 4.1'in sağ bölümünde ise, çatlama işlemi sırasında elde edilen maksimum genişliği vurgulayarak kapanma koşullarındaki çatlak genişliği profilini göstermektedir.

- **Çatlak Geometrisi:** Çatlak genişliği profilinin şekli simetriktir ve bu da çatlağın kuyu deliğinden eşit bir şekilde yayıldığını göstermektedir. Çatlağın maksimum genişliği yaklaşık 0,35 inç olup, uygulanan hidrolik basınç nedeniyle çatlağın açılma derecesini belirtmektedir.
- **Çatlak Karmaşıklığı:** Profil, çatlağın yüksekliği boyunca genişlikteki değişiklikleri göstermektedir; bu durum, heterojen stres dağılımının ve farklı katmanlar arasındaki kayaç mekanik özelliklerinin olası varyasyonlarının etkisini yansıtmaktadır. Çatlağın daha dar kesitleri daha yüksek stres bölgelerine, daha geniş kesitleri ise kayaçların daha kolay deforme olduğu daha düşük stres bölgelerine karşılık gelmektedir.
- **Kapanma Koşulları:** Kapanma koşullarındaki çatlak genişliği, pompalama durduğunda çatlağın açık kalma yeteneğini yansıttığı için kritik bir parametredir. Kapanma anındaki genişlik profili, çatlak iletkenliğini belirlemek için önemlidir ve bu durum kuyunun genel üretkenliğini doğrudan etkilemektedir. Kapanma sırasında daha geniş bir çatlak, daha iyi asit dağılımı ve daha yüksek iletkenlik anlamına gelir ki bu, hidrokarbon akışını artırmak için istenen bir sonuçtur.



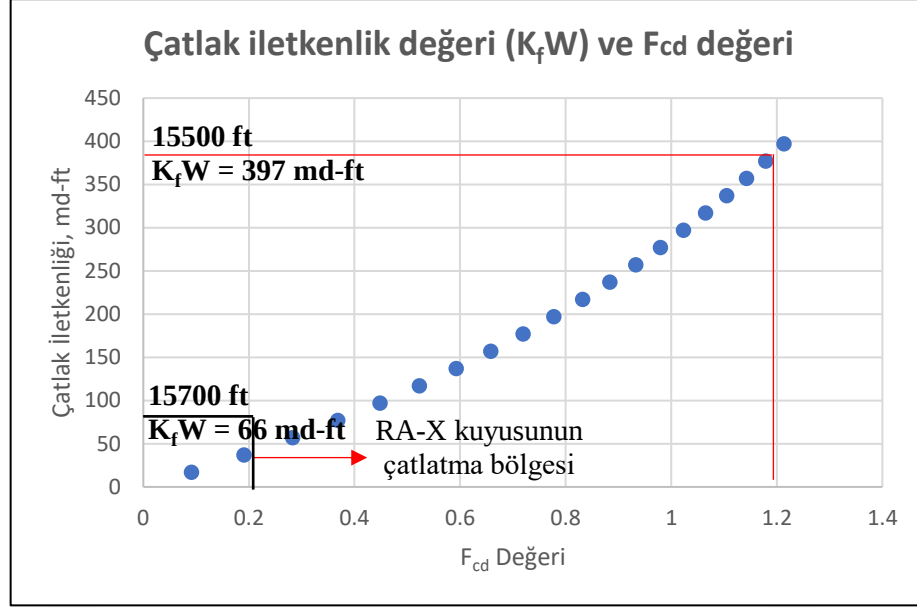
Şekil 4.1 StimPlan programı kullanarak oluşturulan RA-X kuyusunun çatlak genişlik profili

4.3. İletkenlik Analizi

Şekil 3.2’de $K_f W_{-0}$ sütunu iletkenlik değerleri göstermektedir, Stimplan programı Nierode kruk korelasyonu kullandığı için 15613 – 15752 ft derinlikleri arasında iletkenliği hesaplanmıştır. RA-X kuyusunun iletkenlik değerleri (Şekil 3.2, $K_f W_{-0}$ değeri), 397.0 – 66.0 md-ft arasında değişip yüksek veya uygun olarak sayılıp iyi bir akış sağlayabilmektedir. Ancak, bu değerler azalan asit konsantrasyonu ile değişebilmektedir.

Bölüm 3’teki birimsiz çatlak iletkenlik denklemi kullanılarak, RA-X kuyusunun iletkenlik değerleri için birimsiz çatlak iletkenliği hesaplanabilmektedir. Eğer F_{cd} değeri $< 0,5$ ’ten daha düşükse çatlak iletkenliği sınırlı kalacak ve kullanılan asit miktarını gelecek kuyular için artırılması gerekmektedir, eğer F_{cd} değeri > 20 ’den daha büyükse oluşturulan çatlak bir sonsuz çatlak iletkenliği olarak davranacak ve uzunluğu sınırlı olacaktır (GDMC). 15752 ft’lerde iletkenlik değeri 397 md-ft’tir bu değer Denklem 3.3’e ekleyerek, çatlak yarı uzunluğu (266 ft) ile birlikte F_{cd} değeri 1,21 olacaktır. 66 değeri kullanırsa eğer, F_{cd} değeri 0,20 olacaktır.

Şekil 4.2, Orta Marrat formasyonunda çatlak iletkenliği ($K_f W$) ve boyutsuz çatlak iletkenliği (F_{cd}) arasında net bir ilişki göstermektedir. 15500 ft derinliğindeki üst zon (kırmızı çizgileri ile gösterilen alanlar), daha iyi asit dağılması ve daha az sıvı kaybı nedeniyle önemli ölçüde daha yüksek iletkenlik göstermektedir. Buna karşılık, RA-X kuyusundaki 15700 ft derinliğindeki çatlatma bölgesi çok daha düşük iletkenlik sergilemektedir, bu da asit yerleşiminde verimsizlikler veya aşırı sıvı kaybına işaret etmektedir. Çatlak performansındaki bu fark, gelecekteki operasyonlarda hedeflenen aralık boyunca eşit bir stimülasyon sağlamak için daha hedeflenmiş asit yerleşimi veya daha yüksek enjeksiyon hızlarına ihtiyaç duyulacağını vurgulamaktadır.

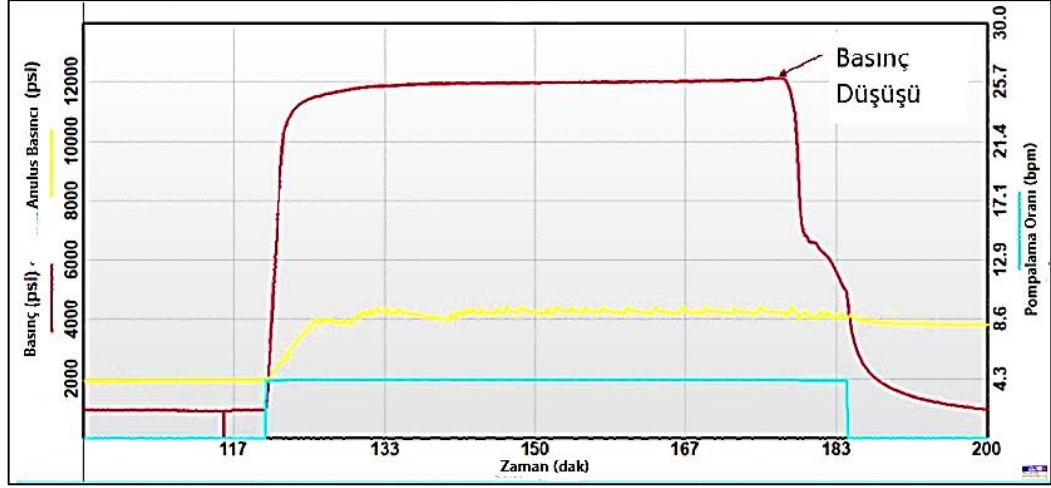


Şekil 4.2 Çatlak iletkenlik değeri ve F_{cd} değeri arasındaki ilişkiyi temsil eden grafik, [Not: $K_f W=0$ değeri = K_f (Çatlak geçirgenliği) X W (Çatlak genişliği)]

Kuyu verimliliği için optimum değer, yaklaşık F_{cd} (Birimsiz çatlak iletkenliği) =2 değerinde gerçekleşmektedir. RA-X kuyusu için hesaplanan F_{cd} değeri 2'ye ulaşmamasına rağmen çatlak boyunca istenilen iletkenliği ve yarı uzunluğu (66 md-ft – 266 ft) sağlanmıştır. RA-X kuyusu için daha kısa bir çatlak uzunluğu tercih edilmelidir. Bu yaklaşım, daha etkili bir çatlak ağı oluşturulmasına odaklanarak daha iyi iletkenlik sağlar ve yüksek akış oranlarını korumaktadır. Ayrıca, Orta Marrat gibi sıkı formasyonlarda, çatlak yayılma kontrolü, hedef bölgenin dışındaki istenmeyen alanlara aşırı çatlak büyümesini önlemek için kritik öneme sahiptir. Çatlak uzunluğunu optimize ederek, çatlak-rezervuar bağlantısı ve üretim verimliliğini artıran bir denge sağlayabilmektedir.

4.4. SRT Test Analizi

SRT testi sırasında düşük enjektivite değerleri kaydedilmiştir ve genleşme oranına ulaşılmadan önce izin verilen maksimum operasyon anülüs basıncı (MOAP) seviyesine ulaşılmıştır. Bu sonuçlar doğrultusunda enjektiviteyi artırmak amacıyla %15 HCl çözeltisinden 50 varil asit enjekte edilmiştir. Bu işlem, 4 bpm (varil/dk)'de 7095 psi basınç düşüşüne yol açmıştır.



Şekil 4.3 RA-X kuyusunun asit reaksiyonu nedeni ile gözlenen basınç düşüşü, (GDMC Şirket raporlarından alınmıştır)

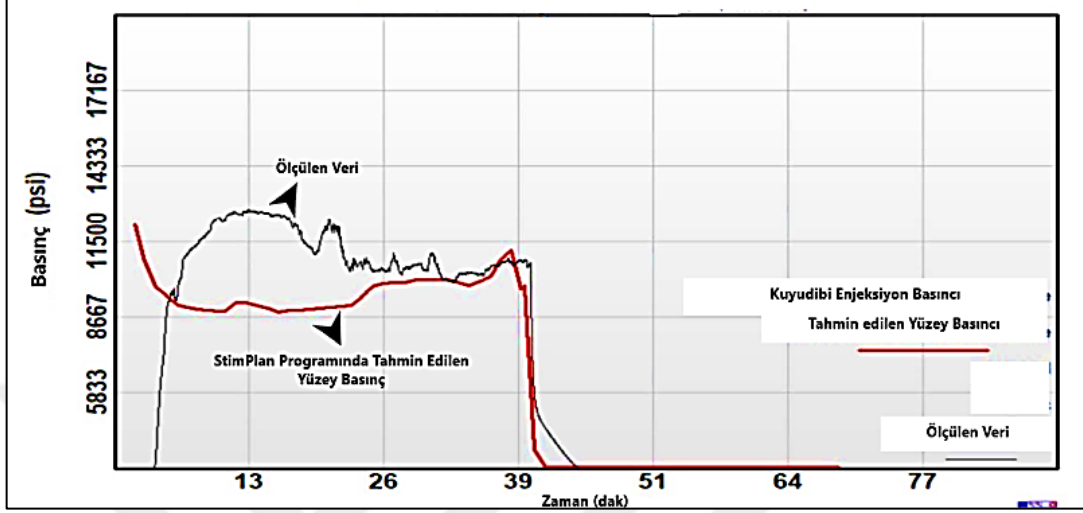
SRT testi sırasında, boru içi sürtünme ve kuyudibi yakınındaki çatlak kıvrımlılığı (tortuosity) gibi çeşitli faktörlerden etkilenebilir. Gözlemlenen çatlak kıvrımlılığı; çimento ile kayaç arasında mikro bir anülüs içerisinde geçen kıvrımlı akış yolu, çatlaklarla bağlantılı sınırlı sayıda perforasyon ve çatlakların kuyudibi boyunca ilerledikçe yeniden oryantasyonu gibi kuyudibi yakınındaki çeşitli kısıtlamalardan kaynaklanan ek basınç işaret etmektedir. Bu nedenle, SRT testinde tahmin edilen 8920 psi genişleme basıncı, sürtünme ve kıvrımlılık etkilerini de içermektedir.

4.5. MiniFrac Test Analizi

MiniFrac testin basınç eşleşme kalibrasyonu Stimplan programında işlenmiştir. Bunun temel amacı ise, simülasyonun basınç tepkisinin saha verileriyle yakından uyuşmasını sağlayacak şekilde model parametrelerini geliştirmektedir. Bu kalibrasyon süreci, çatlak uzunluğu, genişliği ve yüksekliği gibi çatlak özelliklerinin yanı sıra formasyonun akışkan sızdırma karakteristiklerini de doğru bir şekilde belirlemeye yardımcı olmaktadır. akışkan viskozitesi, çatlak dayanımı ve formasyon geçirgenliği gibi parametrelerin ayarlanmasıyla, basınç eşleme kalibrasyonu, çatlakın mevcut koşullar altındaki davranışını gerçekçi bir şekilde temsil eden bir simülasyon sağlamaktadır. Bu da, çatlak yayılımının daha güvenilir bir şekilde tahmin edilmesine ve asit tasarımlarının optimize edilmesine olanak tanımaktadır.

Stres profili ve akışkan özelliklerinin/sürtünmelerin kalibrasyonunu sağlamak amacıyla minifrac kalibrasyon testi'nde basınç eşleştirmesi yapılmıştır. Aşağıdaki grafik

(Şekil 4.4), 0,89 psi/ft çatlatma gradyanına (FG) karşılık gelen 7267 psi'lik ilk kapanma basıncı kullanılarak (Çizelge 3.5 MiniFrac test sonuçları) elde edilen basınç eşleşmesini göstermektedir.



Şekil 4.4 RA-X kuyusu için minifrac testin basınç eşleşmesi

Basınç eşleştirmesinde akışkan verimliliğini eşleştirmek amacıyla kapanma basıncı $P_c=7267$ psi olarak kullanıp, 5×10^{-3} ft/sqrt(dk) akışkan sızdırma katsayısı ve ISIP değerlerini ile eşleştirildiğinde istenilen sonuçlar vermektedir ve aşağıdaki sonuçlara varılmıştır:

- Asit başı - %15 HCl - yüzey basıncını 7095 psi'ye kadar düşürülmüştür.
- Kalibrasyon enjeksiyonu azalım analizi, bir fisür (Fissure) işaretini gösteriyor (Şekil 3.7). 6000 psi civarında iki kırmızı çizginin kesişmesinden önceki yükselme, pompalanan asidin sızıntı yapabileceği bir fisürü işaret etmektedir.
- Yüzeydeki kapanma basıncı (P_c) = 7267 psi, Çatlatma Gradyanı (FG) = 0,89 psi/ft, akışkan verimliliği %17 ve akışkan sızdırma katsayısı 5×10^{-3} ft/sqrt(dk) olarak bulunmuştur.
- Basınç eşleştirmesi, minifrac'taki ISIP ve akışkan sürtünmesini eşleştirerek gerçekleştirilmiştir.

4.5.1. Akışkan verimliliği ve net basıncı analizi

MiniFrac testi sırasında kaydedilen %17 akışkan verimliliği oldukça düşük sayılmaktadır ve enjekte edilen akışkanın önemli bir kısmının çatlakta kalmak yerine

formasyona sızdığını göstermektedir. Bu durum, formasyonun doğal çatlaklarından veya çatlatma akışkanının yeterli viskoziteye sahip olmamasından kaynaklanan yüksek sızma oranlarına işaret edebilir. Benzer bir durum Al-Qtaibi vd (2020) çalışmasında da gözlemlenmiştir.

RA-X kuyusu için, minimum yatay stresin üzerine uygulanan basınç miktarı aşağıdaki denklem kullanılarak hesaplanabilir. Elde edilen basınç değeri, kapanma sonrası çatlağın iletkenliğini korumasını sağlayan içerde kalan basınç miktarını belirlemeye yardımcı olmaktadır.

Net basınç denklemi (GDMC):

$$P_{net} = ISIP (kuyudibi) - Kapanma Basıncı \quad (1)$$

Çizelge 3.5'teki, ISIP (kuyudibi) ve kapanma basıncı değerleri gösterilmektedir. Bu değerler net basınç denklemine ekleyerek 3368 psi'lik bir basınç değeri elde edilmiştir. Bu basınç değeri orta ile yüksek olarak kabul edilmektedir. Elde edilen 3368 psi net basınç değeri, genellikle kapanma sonrası çatlağın iletkenliğini korumak için yeterli sayılmaktadır. Ancak, bu tez çalışmadaki, Orta Marrat formasyonu için çatlak içerisindeki basıncın yeterince yüksek olmasına rağmen düşük akışkan verimliliği, çatlağın tam kapanmasını ve zamanla iletkenliğini kaybetmesine neden olabilmektedir. Bu durum, kuyunun üretim performansında başlangıçta geçici bir artış sağlasa da, uzun vadede çatlak iletkenliğinin azalması nedeniyle kuyunun üretkenliği olumsuz etkilenebilir. Bu nedenle, net basınç seviyelerinin değerlendirilmesi ve akışkan verimliliği dikkatlice değerlendirmesi, Orta Marrat formasyonundaki başarılı asit çatlatma işlemleri için kritik bir öneme sahiptir. Gerekli tedbirlerin alınması, kuyunun sürdürülebilir verimliliği açısından büyük önem taşımaktadır.

Asit çatlatma sırasında, yüksek akışkan verimliliği oranları elde etmek için, kullanılan asidin jel yüklemesinin artırılması, dizel veya N₂ gibi bir karışmayan fazın eklenmesi ve sıvı kaybı katkı maddelerinin kullanılmasıyla sağlanabilmektedir. Ayrıca, asidin hedeflenen bölgelere etkili bir şekilde yerleştirilmesini sağlamak ve asidin kayacı dağılarak iletken kanallar oluşturma yeteneğini artırmak için daha yüksek enjeksiyon hızları da kullanılabilir.

5. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

5.1 Sonuçlar

Bu çalışmada, Kuveyt'in kuzeyinde yer alan Raudhatain sahasındaki RA-X kuyusunun asit çatlatma operasyonu StimPlan ve MEM programları kullanılarak simülasyonu yapılmıştır. Simülasyon sonuçları ve elde edilen bulgular doğrultusunda geliştirilen öneriler ve sonuçlar aşağıda sunulmuştur.

- RA-X kuyusunda gerçekleştirilen asit çatlatma operasyonu için StimPlan kullanılarak yapılan simülasyonların sonuçları ve analizi ortaya konulmuştur. Simülasyonlar, Jura formasyonunun düşük geçirgenlik, heterojenlik ve sıkı yapısına rağmen, asit çatlatma yönteminin kuyunun üretkenliğini artırmada etkili olabileceğini göstermiştir. StimPlan yazılımı, hidrolik çatlatma tasarımı ve optimizasyonu için sağladığı kapsamlı araçlar sayesinde, çatlak geometrisinin ve iletkenliğinin doğru bir şekilde modellenmesini sağlamıştır. Nierode-Kruk korelasyonu kullanılarak elde edilen veriler, çatlak iletkenliğinin kapanma stresi ile nasıl değiştiğini göstermiş ve asit sızma oranı ile iletkenlik arasındaki ilişkiyi ortaya koymuştur.
- Kayaç sıkışma dayanımı için bu tezde giriş verileri girilmemiş olabilir. Ancak, gelecekteki çalışmalar ve çatlatma projeleri için bu değerin belirtilmesi, çatlak yayılımı, kapanma davranışı ve analitik yaklaşımları içeren hassas hesaplamalar açısından kritik öneme sahiptir.
- GDMC, simülasyonu hedeflenen aralığın üzerinde oluşturma kararı almış ve bu tezde çatlak simülasyonu bu karar doğrultusunda üretilmiştir. Bu yaklaşım, asit yayılımının rezervuarı nasıl etkilediği ve hedeflenen bölgenin dışında beklenmeyen akış kayıpları meydana geldiğinde çatlak davranışını öngörmeye konusunda önemli bilgiler içerebilmektedir. Ancak, çatlak simülasyonunun hedeflenen bölge içinde oluşturulması, çatlak davranışı hakkında daha net ve belirgin bir görüş sunabilir ve teknik analizler ile hesaplamaların daha kesin sonuçlandırılmasına yardımcı olmaktadır. Bu yaklaşım, gelecekteki çalışmalar için önerilmektedir.
- Asit çatlatma işlemlerinde çatlak uzunluğu ve iletkenliği gibi parametrelerin doğru bir şekilde belirlenmesi, kuyunun uzun vadeli üretim performansını

maksimize etmek için kritik öneme sahiptir. RA-X kuyusu için yapılan simülasyonu, seçilen çatlatma zonunun uygun olduğunu ve çatlakların hedeflenen bölgeye doğru başarılı bir şekilde yönlendirilebileceğini göstermektedir. Bununla birlikte, simülasyon sonuçları, çatlak içerisinde düşük kalan basınç nedeniyle çatlak iletkenliğinin zamanla azalabileceğini ve bu durumun kuyunun uzun vadeli üretim performansını olumsuz etkileyebileceğini de ortaya koymuştur.

- RA-X kuyusunda gerçekleştirilen asit çatlatma operasyonu sırasında yapılan Step Rate Testi (SRT), kuyudaki basınç ve enjektivite değerlerini değerlendirmek ve formasyon çatlatma basıncını belirlemek amacıyla önemli bilgiler sunmuştur. SRT testinde elde edilen veriler, çatlak genişleme basıncının belirlenmesi ve kuyudaki yakınındaki sürtünme ile çatlak kıvrımlılığı gibi faktörlerin etkilerinin anlaşılması açısından büyük önem taşımaktadır. Test sırasında gözlemlenen düşük enjektivite değerleri, formasyonun çatlatılması için gereken basınca ulaşılmadan önce operasyon anulus basıncının izin verilen maksimum seviyeye ulaştığını göstermektedir. Bu durumu telafi etmek amacıyla %15 HCl çözeltisi enjekte edilerek enjektivite artırılmış ve kuyudaki basınç düşüşü gözlemlenmiştir. Bu işlem, çatlatma operasyonunun verimliliğini artırmak ve kuyu üretkenliğini optimize etmek açısından önemli bir adım olmuştur.
- RA-X kuyusu için StimPlan programından elde edilen simülasyon sonuçları, asit çatlatma operasyonunun verimliliği ve çatlak geometrisi hakkında önemli bilgiler sunmuştur. Simülasyonda elde edilen 266 ft çatlak uzunluğu, 234,1 ft çatlak yüksekliği ve 0,24 inç çatlak genişliği değerleri, operasyonun hedeflenen zonlar üzerinde etkili bir şekilde gerçekleştirildiğini göstermektedir. Çatlak yüksekliği ve genişliği, kullanılan akışkanın viskozitesi ve sızma katsayısı ile doğrudan ilişkilidir. Çatlatma işlemi sırasında kullanılan 1307 bbl çapraz bağlı asit sistemleri, yeterli viskoziteyi sağlayarak çatlak boyunca homojen bir asit dağılımı ve genişlik artışı sağlamıştır.
- Mikro çatlak stres profili testi, minimum yatay stresin doğru bir şekilde belirlenmesine yardımcı olarak, çatlakların yayılma dinamiklerinin daha iyi anlaşılmasını sağlamıştır. Yüksek stres değerlerinin (16000 psi) görüldüğü 15700 ft altındaki derinliklerde, asidin sızıntı oranı azalmakta ve istenmeyen çatlak yayılmaları meydana gelebilmektedir. Bu nedenle, yüksek stres altındaki çatlatma operasyonlarında dikkatli bir analiz ve tasarım gerekmektedir.

- Çatlak boyunca azalan akışkan hızı ve buna bağlı olarak asit konsantrasyonunun düşmesi, çatlatma operasyonunun etkinliğini sınırlayan bir faktör olarak öne çıkmaktadır. Bu durum, asidin formasyona ve çatlak duvarlarına sızarak çatlak genişliği boyunca etkisini azaltabileceğini göstermektedir. Bu nedenle, gelecekteki çatlatma operasyonlarında asit konsantrasyonu ve akışkan hızı optimizasyonu üzerinde daha fazla durulması gerektiği sonucuna varılmaktadır.
- MiniFrac testi sırasında kaydedilen %17'lik düşük akışkan verimliliği, enjekte edilen akışkanın önemli bir kısmının çatlak yerine formasyona sızdığını ve bu durumun formasyonun doğal çatlakları veya kullanılan sıvının yetersiz viskozitesi nedeniyle oluşabileceğini göstermektedir. RA-X kuyusundaki minimum yatay stresin üzerine uygulanan basıncın hesaplanması sonucunda elde edilen 1777 psi'lik basınç değeri, kapanma sonrası çatlağın iletkenliğini korumak için yetersizdir.
- Düşük basınç seviyeleri, çatlağın tam kapanmasını hızlandırarak uzun vadede iletkenliğin azalmasına yol açabilmektedir. Bu durum, kuyunun başlangıçta kısa süreli bir üretim artışı sağlasa da, zamanla üretkenlik performansında azalma riskini taşımaktadır. Kapanma sonrası çatlakta kalan basınç seviyelerinin dikkatle değerlendirilmesi ve gerekli iyileştirmelerin yapılması, kuyunun uzun vadede sürdürülebilir üretkenliği açısından kritik öneme sahiptir. Bu nedenle, çatlak basınç yönetimi ve formasyon davranışlarının doğru bir şekilde analiz edilmesi, asit çatlatma operasyonlarının optimizasyonu ve kuyunun performansını artırma açısından önemli bir rol oynamaktadır.
- Stres profili ile çatlak genişliği profilinin birleşimi, hidrolik çatlağın hedeflenen zon boyunca etkili bir şekilde yayıldığını ve yüksek iletkenliği sürdürebilecek önemli bir çatlak genişliğine sahip olduğunu göstermektedir. Bu profillerin analizi, çatlatma işleminin optimize edilmesi açısından büyük önem taşımaktadır, çünkü bu analiz, çatlağın rezervuar koşulları altında nasıl davranacağını ve kuyunun genel üretkenliğine nasıl katkıda bulunacağını anlamak için kritik veriler sağlamaktadır. Özellikle stres profilinin analizi, çatlağın yönelimini ve büyüme eğilimini tahmin etmede, çatlak genişliği profili ise asit veya proppant gibi iletkenliği artırıcı maddelerin çatlak içinde nasıl dağıldığını değerlendirmede kullanılmaktadır. Bu kombinasyon sayesinde, çatlağın maksimum iletkenliği sağlanması ve rezervuar akışını en iyi şekilde yönlendirecek bir çatlatma

tasarımının geliştirilmesi hedeflenir. Ayrıca, bu profiller, çatlağın kapanma davranışını ve zamanla iletkenliğin korunup korunamayacağını öngörerek, uzun vadede kuyu performansını artırmak için stratejik bir yol haritası sunmaktadır.



KAYNAKLAR

- Abdullah, F. H. A., 2001, A Preliminary Evaluation Of Jurassic Source Rock Potential In Kuwait. In *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 1, Issue 3.
- Abdullah, F. H., Connan, J., 2002, Geochemical study of some Cretaceous rocks from Kuwait: comparison with oils from Cretaceous and Jurassic reservoirs, *Pergamon Organic Geochemistry*, 33, 125 – 148, Kuwait/France.
- Acharya, M. N., AL-Awadi, M. A., Aziz, R. M., AL-Eidan, A. J., 2009, Organic Richness And Productivity Index Relationship In Dual Porosity Flow-System Of Gas And Condensate Kerogen Reservoirs Of Najmah Formation, North Kuwait, *The 2009 SPE EUROPE/EAGE Annual Conference And Exhibition Held In Amsterdam, The Netherlands*, SPE 121811.
- Ahmed, Z. M., Mofti, M., Fidan, E., AL-Zaidani, I., AL-Arouj, M., AL-Dhafiri, A., AL-Failakawi, A., 2016, Complex Hydraulic Acid Fracturing Field Application In Appraisal And Development Of Tight, Sour, Over-Pressured, And Tectonically Active, HPHT Carbonates In North Kuwait, *The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference Held In Abu Dhabi, UAE*, SPE-182930-MS.
- Ahmed, Z., AL-Muhanna. D., A-Enezi. A., Prakash. R., Salem. A., Mahmoud. W., 2018, High Rate Matrix Acidizing Technique Using Innovative Diverter Technologies to Restore and Improve Well Performance in North Kuwait Jurassic Gas NKJG, UAE, SPE/IADC-189409-MS.
- AL-Ajmi, H., Brayshaw, A. C., Barwise, A. G., Gaur, R. S., 2001, The Minagish Field Tar Mat, Kuwait: Its Formation, Distribution and Impact on Water Flood, *GeoArabia*, Vol. 6, No. 1, Bahrain.
- Al-Ammar, N., Hussain, R., Mulyono R., Al-Fare, A., Al-Kandary, A., Al-Naeimi, R., Perumalla, S., 2012, Regional In-Situ stress in Northern Kuwait-Implications for the Oil Industry, SPE 163366.
- Alansari, M., 2021, Investigation of post-acid stimulation impacts on well performance using fracture modeling and reservoir simulation in a Jurassic carbonate reservoir, Masters Thesis, *Missouri University Of Science And Technology*, USA, Pages – 70.
- Al-Eidan, A., Barry Wethington, W., B. Davies, R., 2001, Upper Burgan Reservoir Description, North Kuwait Impact on Reservoir Development, Bahrain, *GeoArabia*, Vol. 6, No. 2, 2001.
- AL-Eidan, A. J., Neog, N., Narhari, S. R., AL-Darmi, A., AL-Mayyas, R. H., De Keyser, T. L., Perrin, C., 2009, Carbonate Facies And Depositional Environments Of The Marrat Formation (Lower Jurassic), North Kuwait, *AAPG Annual Convention And Exhibition, Denver, Colorado*.

- Al-Eidan, A. J., Narahari, S. R., Al-Awadi, M., Al-Ajmi, N. H., Pattnaik, C., Al-Ateeqi, K., Al-Houli, M. M., Kidambi, V. K., Keyser, T. D., 2010, Jurassic Tight Carbonate Gas Fields of North Kuwait: Exploration to Early Development, *The SPE Deep Gas Conference And Exhibition Held In Manama, Bahrain*, SPE 130914.
- Al-Enezi, B., Anthony, E., Abd Al-Aziz, S., Abdel Basset, M., Mokhtar, A., Sheikh, B., 2015, First Acid Fracturing Using New Fluid Technology Unlocks the Production Potential of Tight Carbonate, Maaddud Reservoir in North Kuwait, *The SPE Kuwait Oil & Gas Show And Conference Held In Mishref, Kuwait*, SPE- 175235-MS.
- AL-Enezi, B., AL-Mufarej, M., Ashqar, A., Navia, A., 2017, First Successful Openhole Lateral Multistage Acid Frac In A Complex Unconventional Carbonate Reservoir North Kuwait, *The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference Held In Abu Dhabi, UAE*, SPE-188170-MS.
- Al-Enezi, B., Bhagavatula, R., Lezghem, M. R., Chahine, R., AlShammmary, S., Munawar, M., Khater, T., 2024, Successful Implementation of 10K Open hole Multi-Stage Fracturing Completion in Raudhatain Horizontal Well, *The GOTECH, Dubai, UAE, 2024*. SPE-219153-MS.
- AL-Hassan, A., Anthony, E., Abd Al-Aziz, S., Abdel-Basset, M., Mokhtar, A., Sheikh, B., 2015, First Acid Fracturing Unlocks The Production Potential Of Tight Tuba Carbonate Reservoir, North Kuwait, *The SPE Kuwait Oil & Gas Show And Conference Held In Mishref, Kuwait*, SPE-175230-MS.
- Almubarak, T., Li, L., Ng, H. J., El-Din, N. H., Alkhaldi, M., 2020, New Insights into Hydraulic Fracturing Fluids Used for High Temperature Wells, *Petroleum 7, Ke Ai Journal*, 70 – 79, USA.
- AL-muhailan, M., Shehab, A. J., Aljarki, J., Sounderrajan, M., Hiray, N., Patil, D., 2016, Desai, A., First Application of Multistage Completion & Acid Fracturing In Deep Carbonate Reservoirs In Kuwait, *The Offshore Technology Conference Asia Held In Kuala Lumpur, Malaysia*, OTC-26428-MS.
- Al-Qahtani, M., 2017, Compositional Modeling of Sabriyah Naturally Fractured Gas Condensate Reservoir, Kuwait, Masters Thesis, *The Colorado School Of Mines*, Colorado. 32 – 38.
- AL-Qaod, M., 2017, Reservoir Characterization of the Unconventional Najmah Formation, Sabriyah Field, Northern Kuwait, Masters Thesis, *Colorado School of Mines*, Colorado.
- AL-Qtaibi, F., AL-Bader, H., AL-Ibrahim, A., Subban, P., Duggirala, V. S., Ayyavoo, M., 2020, Successful Implementation And Effective Hydraulic Fracturing Of Jurassic HPHT And Tight Carbonate Reservoir In The State Of Kuwait: A Case Study Of An Exploration Well, *The SPE International Conference And Exhibition On Formation Damage Control Held In Lafayette, Louisiana, USA*, SPE-199319-MS.

- Al-Refaei, Y., Najem. A., Amer. A., AL-Qattan. F., Al-Helal, A., AlRefai, Y., AlKandari, A., Abdullah, M., Naqi. M., Amer. A., 2023, Surface Geology Of Kuwait: The Geology Of Kuwait, editors; Abd-el-aal, A. K., AL-Dousari, A., AL-Wadhi, J. M., P (1-29) (99-110), *Springer Books*, Kuwait, ISBN 978-3-031-16727-0 (eBook).
- Al-Saeedi, M., Al-Mutairi, B., Al-Khaldy, M., Sheeran, T., 2003, Fastest Depp Marrat Well in North Kuwait: Case History of Raudhatain 206, Abu Dhabi, SPE/IADC 85287.
- Al-Saeedi, M. J., AL-Fayez, F. A., AL-Enezi, D., AL-Mudhaf, M. N. A., McKinnell, D. C., 2010, Doubling The Middle East's Largest HPHT Rig Fleet – Case History Of The Start-Up Of Six New 3000 HP Rigs In Kuwait, *The SPE Deep Gas Conference And Exhibition Held In Manama, Bahrain*, SPE 131095.
- AL-Saeedi, M. J., AL-Fayez, F. A., AL-Enezi, D., Mahesh, V. S., Saxena, A. K., Chimirala, V., McKinnell, D. C., 2012, Plannign And Well Design For Kuwait Oil Company's First North Kuwait Jurassic Horizontal Well – Case History, *The SPE Middle East Unconventional Gas Conference And Exhibition Held In Abu Dhabi, UAE*, SPE 151953.
- Al-Salali, Y., Al-Bader, H., Duggirala, V., Ayyavoo, M., Subban, P., Al-Ibrahim, A. R., & Rajkhowa, A., 2013, Challenges in Testing and Completion of Highly Sour HPHT Reservoir in the State of Kuwait, Kuwait, SPE 167647.
- Al-Salali, Y., Al-Bader, H., Al-Ibrahim, A., Sagar, V., Manimaran, A., Packirisamy, S., Rajkhowa, A., 2015, Successful Downhole Sampling in HPHT Extreme Sour Exploratory Wells Using DST Sampler – Case Studies, Bahrain, SPE 172580-MS.
- AL-Wazzan, H. A., Hawie, N., AL-Haggan, H., AL-Mershed, M., AL-Sahlan, G., Al-Wadi, M., 2021, 3D forward stratigraphic modelling of the Lower Jurassic carbonate systems of Kuwait, *Marine and Petroleum Geology* 123 (2021) 104699, Kuwait.
- Amor, B. F., Amari, M., Sharifzadeh, A., Dashti, Q., Al-Saffar, A., 2014, An Innovated Approach for History Matching by Reliable Fracture Modeling – Case Study of NJK Gas Field, *The International Petroleum Technology Conference Held In Kuala Lumpur*, Malaysia, IPTC-18124-MS.
- Bartko, K. M., Nasr-El-Din. H. A., Rahim. Z., Al-Muntasheri. G. A., 2003, Acid Fracturing of a Gas Carbonate Reservoir: The Impact of Acid Type and Lithology on Fracture Half Length and Width, *The SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, USA, 5 – 8 October 2003*, SPE 84130.
- Bratton, T., Gillespie Equinor, P. A., 2006, The nature of naturally fractured reservoirs Detecting Thief Zones in Carbonate Reservoirs by Integrating Borehole Images With Dynamic Measurements View project Salt tectonics in the Atlas mountains of Morocco: multidisciplinary studies View project, *Oilfield Review* 18:4-23.
- Bybee, K., 2000, Developing TheWorld's Largest High-Pressure/High-Temperature Field. *Journal Of Petroleum Technology*, 52(07), 43-44.

- Carman, G. J., 1996, Structural Elements of Onshore Kuwait, *GeoArabia*, Vol. 1, No. 2, Bahrain.
- Chakraborty, K. S., Rao, S. N., Al-Awadi, M., Kidambi, K. V., Al-Houli, M., Al-Ateeqi, K., Perrin, C., Ghorayeb, K., 2009, 3D Geological Modeling of a Tight Naturally Fractured Carbonate Reservoir as an Input to Reservoir Simulation – A Case Study from North Kuwait Jurassic Fields, *The 2009 Kuwait International Petroleum Conference And Exhibition Held In Kuwait City*, Kuwait, SPE 127599.
- Craig, B., 2008, Materials for deep oil and gas well construction Hydrogen Embrittlement-Understanding and research framework View project Driving Behavior Analysis View project.
- Craig, P. D., Barree, D. R., Warpinski, R. N., Retired, Blasingame, A. T., 2017, Fracture Closure Stress: Reexamining Field and Laboratory Experiments of Fracture Closure Using Modern Interpretation Methodologies, *The SPE Annual Technical Conference And Exhibition Held In San Antonio, Texas, USA*, SPE-187038-MS.
- Di Primio, R., Neumann, V., 2008, HPHT reservoir evolution: A case study from Jade and Judy fields, Central Graben, UK North Sea. *International Journal of Earth Sciences*, 97(5), 1101–1114.
- Egya, O. D., 2018, Characterisation of naturally fractured reservoirs using geological well testing, Doctor of Philosophy, Heriot-Watt University, p 15 – 26.
- EIA, 2019, World Energy Outlook.
- Fava, G., Descubes, E., Daoud, A., Najafi, S. A., Al-Enezi, B., Al-Arouj, M., Dashti, Q., 2015, Coexistence of Gas-Condensate and Volatile Oil at Pressure Higher than Saturation Pressure. Physical Explanation and Modeling Approaches. Case Study: Sabriyah Field in North Kuwait Jurassic Asset, *The SPE Kuwait Oil & Gas Show And Conference Held In Mishref, Kuwait*, SPE-175221-MS.
- GDMC, 2023, Jurassic Formation Reports and Documents, *Gulf Drilling and Maintenance Company*, Al-Ahmadi, Kuwait.
- Ghorayeb, K., Aziz, M. R., Limsukhon, M., Al-Anzi, E., 2011, Innovative Alternative to Full-Field Compositional Modeling – Case Study of the North Kuwait Jurassic Complex, *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Kuwait.
- Golf-Racht, V. D. T., 1996, Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic - Engineering Analysis, Part Two II, Chapter 7 Naturally-Fractured Carbonate Reservoirs, Volume 44, Part 2, Pages 683-771.
- Gomaa, A. M., Nasr-El-Din. H. A., 2009, Acid Fracturing: The Effect of Formation Strength on Fracture Conductivity, *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, USA, 19–21 January 2009*. SPE 119623.

- Hadi, F., 2018, Geomechanical Characterizations and Correlations to Reduce Uncertainties of Carbonate Reservoir Analysis, Doctor of Philosophy, *Missouri University of Science and Technology*. USA, p 20 -25.
- Hawie, N., Al-Wazzan, H., Al-Ali, S., AL-Sahlan, G., 2021, De-Risking Hydrocarbon Exploration in Lower Jurassic Carbonate Systems of Kuwait Through Forward Stratigraphic Models, *Marine and Petroleum Geology* 123 (2021) 104700, France.
- Kalfayan, L., 2008, Production Enhancement with Acid Stimulation 2nd Edition, Editor: Quinn, T., USA, P: (15-19), (137-140), ISBN-13: 978-1-59370-139-0.
- Karjalainen, J., Käkönen, M., Vehmas, J., Luukkanen, J., 2014, Energy Models and Scenarios in the Era of Climate Change in the Least Developed Countries: Multi-Scale Analysis of Energy and Forest Use in Laos and Cambodia (GET-LDC) View project Contraction and convergence View project, Finland, ISBN 978-952-249-275-3.
- Keyfacts Energy, 2018, Kuwait Energy Country Review.
- KOC, 2022, Achieve Sustainable Crude Oil Production Capacity & Achieve Sustainable Non-Associated Gas Production, *Kuwait Annual Report 2021/2022*.
- Kuwait Energy Outlook, 2009, Sustaining Prosperity Through Strategic Energy Management Energy Building and Research Center Kuwait Institute for Scientific Research.
- Lamine, S., Richard, P., Van Der Steen, E., Pattnaik, C., Narhari, R., LeVarlet, X., Dashti, Q., 2017, Integration of Pressure Transient Tests in Fracture Characterization in North Kuwait Carbonate Reservoirs, *The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference Held In Abu Dhabi, UAE*, SPE-188835-MS.
- Liu, P., Barakat. A. K., Kalabayev. R., Salem. A. M., Pochetnyy. V., Alothman. F., Almatroud. N., W Baidas. A., Al-Othman.R., Abdul Samad. Z. M., Al-Mousharji. M. K., Abdullah. A. F., Ateyah. M. H., Shtail.M. K., El-Enezi. A., 2022, Combination of CO₂ Foam and Fit-For-Purpose Fluids During Acid Fracturing Revive Potential of a Jurassic Well in a Depleted, High-Temperature Carbonate Reservoir in North Kuwait, *The ADIPEC, Abu Dhabi, UAE, 2022*, SPE-211387-MS.
- Marhoon, T. M. M., 2020, High pressure high temperature (HPHT) well technologies while drilling, Masters Thesis, *Politecnico Di Torino Department Of Environment, Land And Infrastructure Engineering*, Italy. 1 – 5.
- Mattar, S., Ghilardini, L., De Groen, V., Le Maux, T., SinghaRay, D., AL-Shamali, A., 2010, Characterization, Modeeling And Simulation Of The Fractured Najmah-Sargelu Carbonate Reservoir, Umm Gudair Field, West Kuwait, *Abu Dhabi International Petroleum Exihibition & Conference Held In Abu Dhabi, UAE*, SPE 136881.

- McCartney, E., AL-Othman, M., Alam, A., Nino-Penaloza, A., Pirogov, A., Nagorkoti, M., Satya Gupta, D. V., Mendez, A., 2017, Enhanced Acid Fracturing With Improved Fluid Loss Control And Near Wellbore Diversion Increases Production In Kuwait, *The SPE Annual Technical Conference And Exhibition Held In San Antonio, Texas*, SPE-187444-MS.
- Middlebrook, M. L., Aud, W. W., 1997, An Evolving Approach In The Analysis Of Stress-Test Pressure-Decline Data, *The 1995 SPE Rocky Mountain Regional Meeting/Low Permeability Reservoirs Symposium Held In Denver, Colorado*.
- Mofti, M., Al-Othman, M., Alboueshi, A., Davis, J., Eid, W., Allam, A., Al Hamad, A., Saddedin, S., Buhamad, A., Ashkanani, M., Aloun, S., Al-Haddad, M., Al-Mehanna, H., 2018, First Fully Successful Application of Multistage Acid Fracturing Operation to Stimulate a Carbonate Formation, Resulting in the Implementation in Other Wells in the Mature Bahrah Field, North Kuwait, *The SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference And Exhibition Held In Abu Dhabi, UAE*, SPE/IADC-189353-MS.
- Mohammed, I., O. Olayiwola, T., Alkathim, M., A. Awotunde, A., F. Alafnan, S., 2019, A Review of Pressure Transient Analysis in Reservoirs with Natural Fractures, Vugs And/or Caves, *Petroleum Science* (2021) 18:154–172.
- Mou, J., Zhu, D., Hill, D. A., 2010, New Correlations of Acid Fracture Conductivity at Low Closure Stress Based on the Spatial Distributions of Formation Properties, *The CPS/SPE International Oil & Gas Conference And Exhibition In Beijing, China*, SPE 131591.
- N. Acharya, M., Al-Awadi, A. M., M. Aziz, R., Al-Eidan, J. A., 2009, Organic Richness and Productivity Index Relationship in Dual Porosity Flow-System of Gas and Condensate Kerogen Reservoirs of Najmah Formation, North Kuwait, Kuwait, SPE 121811.
- Nianyin, L., Jinxin. D., Pingli. L., Zhifeng. L., Liqiang. Z., 2015, Experimental Study On Influencing Factors Of Acid-Fracturing Effect For Carbonate Reservoirs, *Petroleum* (2015), *Ke Ai Journal*, DOI: 10.1016/j.petlm.2015.06.001.
- Packirisamy, S., Al-Bader, H., Singh, J. R., & Al-Bader, H. E., 2010, Optimized Practices Followed in Testing & Completion of Deep Jurassic Exploratory Wells of KOC, *The SPE Deep Gas Conference And Exhibition Held In Manama, Bahrain*, SPE 130902.
- Perez, O., Fragachan, F., Omer, M., 2019, Increasing Reliability of Stress Characterization through Optimum Design and Sensitivity Analysis of Fracture Injection Tests, Coupled with Enhanced Geomechanical Analysis, *The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference Held In Abu Dhabi, UAE*, SPE-197516-MS.
- Pollard, P., 1959, Evaluation OF Acid Treatments from Pressure Build-Up Analysis, Maracaibo, *Petroleum Transactions, Aims, Venezuela*, SPE-981-G, 216 (01): 38–43.

- Porcu, M. M., Retnanto, A., Economides, J. M., Economides, E. C., 2014, Comprehensive Fracture Calibration Test Design, *The SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference Held In The Woodlands, Texas, USA*, SPE 168634.
- Rodrigues, F. V., Campos, W., Medeiros, R. C. A., Victor, A. R., 2011, Acid-Fracture Conductivity Correlations for a Specific Limestone Based on Surface Characterization, *The 2011 SPE Annual Technical Conference And Exhibition (ATCE) Held In Denver, Colorado*, SPE 145298.
- Ruiz, M. L., 2016, Design and Drilling of a Ultra HPHT Exploratory Well on the Gulf of Mexico, Fort Worth, *The IADC/SPE Drilling Conference And Exhibition Held In Fort Worth, Texas, USA* IADC/SPE-178809-MS.
- Saxena, A., Chaudhary, S., Adarsh, D., Anshul, K., Nihalani, D., & Tewari, P. 2019, Challenges in HPHT Well: A Case Study, *The SPE Oil And Gas India Conference And Exhibition Held In Mumbai, India*, SPE-194633-MS.
- Schlumberger, 2016, The Defining Series: HPHT Wells.
- Shadravan, A., & Amani, M., 2012, HPHT 101-What Petroleum Engineers and Geoscientists Should Know About High Pressure High Temperature Wells Environment. *Energy Science and Technology*, 4(2), 36–60.
- Shchipanov, A., Kollbotn, L., Prosvirnov, M., 2017, Step Rate Test as a Way to Understand Well Performance in Fractured Carbonates, *The SPE Europec Featured At 79th EAGE Conference And Exhibition Held In Paris, France*, SPE-185795-MS.
- Singh, K. S., Akbar, M., Khan, B., Abu-Habbie, H., Montaron, B., Sonneland, L., Godfrey, R., 2009, Characterizing Fracture Corridors for a Large Carbonate Field of Kuwait by Integrating Borehole Data with the 3-D Surface Seismic, *Adapted from poster presentation at AAPG Convention, Denver, Colorado, June 7-10, 2009*.
- Srivastava, P. J., Kumar, A., Mitra, P., Jena, B., Bhardwaj, B., 2015, Pressure Transient Analysis A Tool for Reservoir Assessment-A Case Study from The Field of Assam Asset, 11th Biennial International Conference & Exposition, India.
- Xiao, Y., Wang, H., Guo, J., Lu, L., Cheng, Y., Chen, M., Fan, F., Xue, H., 2019, Acid Fracturing Was Selected to Stimulate the Potential Production in Low Permeability Reservoirs in Ahdeb Oilfield, Iraq, *The SPE Middle East Oil And Gas Show And Conference Held In Manama, Bahrain*, SPE-194900-MS.
- Yousif, S., Nouman, G., 1995, Geological Model Of The Jurassic Section In The State Of Kuwait, *The SPE Middle East Oil Show Held In Bahrain*, SPE 29796.
- Yousif, G. S., Nouman, G., 1997, Jurassic Geology of Kuwait. In *Jurassic Geology of Kuwait*, *GeoArabia*, Vol. 2, Issue 1, Kuwait.
- Zhong, A., 2016, Challenges for high-pressure high-temperature applications of rubber materials in the oil and gas industry. *Conference Proceedings of the Society for Experimental Mechanics Series*, 9, 65–79.

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı Soyadı : Samar Alyounes
Uyruğu : T.C.

EĞİTİM

Derece	Adı	Bitirme Yılı
Üniversite	Batman Üniversitesi	2021
Yüksek Lisans	Batman Üniversitesi	2024
Doktora	-	-

İŞ DENEYİMLERİ

Kurum	Görevi	Yıl
TPAO	Stajyer	2019

UZMANLIK ALANI Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği, Rezervuar Mühendisliği

YABANCI DİLLER Arapça, Türkçe, İngilizce

YAYINLAR Alyounes, S., Koca, D., 2023, Yüksek Sıcaklık Yüksek Basınç (HPHT) Rezervuarlarının Karakteristikleri – Kuzey Kuveyt HPHT Jura Rezervuarlarına Genel bir Bakış, *Bidge Yayınlar*. (Yüksek Lisans Tezinden Yapıldı).