



**TÜKENMİŞ DOĞAL GAZ REZERVUARLARININ HİDROJEN
DEPOLAMA İÇİN KULLANILMASININ SAYISAL MODELLEME
YOLUYLA İNCELENMESİ: TEKİRDAĞ SAHASI ÖRNEĞİ**

Emrah SARI

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANA BİLİM DALI**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

HAZİRAN 2024

ETİK BEYAN

Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Tez Yazım Kurallarına uygun olarak hazırladığım bu tez çalışmada;

- Tez içinde sunduğum verileri, bilgileri ve dokümanları akademik ve etik kurallar çerçevesinde elde ettiğimi,
- Tüm bilgi, belge, değerlendirme ve sonuçları bilimsel etik ve ahlak kurallarına uygun olarak sunduğumu,
- Tez çalışmada yararlandığım eserlerin tümüne uygun atıfta bulunarak kaynak gösterdiğimi,
- Kullanılan verilerde herhangi bir değişiklik yapmadığımı,
- Bu tezde sunduğum çalışmanın özgün olduğunu,

bildirir, aksi bir durumda aleyhime doğabilecek tüm hak kayıplarını kabullendiğimi beyan ederim.

Emrah SARI

07/06/2024

TÜKENMİŞ DOĞAL GAZ REZERVUARLARININ HİDROJEN DEPOLAMA İÇİN
KULLANILMASININ SAYISAL MODELLEME YOLUYLA İNCELENMESİ:
TEKİRDAĞ SAHASI ÖRNEĞİ
(Yüksek Lisans Tezi)

Emrah SARI

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
Haziran 2024

ÖZET

Son zamanlarda enerji sektöründe hidrojene olan ilginin artması, kapsamlı hidrojen depolama sistemlerinin geliştirilmesini zorunlu kılmıştır. Doğal gazın uzun süre güvenli bir şekilde depolanması için kullanılan tükenmiş doğal gaz rezervuarları, hidrojen depolama için de uygun bir seçenek olarak kabul edilmektedir. Bu çalışmada, Türkiye'nin Trakya bölgesinde yer alan nispeten sık derinlikli ve düşük basınçlı bir doğal gaz sahası olan Tekirdağ doğal gaz sahasında hidrojenin mevsimsel olarak depolanması sayısal modelleme yoluyla incelenmektedir. En yüksek rezervuar basıncının 32 bar ve en düşük rezervuar basıncının 10 bar olduğu varsayımıyla, çalışma gazı kapasitesi yaklaşık 920 milyon standart metreküp (Sm^3) olarak elde edilmiştir. Rezervuarın enjeksiyon ve geri üretim kapasiteleri, üretilen gazın hidrojen oranı ve kuyuların zar faktörü değerinin bu parametreler üzerindeki etkisini belirlemek için üç ayrı senaryoda mevsimsel hidrojen depolama simülasyonu yapılmıştır. Üç farklı senaryonun son depolama döngüsünde hesaplanan yıllık hidrojen enjeksiyon miktarları sırasıyla 372,2 milyon Sm^3 , 276,6 milyon Sm^3 ve 419,2 milyon Sm^3 olup, aynı senaryolarda elde edilen hidrojen geri üretim miktarları sırasıyla 347,8 milyon Sm^3 , 254,8 milyon Sm^3 ve 393,7 milyon Sm^3 'tür. Üç farklı senaryoda da son depolama döngüsünde benzer saflık değerleri elde edilmiştir. Simülasyonlardan elde edilen bulgulara dayanarak, tükenmiş doğal gaz rezervuarlarının hem enjeksiyon ve geri üretim kapasiteleri hem de hidrojen saflığı açısından hidrojen depolama için uygun bir seçenek olduğu sonucuna varılmıştır. Çalışmada, kuyu zar faktörü değerinin hidrojen depolama performansı üzerindeki etkileri de incelenmiş ve negatif zar faktörü değerinin enjeksiyon ve geri üretim miktarları açısından olumlu olduğu, hidrojen saflığının açısından ise olumsuz, ancak oldukça sınırlı bir etkiye sahip olduğu görülmüştür.

Bilim Kodu : 92809
Anahtar Kelimeler : Yeraltında hidrojen depolama, rezervuar simülasyonu, mevsimsel hidrojen depolama, zar faktörü, MATLAB MRST
Sayfa Adedi : 94
Danışman : Doç. Dr. Erdem ÇİFTÇİ

UNDERGROUND HYDROGEN STORAGE IN A DEPLETED GAS FIELD FOR
SEASONAL STORAGE: A NUMERICAL CASE STUDY OF THE TEKIRDAG GAS
FIELD

(M. Sc. Thesis)

Emrah SARI

GAZİ UNIVERSITY

GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

June 2024

ABSTRACT

The growing attention towards hydrogen within the energy sector in recent times has necessitated the development of extensive hydrogen storage systems. Depleted natural gas reservoirs, which have been utilized for the secure storage of natural gas over an extended period, are widely regarded as a viable option for the large-scale storage of hydrogen. This research study presents the results of numerical simulations that were conducted to analyze the seasonal storage of hydrogen in the Tekirdağ gas field, which is a relatively shallow-depth, low-pressure, and low-temperature gas field located in the Thrace region of Türkiye. The working gas capacity was estimated to be approximately 920 million standard cubic meters (Sm^3), under the assumption of a maximum reservoir pressure of 32 bar and a minimum reservoir pressure of 10 bar. To determine the injection and withdrawal capacities of the reservoir, the hydrogen ratio of the withdrawn gas, as well as the impact of the wells' skin factor value on these parameters, cyclic storage simulations were conducted in three distinct cases. The estimated annual injection capacities for the final storage cycles of the three cases are 372.2 million Sm^3 , 276.6 million Sm^3 , and 419.2 million Sm^3 , and the obtained hydrogen withdrawal capacities are 347.8 million Sm^3 , 254.8 million Sm^3 , and 393.7 million Sm^3 , respectively. The differences in the hydrogen ratio of recovered gas among the three cases are especially noticeable during the initial two storage cycles. Nevertheless, comparable levels of purity similar purity values were achieved for hydrogen in all three cases during the last storage cycle. Based on the findings derived from the simulations, it can be inferred that depleted natural gas reservoirs offer a viable option for hydrogen storage in terms of both storage capacity and hydrogen purity. Although a negative skin factor value and subsequent high-rate withdrawal initially lead to a decrease in hydrogen purity, this drawback gradually diminishes over time.

Science Code : 92809

Key Words : Underground hydrogen storage, numerical reservoir simulation, seasonal hydrogen storage, skin factor, MATLAB MRST

Page Number : 94

Supervisor : Assoc. Prof. Dr. Erdem ÇİFTÇİ

TEŞEKKÜR

Bu çalışmanın yürütülmesinde desteğini esirgemeyen sayın hocam Doç. Dr. Erdem ÇİFTÇİ'ye, yüksek lisans eğitimime başladığım günden itibaren her konuda bana destek olan arkadaşım Mehmet YALILI'ya, maddi ve manevi her türlü desteğini bana hissettiren her zaman yanımda olan eşim Dr. Fatma GÖLPEK SARI'ya en içten dileklerimle teşekkür ederim.



İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT.....	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ.....	ix
ŞEKİLLERİN LİSTESİ.....	xi
RESİMLERİN LİSTESİ	xiii
HARİTALARIN LİSTESİ.....	xiv
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xv
1. GİRİŞ.....	1
2. HİDROJENİN ÖZELLİKLERİ ve YERALTINDA HİDROJEN DEPOLAMA YÖNTEMLERİ.....	7
2.1. Hidrojenin Özellikleri.....	7
2.2. Hidrojen Üretimi.....	10
2.3. Yeraltında Hidrojen Depolama.....	11
2.3.1. Hidrojenin akiferlerde depolanması	13
2.3.2. Hidrojenin tükenmiş petrol ve doğal gaz sahalarında depolanması	15
2.3.3. Hidrojenin tuz mağaralarında depolanması	17
2.3.4. Diğer depolama yöntemleri	17
3. TEKİRDAĞ GAZ SAHASININ YERALTI HİDROJEN DEPOLAMA İÇİN MODELLENMESİ	23
3.1. Tekirdağ Gaz Sahasının Özellikleri.....	23
3.2. Modelleme Aracı	26
3.3. Modelin Oluşturulması	27
3.4. Model Geçerliliğinin Kontrolü ve Rezervuar Modelinin Tükenmiş Durumda elde Edilerek Hidrojen Enjeksiyonu İçin Hazırlanması.....	37

	Sayfa
3.5. Depolama Kapasitesi	40
3.6. Periyodik Depolama Operasyonları.....	41
4. SİMÜLASYON SENARYOLARI VE BULGULAR	43
4.1. Senaryo 1	43
4.2. Senaryo 2 ve 3 (Zar Faktörü Değerinin Etkisi)	48
5. TARTIŞMA	55
6. SONUÇ VE ÖNERİLER	59
KAYNAKLAR	63
EKLER.....	69
EK-1. Rezervuarın sayısal verilerini içeren Matlab sınıfı dosyası	70
EK-2. Rezervuar modelinin oluşturulması için kullanılan Matlab kodları	76
EK-3. Doğal gaz üretiminin simülasyonu için kullanılan Matlab kodları	82
EK-4. Senaryo-1'in simülasyonu için kullanılan Matlab kodları	85
EK-5. Program çıktılarının dosyaya yazılması için kullanılan Matlab kodları	89
EK-6. Ekran alıntısı ve grafikler	92
ÖZGEÇMİŞ	93

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. Hidrojen ve Metanın Özellikleri	8
Çizelge 2.2. Hidrojenin farklı basınç ve sıcaklık koşulları altındaki yoğunluğu (Kg/m ³)	9
Çizelge 3.1. Tekirdağ gaz sahasında A ve B katmanlarına ait rezervuar özellikleri	25
Çizelge 3.2. Tekirdağ gaz sahasında A ve B katmanlarına ait orijinal gaz kompozisyonu.....	26
Çizelge 3.3. Rezervuar modelinin oluşturulması ve simülasyonları için sözde kod (pseudo code).....	27
Çizelge 3.4. Matlab kod bloğu (“upr” modülünün eklenmesi ve grafik fonksiyonlarının tanımlanması).....	28
Çizelge 3.5. Matlab kod bloğu (Rezervuar sınırlarının ve kuyu noktalarının grafiksel gösterimi).....	28
Çizelge 3.6. Matlab kod bloğu (“pebiGrid2D” fonksiyonu yardımıyla mevcut sınır ve kuyu noktaları kullanılarak 2 boyutlu hücre yapısının oluşturulması)	29
Çizelge 3.7. Matlab kod bloğu (“makeLayeredGrid” fonksiyonu ile 2 boyutlu yapıdan 3 boyutlu yapının oluşturulması)	31
Çizelge 3.8. Matlab kod bloğu (A ve B takalarının arasında kalan hücreler ile tabakaların sınırları dışında kalan hücrelerin silinmesi).....	32
Çizelge 3.9. Matlab kod bloğu (A ve B takalarının arasında kalan hücreler ile tabakaların sınırları dışında kalan hücrelerin silinmesi).....	33
Çizelge 3.10. Matlab kod bloğu (rezervuar akışkanının modellenmesi)	35
Çizelge 3.11. Matlab kod bloğu (başlangıç ve sınır koşullarının tanımlanması).....	36
Çizelge 3.12. Tekirdağ gaz sahası A ve B katmanları için toplam üretim ve bu üretime karşılık gelen ortalama rezervuar basıncı verileri, (*doğrusal interpolasyon yöntemiyle hesaplanmıştır.).....	38
Çizelge 3.13. Ortalama rezervuar basıncı 32 ve 10 bar olduğu durumda farklı gaz bileşimleri için GIP değerleri ve rezervuarın çalışma gazı kapasitesi değerleri.....	41
Çizelge 4.1. Senaryo 1, 2 ve 3’te elde edilen simülasyon sonuçlarına ilişkin özet bilgiler	53

Çizelge	Sayfa
Çizelge 5.1. Literatürde yer alan bazı çalışmalara göre yer altında gözenekli ortamda depolanan hidrojen geri üretimine ilişkin bulgular	56



ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. Hidrojenin Faz Diyagramı	7
Şekil 2.2. Kaynaklarına göre hidrojen üretim yöntemleri.....	10
Şekil 2.3. Hidrojen depolama için farklı jeolojik yapılara ilişkin şemalar	12
Şekil 3.1. Rezervuar sınırlarının ve kuyu noktalarının düşey yönde görünümü.....	29
Şekil 3.2. Rezervuarın 2 boyutlu hücre yapısının düşey yönde görünümü (Rezervuar iki katmandan oluşmakta olup mavi çizgiler arasındaki bölge iki katmanın düşey ekseninde üst üste geldiği bölgeyi temsil etmektedir.).....	30
Şekil 3.3. Rezervuarın 2 boyutlu hücre yapısından elde edilen 3 boyutlu hücre yapısının görünümü	31
Şekil 3.4. Rezervuarı oluşturan A ve B tabakalarının 3 boyutlu geometrik yapısı.....	32
Şekil 3.5. Rezervuarı oluşturan A ve B tabakalarının ve kuyu noktalarının görünümü.....	34
Şekil 3.6. Rezervuar modelinin başlangıç durumundaki basınç dağılımı.....	37
Şekil 3.7. Simülasyon ve gerçek saha verilerinin kümülatif doğal gaz üretimi ile ortalama rezervuar basıncı açısından karşılaştırılması.	39
Şekil 3.8. Rezervuar modeline göre (a) doğalgaz üretim simülasyonunun sonunda (b) kapatma süresinin sonunda rezervuardaki basınç dağılımı.	40
Şekil 4.1. Senaryo 1 için rezervuarda farklı zamanlarda hidrojen konsantrasyonu: (a) birinci enjeksiyon dönemi sonunda; (b) birinci geri üretim dönemi sonunda; (c) ikinci enjeksiyon dönemi sonunda; (ç) ikinci geri üretim dönemi sonunda; (d) üçüncü enjeksiyon dönemi sonunda; (e) üçüncü geri üretim dönemi sonunda; (f) dördüncü enjeksiyon dönemi sonunda; (g) dördüncü geri üretim dönemi sonunda; (ğ) Beşinci enjeksiyon dönemi sonunda ve (h) beşinci geri üretim dönemi sonunda.	44
Şekil 4.2. Senaryo 1'in sonuçlarına göre toplam gaz debisinin zamana göre değişimi, (Negatif debi değerleri rezervuardan üretimi, pozitif debi değerleri enjeksiyonu ifade etmektedir.)	46
Şekil 4.3. Senaryo 1'in sonuçlarına göre ortalama rezervuar basıncının zamana göre değişimi.	47
Şekil 4.4. Senaryo 1'in sonuçlarına göre rezervuardaki kümülatif hidrojen ve metan miktarlarının zamana göre değişimi.....	47

Şekil	Sayfa
Şekil 4.5. Senaryo 1'in sonuçlarına göre rezervuardan üretilen gazın hidrojen oranının zamana göre değişimi.....	48
Şekil 4.6. Senaryo 1'in sonuçlarına göre yıllık enjeksiyon ve geri üretim miktarları.....	48
Şekil 4.7. Senaryo 1, 2 ve 3'ün sonuçlarına göre toplam gaz debisinin zamana göre değişimi, (Negatif debi değerleri rezervuardan üretimi, pozitif debi değerleri enjeksiyonu ifade etmektedir.)	50
Şekil 4.8. Senaryo 1, 2 ve 3'ün sonuçlarına göre ortalama rezervuar basıncının zamana göre değişimi.	50
Şekil 4.9. Senaryo 1, 2 ve 3'ün sonuçlarına göre rezervuardaki kümülatif hidrojen ve metan miktarlarının zamana göre değişimi.	51
Şekil 4.10. Senaryo 1, 2 ve 3'ün sonuçlarına göre rezervuardan üretilen gazın hidrojen oranının zamana göre değişimi.....	51
Şekil 4.11. Senaryo 2'nin sonuçlarına göre yıllık enjeksiyon ve geri üretim miktarları.....	52
Şekil 4.12. Senaryo 3'ün sonuçlarına göre yıllık enjeksiyon ve geri üretim miktarları.....	52

RESİMLERİN LİSTESİ

Resim	Sayfa
Resim 2.1. “HyUnder” projesine ilişkin görsel	19
Resim 2.2. “SUN Storage” projesine ilişkin görsel	20
Resim 2.3. “Hychico” projesine ilişkin görsel.....	21
Resim 2.4. “HyStorPor” projesine ilişkin görsel	22



HARİTALARIN LİSTESİ

Harita	Sayfa
Harita 3.1. Trakya Havzası'nın jeoloji haritası	23
Harita 3.2. Tekirdağ sahasının konumu	24
Harita 3.3. A ve B katmanlarının kesişen kısımlarıyla birlikte görünümü	25



SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler

Açıklamalar

2-D	İki Boyutlu
3-D	Üç Boyutlu
Atm	Atmosfer Basıncı (1 Atm = 101325 Pa)
Bar	Basınç birimi (1 Bar = 1×10^5 Pa)
g	Gram
Kg	Kilogram
m	Metre
m²	Metrekare
m³	Metreküp
mD	Mili Darcy, (Geçirgenlik birimi)
MPa	Mega Paskal
°C	Derece (Santigrat)
°F	Derece (Fahrenheit)
°K	Derece (Kelvin)
ort.	Ortalama
P	Basınç
Pa	Paskal, (Basınç birimi)
Psia	İnç kare başına libre, (Basınç Birimi, Mutlak)
s	Saniye
Sm³	Standart Metreküp
mol kgw⁻¹	Kilogram su başına mol, (moles per kilogram water)

Kısaltmalar

Açıklamalar

BHP	Kuyu Dibi Basıncı
CH₄	Metan Gazı

Kısaltmalar	Açıklamalar
C6+	Hekzan ve Daha Ağır Hidrokarbonlar
GIP	Yerinde Gaz Miktarı (Gas in Place)
H₂	Hidrojen Gazı
MRST	MATLAB Rezervuar Simülasyon Araç Kutusu
OGIP	İlk Durumdaki Yerinde Gaz Miktarı (Original Gas in Place)
UEA	Uluslararası Enerji Ajansı
YGD	Yeraltı Doğal Gaz Depolama
YHD	Yeraltı Hidrojen Depolama

1. GİRİŞ

İklim değişikliği konusunda yasal olarak bağlayıcı düzenlemeler içeren Paris Anlaşması, 12 Aralık 2015'te Paris'te imzalanmış ve 4 Kasım 2016'da yürürlüğe girmiştir. Bu anlaşmanın amacı, küresel ısınmayı sanayi öncesi seviyelere kıyasla 2 °C, tercihen 1,5 °C, ile sınırlamaktır [1]. Küresel ısınmanın Paris Anlaşması'nda öngörüldüğü gibi 1,5°C ile sınırlandırılması için emisyonların 2030'a kadar %45 oranında azaltılması, 2050'ye kadar da net sıfıra ulaşılması gerekmektedir [2]. Ülkemiz, Paris Anlaşması'nı 22 Nisan 2016 tarihinde New York'ta düzenlenen Yüksek Düzeyli İmza Töreni'nde 175 ülke temsilcisiyle birlikte imzalamış [3] ve 7335 sayılı Paris Anlaşmasının Onaylanmasının Uygun Bulunduğuna Dair Kanun 7 Ekim 2021 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanmıştır [4]. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayınlanan Türkiye Ulusal Enerji Planı ile 2053 net sıfır emisyon hedefi esas alınarak 2035 yılına kadar enerji sektöründeki hedefler belirlenmiştir [5]. İlgili planda 2020-2035 dönemi için hazırlanan senaryoda; kesintili yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payı %34,2'ye, elektrik kurulu gücündeki payı %43,5'e yükselmektedir. Rüzgâr veya güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları atmosferik koşullardan büyük oranda etkilendiğinden, bu kaynaklardan elektrik üretimi kesintili olarak gerçekleşmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının doğası gereği ortaya çıkan bu olumsuz durumun bertaraf edilmesi ve arz ve talep arasındaki dengenin sağlanması için bir depolama ortamına ihtiyaç duyulmaktadır [6–11]. Uluslararası Enerji Ajansı (UEA), hidrojeni çok yönlü bir enerji taşıyıcısı olarak tanımlamakta olup elektriğin günler, haftalar veya aylar boyunca depolanması için mevcut az sayıdaki seçenekten biri olarak, yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik sistemine entegrasyonu için bir çözüm olarak görülmektedir [11, 12].

Hidrojen, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasına sağladığı katkının yanı sıra, doğal gaza karıştırılarak da kullanılabilir [13, 14]. 2020 yılında Avrupa Komisyonu tarafından başlatılan hidrojen stratejisi kapsamında, bazı Avrupa Birliği ülkelerinde hidrojenin doğal gaz ile harmanlaması için hedefler belirlenmiştir. Hidrojenin, iletim altyapısında ve son tüketici kurulumlarında büyük değişikliklere ihtiyaç duyulmaksızın gaz şebekesine yaklaşık %5-10 hacme kadar enjekte edilmesinin yakın gelecekte uygulamaya geçebileceği belirtilmektedir [14]. Türkiye Ulusal Enerji Planı'nda da emisyonların azaltılması sağlamak amacıyla nihai sektörlerde kullanılan doğal gazın hidrojen ve sentetik metan gibi diğer temiz yakıtlarla karıştırılmasına ihtiyaç duyulduğu ifade edilerek, gaz

karışımı içindeki hidrojen oranı 2035 yılı için %3,5 olarak belirlenmiştir [5]. Bununla birlikte, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından “Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası” yayımlanmıştır [15]. Söz konusu raporda, hidrojenin sürdürülebilir enerji geleceğine katkısı nedeniyle öncelikli alanlardan biri olarak ilan edildiği ifade edilmiştir. Raporda ayrıca, yeşil hidrojen üretiminde ve depolanmasında yerli aksam kullanılmasına yönelik teşvik mekanizmalarının ve sertifika programlarının oluşturması, uluslararası iş birliklerinin yapılması, ticari talep ve yatırımları teşvik etmek için kamu ve özel sektör iş birlikleri oluşturulması, nitelikli insan gücünün yetiştirilmesi ve tüm sektörlerde yeşil hidrojen kullanımının yaygınlaştırılmasının teşvik edilmesi gibi politikaların belirlenmesinin önemli olduğu ve 2053 yılı net sıfır emisyon hedefi doğrultusunda hidrojen enerjisi ve hidrojen teknolojilerinin ülkemiz için önemli bir gereklilik olduğu vurgulanmıştır [15].

Hidrojen, küresel ısınmanın önlenmesi ve net sıfır karbon hedefine ulaşma açısından önemli bir araç olarak görülmektedir [15, 16]. Ancak, hidrojen yüksek oranda sıkıştırılabilir olduğundan, hidrojenin enerji sektöründe başarılı bir şekilde kullanılabilmesi, büyük ölçekli depolama ihtiyacını da beraberinde getirmektedir [7, 17]. Hidrojenin gerek yer altında gerekse yer üstünde depolanması için farklı alternatifler mevcut olup, hidrojenin yer altında jeolojik oluşumlarda depolanması, büyük ölçekli depolama için bir çözüm olarak kabul edilmektedir [6, 7, 18, 19]. Akiferler, tükenmiş doğal gaz ve petrol rezervuarları ve tuz mağaraları başta olmak üzere terk edilmiş kömür madenleri, sert kaya mağaraları, soğutulmuş maden mağaraları hidrojen için potansiyel yer altı depolama alanları arasında yer almaktadır [6, 7, 17, 18, 20].

Yer altında hidrojen depolama (YHD) yer altında doğal gaz depolama (YGD) arasında benzerlikler bulunsa da hidrojenin fiziksel ve kimyasal özelliklerinden dolayı YHD ile YGD arasında önemli farklılıklar bulunmaktadır [21, 22]. Bu nedenle, hidrojenin gözenekli ortamdaki akış özelliklerini anlamak, uygulanabilir ve güvenli bir depolama yeri seçimi açısından oldukça önemlidir [7]. Laboratuvar ölçümleri veya sayısal simülasyonlar dahil olmak üzere çeşitli yöntemlerle yer altı rezervuarlarının çok fazlı akış özellikleri hakkında bilgi edinilebilmektedir. Deneysel çalışmalar maliyetli ve zaman alıcı olduğundan sınırlı sayıda örnek ve senaryo üzerinde yürütülebilmektedir. Bu nedenle, deneysel sonuçların sayısal simülasyonlardan elde edilen veriler ile tamamlanması önemlidir [7].

Türkiye'nin enerji sektöründe hidrojen kullanımına yönelik hedefler göz önünde bulundurulduğunda, yakın gelecekte hidrojenin büyük ölçekli depolanmasına ihtiyaç duyulması beklenmektedir. Öte yandan, Türkiye'nin Trakya bölgesinde çok sayıda sığ-derinlikli, düşük basınçlı ve birden fazla katmana sahip doğal gaz rezervuarı bulunmakta olup bu gaz rezervuarlarının büyük ölçekli hidrojen depolama için potansiyel depolama çözümleri olabileceği düşünülmektedir.

2015-2023 yılları arasında yayımlanan 19 farklı YHD simülasyon çalışması incelendiğinde, bu çalışmaların 9'unda [8, 11, 23–29] depolama ortamı olarak akiferlerin seçildiği, 6 çalışmada [9, 21, 30–33] tükenmiş gaz rezervuarlarının seçildiği, kalan çalışmalarda ise tükenmiş petrol ve gaz rezervuarları veya şeyl formasyonu gibi çeşitli gözenekli ortam oluşumlarının tercih edildiği görülmektedir [22, 34–36]. Ancak, Heinemann ve diğerleri (2021) tarafından belirtildiği gibi, tükenmiş gaz sahalarında yeraltının jeolojik yapısı hakkında akiferlere kıyasla daha fazla veri mevcuttur ve gözenekli ortamda gaz depolama potansiyelini etkileyen kuyu çapı, perforasyon uzunluğu, rezervuar kalınlığı veya derinliği gibi çeşitli jeolojik ve teknik parametreler vardır [37].

Doğal gaz kuyularında sondaj veya kuyu tamamlama işlemleri sırasında kuyu cidarındaki formasyonun kirlenmesi ve geçirgenliğinin azalması sıklıkla karşılaşılan bir durumdur. Etkilenen bölge kuyudan itibaren birkaç cm ile birkaç metre arasında olabilmektedir. Öte yandan, bazı kuyularda çeşitli kuyu canlandırma yöntemleri ile (asitleme veya çatlatma gibi.) kuyu çevresindeki geçirgenlik değeri artırılabilir. Bu nedenle, kuyu çevresindeki geçirgenlik, formasyonun sondaj veya canlandırma gibi operasyonlardan etkilenmeyen kuyudan uzak bölgelerdeki geçirgenlik değerinden her zaman farklıdır. Kuyu çevresindeki geçirgenlik farklılığı zar faktörü ile ifade edilmektedir. [38]. Bu kapsamda, bir kuyunun zar faktörü değeri kuyunun debisini ve dolayısıyla depolama performansını olumlu ya da olumsuz etkileme potansiyeline sahiptir.

Bu çalışmada, depolama ortamı olarak 500 metreden daha az derinliğe sahip tükenmiş bir doğal gaz rezervuarı seçilmiş ve rezervuarın enjeksiyon ve üretim kapasiteleri, üretilen hidrojenin saflığı ve kuyu zar faktörünün YHD üzerindeki etkisi incelenmiştir. Türkiye'nin net sıfır hedefine ulaşmak için enerji sektöründe hidrojen kullanmayı planladığı ve Türkiye'nin Trakya bölgesinin hidrojen depolamak için kullanılabilecek sığ doğal gaz rezervuarlarına sahip olduğu göz önüne alındığında, bu çalışmanın Türkiye ve dünyadaki

tükenmiş gaz rezervuarlarında hidrojen depolama araştırmalarına katkı sağlayacağı düşünülmektedir. Ayrıca, modelleme ve simülasyonlar için MATLAB Rezervuar Simülasyon Araç Kutusu'nun (MRST) [39] kullanılması nedeniyle de bu çalışmanın literatürdeki mevcut çalışmalardan farklı olduğu değerlendirilmektedir. Yaptığımız çalışmada, Tekirdağ gaz sahasına ait gerçek saha verileri ile MRST kullanılarak çok katmanlı bir rezervuar modeli oluşturulmuş ve mevsimsel enjeksiyon ve üretim işlemleri simülasyonu yapılmıştır. Hidrojen depolama simülasyonlarından önce, rezervuar modelini tükenmiş durumda elde etmek ve model verilerini gerçek saha verileriyle karşılaştırmak için 8 yıllık doğal gaz üretimi ve bir yıllık kapama dönemi simülasyonu yapılmıştır. Rezervuar modeli tükenmiş durumda elde edildikten sonra, mevsimsel hidrojen depolama işlemleri üç farklı senaryoda gerçekleştirilmiştir.

Çalışma toplamda 5 bölümden oluşmakta olup devam eden bölümde hidrojenin özellikleri ve farklı YHD yöntemleri hakkında bilgi verilmiş, üçüncü bölümde rezervuar modelinin oluşturulması ve döngüsel depolama simülasyonları anlatılmış, dördüncü bölümde ise üç farklı senaryo için elde edilen sonuçlar detaylı olarak incelenmiştir. Son bölümde ise çalışma ilişkin sonuç ve öneriler sunulmuştur.

Problem durumu ve araştırma soruları

Hidrojenin yer altında depolanmasında enjeksiyon ve geri-üretim kapasiteleri, hidrojenin basınçlı tanklarda depolanmasından farklı olarak gözeneklilik, geçirgenlik, rezervuar sıcaklığı gibi rezervuar parametrelerinden büyük ölçüde etkilenmektedir. Bu kapsamda, tükenmiş bir doğal gaz rezervuarının hidrojen depolama için kullanılmasıyla ilgili olarak aşağıda listelenen hususlarda cevap aranmaktadır.

- Rezervuarın hidrojen depolama kapasitesi, mevsimsel olarak enjeksiyon ve geri-üretim kapasitesi ve bu kapasite değerlerinin depolama döngülerine göre değişimi,
- Rezervuardan geri-üretimi yapılan gazın kompozisyonu (hidrojenin saflığı) ve depolama döngüleri boyunca değişimi,
- Kuyuların zar faktörü değerinin enjeksiyon ve üretim kapasiteleri ile hidrojenin saflığı üzerindeki etkisi.

Araştırmanın amacı

Bu çalışmada, tükenmiş bir doğal gaz sahası olan Tekirdağ gaz sahasının yer altında mevsimsel olarak hidrojen depolama için kullanılabilirliğinin, enjeksiyon ve geri üretim kapasiteleri ile geri üretimi yapılan hidrojenin saflığı açısından değerlendirilmesi amaçlanmaktadır. Çalışmada ayrıca, kuyuların zar faktörü değerinin kuyularda gaz akışı ve hidrojenin saflığı üzerindeki etkisi incelenmektedir.

Araştırmanın önemi

Enerji insan yaşamı için vazgeçilmez olduğu gibi önemi her geçen gün artmaktadır. Günümüzde enerji ihtiyacı büyük oranda fosil kaynaklardan sağlanmakta olup bu kaynaklar sınırlıdır. Enerji üretiminde sürekliliğin sağlanması, yenilenebilir kaynakların kullanımında etkinliğin artırılması ve net sıfır emisyon gibi iklim değişikliğiyle ilgili amaçlanan hedeflere ulaşılmasında hidrojen önemli bir araç olarak görülmektedir. Bu nedenle hidrojenin depolanması için büyük ölçekli depolama alanlarına ihtiyaç duyulmaktadır. Diğer taraftan, dünyanın birçok bölgesinde tüketilmiş doğal gaz rezervuarları, gaz depolamaya uygun birer kapalı alan olarak bulunmaktadır. Bu rezervuarların bazıları hali hazırda doğal gaz depolama amacıyla kullanılmakta olup, bu rezervuarların hidrojen depolama amacıyla da kullanılabileceğine yönelik görüşler mevcuttur. Ancak, doğal gaz rezervuarların hidrojen depolama amacıyla kullanılması henüz araştırma aşamasındadır.

Türkiye'nin net sıfır hedefine ulaşmak için enerji sektöründe hidrojen kullanmayı planladığı ve Türkiye'de Trakya bölgesinde hidrojen depolama için kullanılabilecek sığ doğal gaz sahalarının bulunduğu göz önünde bulundurulduğunda, bu çalışmanın Türkiye'de ve dünyada tükenmiş gaz rezervuarlarında hidrojen depolama araştırmalarına katkı sağlayacağı düşünülmektedir. Ayrıca, zar faktörü parametresinin yer altında hidrojen depolama potansiyeli üzerindeki etkilerinin karşılaştırmalı analizi ve modelleme ve simülasyonlar için MRST'nin kullanılması nedeniyle de bu çalışmanın literatürdeki mevcut çalışmalardan farklı olduğu düşünülmektedir.

Varsayımlar / Sayıtlar

Hidrojenin rezervuara enjeksiyonu ve geri üretimi sırasında rezervuar sıcaklığının değişmediği ve hidrojenin rezervuara enjeksiyonu sonucunda ortaya çıkabilecek biyolojik ve kimyasal reaksiyonların olmadığı varsayılmaktadır.

Sınırlılıklar

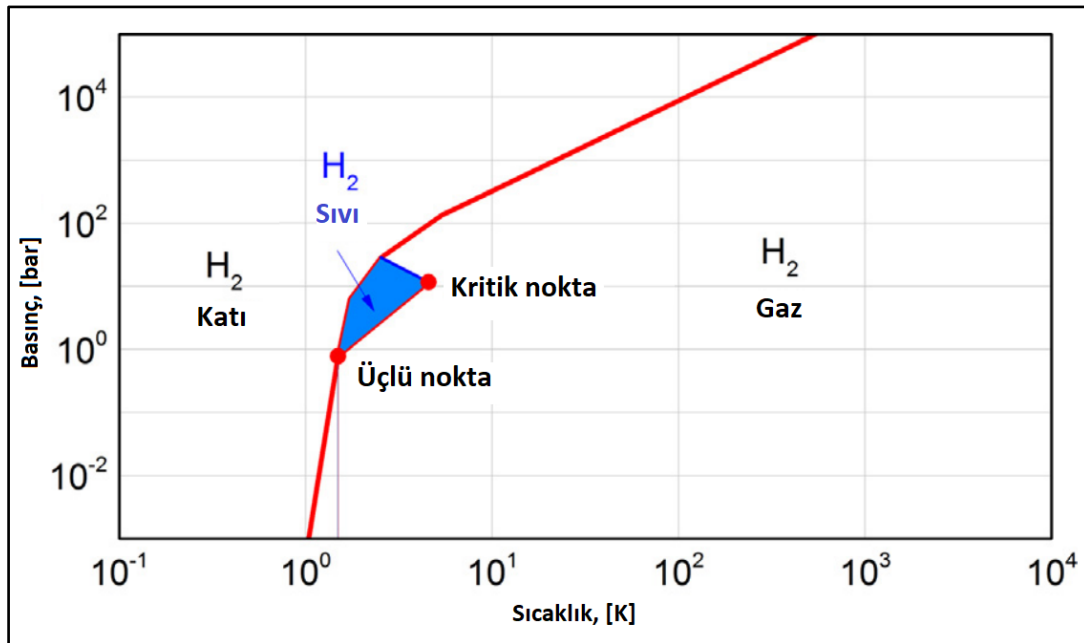
Hidrojenin rezervuara enjeksiyonu sonucunda ortaya çıkabilecek biyolojik ve kimyasal reaksiyonlar bu çalışmanın kapsamı dışındadır.



2. HİDROJENİN ÖZELLİKLERİ ve YERALTINDA HİDROJEN DEPOLAMA YÖNTEMLERİ

2.1. Hidrojenin Özellikleri

Hidrojen renksiz, kokusuz ve yanıcı bir gazdır. Kolay tutuşma özelliğine sahiptir. Ateşlendiğinde soluk mavi, neredeyse görünmez bir alevle yanmaktadır. Çok çeşitli buhar/hava konsantrasyonlarında yanıcıdır. Hidrojen zehirli değildir, ancak havadaki oksijenin yer değiştirmesiyle boğulmaya neden olabilmektedir. Çoğu sıvıda çözünürlük değeri oldukça düşüktür. Suda çözünürlük değeri de oldukça düşük olup 21 °C’de suda çözünürlük değeri 1,62 mg/L’dir. Kendiliğinden tutuşma sıcaklığı ise 500 °C (932 °F)’dir [40]. Hidrojen -262 °C’den düşük sıcaklıklarda katı fazda bulunmakta olup katı fazda yoğunluğu 70,6 kg/m³’tür. -262 °C ve -253 °C arasındaki sıcaklık değerinde sıvı fazda bulunmakta olup sıvı fazda yoğunluğu 70,8 kg/m³’tür. Daha yüksek sıcaklıklarda ise gaz fazında bulunmaktadır [18]. Hidrojenin normal şartlar altındaki yoğunluğu 0,08375 kg/m³, özgül ağırlığı ise (hava = 1) 0,0696’dır [41]. Hidrojenin faz diyagramı Şekil 2.1’de gösterilmektedir.



Şekil 2.1. Hidrojenin Faz Diyagramı [18]

Karbondiyoksit veya metan ile karşılaştırıldığında, hidrojen farklı fiziksel özelliklere sahiptir. Hidrojenin normal şartlar altında metana göre yaklaşık sekiz kat daha düşük yoğunluk

değerine sahip olması, hidrojen depolama işlemi açısından depolama kapasitesinin önemini artırmaktadır [6]. Hidrojen ve metanın bazı temel özellikleri Çizelge 2.1’de yer almaktadır.

Çizelge 2.1. Hidrojen ve Metanın Özellikleri [6, 18]

Özellik	Hidrojen	Metan
Molekül Ağırlığı, g/mol	2,016	16,043
Yoğunluk (25 °C, 1 atm)	0,08375 kg/m ³	0,6682 kg/m ³
Viskozite (25 °C, 1 atm)	0,89x10 ⁻⁵ Pa s	1,1x10 ⁻⁵ Pa s
Saf suda çözünürlük (25 °C, 1 atm)	7,9x10 ⁻⁴ (mol kgw ⁻¹ H ₂ (g))	1,4x10 ⁻³ (mol kgw ⁻¹ CH ₄ (g))
Kaynama Noktası	-253 °C	-165 °C
Kritik Basıncı	12,80 atm	45,79 atm
Kritik Sıcaklık	-239,95 °C	-82,30 °C
Isıl Değer	120 - 140 kJ/g	50 - 55,5 kJ/g
Saf suda difüzyon (25 °C)	5,13 x10 ⁻⁹ m ² /s	1,85 x10 ⁻⁹ m ² /s

Hidrojen depolama, temel olarak çok yüksek hacimdeki hidrojen gazının hacminin azaltılması anlamına gelmektedir. Ortam sıcaklığında ve atmosferik basıncında bir kilogram hidrojen, yaklaşık 11 m³ hacim kaplamaktadır. Depolama amacıyla hidrojen yoğunluğunu arttırmak için sıkıştırma veya kritik sıcaklığın altında soğutma gereklidir [18]. Belirli basınç ve sıcaklık koşulları altında hidrojenin yoğunluğu Çizelge 2.2’de gösterilmektedir.

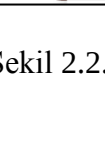
Çizelge 2.2. Hidrojenin farklı basınç ve sıcaklık koşulları altındaki yoğunluğu (Kg/m³) [42]

Sıcaklık	Basınç						
	0,1 Mpa (1 Bar)	1 Mpa (10 Bar)	5 Mpa (50 Bar)	10 Mpa (100 Bar)	30 Mpa (300 Bar)	50 Mpa (500 Bar)	100 Mpa (1000 Bar)
-125 °C (148,15 °K)	0,1636	1,6271	7,9181	15,179	37,109	51,090	71,606
-100 °C (173,15 °K)	0,1399	1,3911	6,7608	12,992	32,614	46,013	66,660
-75 °C (198,15 °K)	0,1223	1,2154	5,9085	11,382	29,124	41,848	62,322
-50 °C (223,15 °K)	0,1086	1,0793	5,2521	10,141	26,336	38,384	58,503
-25 °C (248,15 °K)	0,0976	0,9708	4,7297	9,1526	24,055	35,464	55,123
0 °C (273,15 °K)	0,0887	0,8822	4,3036	8,3447	22,151	32,968	52,115
25 °C (298,15 °K)	0,0813	0,8085	3,9490	7,6711	20,537	30,811	49,424
50 °C (323,15 °K)	0,0750	0,7461	3,6490	7,1003	19,149	28,928	47,001
75 °C (348,15 °K)	0,0696	0,6928	3,3918	6,6100	17,943	27,268	44,810
100 °C (373,15 °K)	0,0649	0,6465	3,1688	6,1840	16,883	25,793	42,819
125 °C (398,15 °K)	0,0609	0,6061	2,9736	5,8104	15,944	24,474	41,001

Hidrojen, metana kıyasla daha düşük viskozite değerine sahip olduğundan daha yüksek hareketlilik göstermektedir. Bu durum hidrojen ve metan içeren gözenekli bir ortamda hidrojenin daha mobil olması ve dolayısıyla gözenekli ortamda kalan gaz içinde daha düşük oranda hidrojen olmasına sebep olmaktadır [6, 7]. Hidrojenin çözünürlüğü, tuzlu akiferlerde veya tükenmiş petrol ve gaz rezervuarlarında depolandığında oldukça önemlidir. Metan ile karşılaştırıldığında hidrojenin daha düşük çözünürlüğe sahip olması akiferlerde veya tükenmiş petrol ve gaz rezervuarlarında depolanması açısından avantajlı bir durumdur. Hidrojen-metan-tuzlu su sisteminde çözünmeden dolayı daha az hidrojen kaybı anlamına gelmektedir [6, 7]. Hidrojen metana göre katılarda birkaç kat hızlı yayılmaktadır. Bu durum hidrojenin tuz mağaralarında depolanması sırasında sorunlara neden olabilmektedir. Akiferler ve tükenmiş hidrokarbon rezervuarları ise, gözenekli ortamda su bulunması ve hidrojenin sudaki düşük çözünürlüğü nedeniyle hidrojenin sızdırmazlığı açısından daha uygun depolama ortamlarıdır [18].

2.2. Hidrojen Üretimi

Hidrojen üretmek için birincil enerji kaynağına ihtiyaç duyulmaktadır. Bu kaynakların türüne göre hidrojen üretimi çeşitlendirilmektedir. Hidrojen yenilenebilir enerji ile elde edilmesi halinde “yeşil hidrojen”, fosil yakıtlardan karbondioksit (CO₂) yakalama sistemleri kullanılarak üretilirse “mavi hidrojen”, fosil yakıtlardan piroliz gibi prosesler ile CO₂ olmadan üretilirse “turkuaz hidrojen”, nükleer enerjiyle üretilirse “pembe hidrojen”, doğal gazın reformasyonundan elde edilirse “gri hidrojen” ve gazlaştırma yöntemiyle kömürden CO₂ yakalamadan elde edilirse “kahverengi hidrojen” olarak tanımlanmaktadır. Karbondan arındırılmış hidrojen üretimi, emisyon azaltma hedeflerine ulaşma açısından önemli taşımaktadır. [15] Kaynaklarına göre farklı hidrojen üretim teknolojileri Şekil 2.2’de yer almaktadır.

Teknoloji	Birincil Enerji/Elektrik Kaynağı	Karbon Ayak İzi (kgCO ₂ /kgH ₂)	Maliyeti (ABD doları/kgH ₂)
 Su elektrolizi	Yenilenebilir enerji	<1	4,0-9,0
 Su elektrolizi	Nükleer enerji	<2	3,5-7,0
 Piroliz	Fosil yakıt	<3	1,25-2,20
 Buhar metan reformlama (karbon yakalama ile)	Doğal gaz, kömür	<4	1,5-3,00
 Buhar metan reformlama (karbon yakalamadan)	Doğal gaz	8-10	0,5-1,70
 Gazlaştırma	Kömür	>20	1,0-2,2

Şekil 2.2. Kaynaklarına göre hidrojen üretim yöntemleri [15]

2.3. Yeraltında Hidrojen Depolama

Yeraltında hidrojen depolama (YHD) temel olarak yer altındaki uygun jeolojik yapılara hidrojen gazının basınç altında enjekte edilmesi ve daha sonra ihtiyaç duyulduğunda geri üretilmesi şeklinde tanımlanabilir [10]. YHD için farklı yöntemler bulunmakta olup literatürde bu yöntemler genel olarak akiferler, tükenmiş petrol ve doğal gaz sahaları, tuz mağaraları olmak üzere üç ana başlık altında incelenmektedir [6, 17, 18]. YHD için ayrıca, terk edilmiş kömür madenleri, kaya mağaraları, soğutmalı mağaralar gibi farklı depolama seçenekleri de bulunmaktadır [7, 10, 43].

Yeraltında gaz depolama (YGD) yeni bir kavram olmadığı gibi yer altında gaz depolamanın ortaya çıkışı, doğal gazın jeolojik oluşumlarda depolandığı 1916 yılına dayanmaktadır [7]. YGD yeraltında belirli bir derinlikte doğal ortamda yapay olarak oluşturulmuş bir gaz birikimi olarak tanımlanabilir [7, 18]. YGD sahalarının uygunluğu, jeolojik yapının (depolama ortamı) toplam kapasitesi, üretim kapasitesi ve sahanın tüketim noktalarına yakınlığı ile belirlenmektedir. Toplam kapasite, bir rezervuarda bulunabilecek maksimum gaz hacmini ifade etmektedir. Depolama ortamında bulunan toplam gaz; çalışma gazı ve yastık gazından oluşmaktadır. Çalışma gazı enjekte edilen ve geri üretimi yapılabilen gazı ifade ederken yastık gazı enjeksiyon ve geri çekme döngüleri sırasında sürekli rezervuarda bulunan ve tampon görevi gören gazı ifade etmektedir [7, 10, 17].

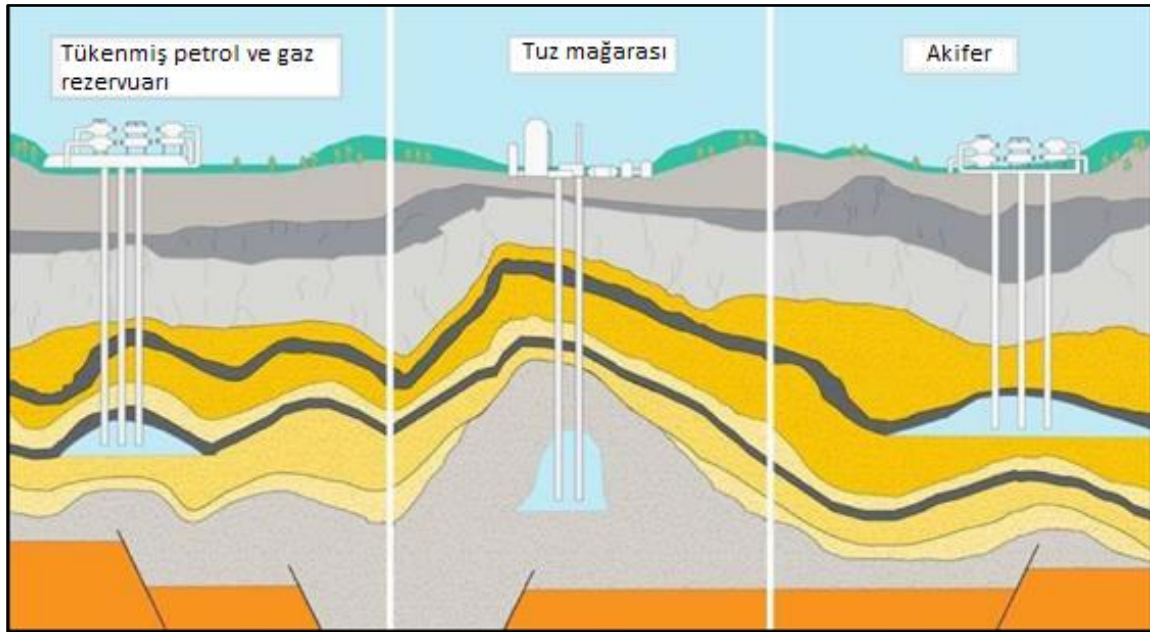
Gazların yeraltında depolanması için kullanılabilecek jeolojik alanlar iki kategoriye ayrılmaktadır; Bunlardan birincisi, gazın kumtaşları veya karbonat gibi oluşumlarının gözenek boşluğunda bulunacağı gözenekli ortamlardır. İkincisi ise, gazın yoğun bir kayada kazılmış veya çözelti madenciliği ile oluşturulmuş oyuklarda tutulacağı mağara depo alanlarıdır [6].

Yeraltı gaz depolaması için bir jeolojik sahanın üretim kapasitesi (enjeksiyon/geri üretim) genellikle günlük olarak çekilebilecek gaz miktarı cinsinden ifade edilmektedir. Geri üretim kapasitesi depolama ortamının türü, gözeneklilik, derinlik, yüzey tesislerinin özellikleri gibi çeşitli özelliklere bağlı olarak değişiklik gösterebilmektedir [17].

Yeraltında gaz depolamanın avantajları aşağıda özetlenmiştir; [7, 18]

- Depolama güvenliği: Yer altı tesisleri yangına veya saldırılara karşı daha az hassastır.
- Alan yönetimi: Geleneksel yüzey tanklarında yer altı tesislerinde depolanan miktarda gazı depolamak geniş alanlara ihtiyaç duyulmaktadır. Bu nedenle, YGD’de yerüstü depolamaya kıyasla alan yönetimi daha iyidir. Yer altı tesislerinin nispeten küçük yüzey kurulumlarının peyzaj ve mevcut altyapı ile entegre edilmesi daha kolaydır.
- Ekonomi: YGD inşaat maliyetleri, aynı kapasiteye sahip yüzey tesislerinin maliyetlerinden çok daha düşüktür.
- Uygun jeolojik yapıların mevcudiyeti: Birçok ülkede yaygın olarak bulunmaktadır.

YHD ile YGD arasında birçok benzerlikler bulunmaktadır. Çoğu durumda, bir YHD projesinde depolama yeri seçimi, depolama teknikleri, izleme ve enjeksiyon/geri üretim döngülerin belirlenmesinde YGD projelerinden elde edilen deneyimlerden yararlanılmaktadır. YHD ile YGD arasında benzerlikler bulunsa da hidrojenin doğal gaz veya metana kıyasla yoğunluk, viskozite ve reaktivite gibi farklı özellikleri beklenmedik davranışlara yol açabilmektedir [30]. YHD ile YGD arasındaki temel fark, hidrojenin kimyasal veya biyolojik reaksiyona daha aktif katılmasına neden olan hidrojen ve doğal gaz arasındaki farklılıklar ile ilgilidir [17]. Yer altında gaz depolamada kullanılan farklı jeolojik yapılara ilişkin görseller Şekil 2.3’te gösterilmektedir.



Şekil 2.3. Hidrojen depolama için farklı jeolojik yapılara ilişkin şemalar [17]

2.3.1. Hidrojenin akiferlerde depolanması

Akiferler yer altında tatlı veya tuzlu su barındıran gözenekli ve geçirgen kaya oluşumlarıdır [18]. Akiferler dünyada birçok bölgede yaygın olarak bulunmakta olup tükenmiş hidrokarbon yataklarının veya tuz mağaralarının bulunmadığı bölgelerde yer altı hidrojen depolama için önemli bir depolama alternatifidir [17]. Verimli depolama için, akiferin tükenmiş hidrokarbon rezervuarları ile benzer jeolojiye sahip olması, ayrıca, yüksek gözeneklilik, geçirgenlik ve rezervuar kapasitesine sahip olması gereklidir [43]. Başlangıçta su ile dolu olan akifere hidrojen enjekte edildiğinde, gaz ve sıvı arasındaki yoğunluk farkından dolayı sıvı aşağı veya yanlara doğru hareket edecektir. Akiferden su çekilmeden hidrojen enjekte edileceğinden gözenekli ortamın basıncı artacaktır. Aynı zamanda sıvı-gaz arayüzünün seviyesi de değişecektir. Akiferden hidrojen geri üretildiği zaman, gaz-sıvı arayüzünün hareketinden dolayı hidrojen ile birlikte sıvı üretimi de gerçekleşebilmektedir. Sıvı üretimi, akiferlerde hidrojen depolama açısından olumsuz bir durumdur [6, 7].

Akiferler hidrojen depolama için kullanıldığında önemli miktarda gaz akiferde sürekli olarak kalacak ve daha sonra geri kazanımı mümkün olmayacaktır. Depolanabilecek gazın hacmi, rezervuarın hacmine ve gözenekliliğine, depolama sıcaklığına ve basıncı göre değişiklik göstermektedir [18]. Akiferler için gerekli yastık gazı miktarı, tükenmiş petrol ve gaz rezervuarlarına göre daha fazla olabilmektedir [43]. Bunun yanı sıra, hidrojenin akiferlerde depolanması durumunda hidrojen kaybına yol açabilecek çeşitli problemler vardır. Hidrojenin tespit edilmemiş faylar boyunca sızıntısı, biyokimyasal reaksiyonlar veya hidrojenin rezervuar kayacındaki minerallerle reaksiyonları hidrojen kaybına yol açabilmektedir. Tükenmiş petrol ve gaz rezervuarlarının aksine, akiferlerin sızdırmazlığı başlangıçta bilinmemekte olup tespit edilmesi gereklidir. Bu nedenle akiferin sızdırmazlığının belirlenmesi için kuyular açılması ve çeşitli testlerin yapılması gerektirir. Bu durum, akiferlerin depolama amacıyla kullanılmasını daha maliyetli hale getirmektedir [17, 18]. Akiferlerin hidrojen depolama için kullanılabilirliği literatürde çeşitli simülasyon çalışmaları mevcuttur.

Örnekleme gerekirse; Pfeiffer ve Bauer [8] tarafından 2015 yılında yayımlanan bir çalışmada, yeraltında gözenekli ortamda hidrojen depolanması için senaryo geliştirilmiş ve gerçek ortam verileri ile oluşturulan tuzlu akifer modeline hidrojen depolama ve üretiminin simülasyonu gerçekleştirilmiştir. Simülasyonlar, çok fazlı ve çok bileşenli bir rezervuar

simulatorü olan “Eclipse E300” kullanılarak yapılmıştır. Çalışmada, yastık yazı olarak azot gazı kullanılmış ve çalışmanın sonucunda gözenekli ortamda hidrojen depolamanın büyük miktarlarda enerjiyi depolamak için uygun bir seçenek olduğunu sonucuna varılmıştır. Ayrıca, depolama performansının ilk depolama döngüsünden dördüncü depolama döngüsüne doğru yükseldiği ifade edilmektedir.

Hagemann ve diğerleri [11] tarafından 2015 yılında yayımlanan bir çalışmada, bir akiferin hidrojen depolama için kullanılması sayısal olarak incelenmiştir. Çalışmada, YHD’deki hidrodinamik etkileri açıklayan bir matematiksel model geliştirilmiş ve açık kaynak kodu “DuMux” kullanılarak sayısallaştırılmıştır. Çalışmanın sonucunda, rezervuara gaz enjeksiyonunda enjeksiyon hızına bağlı olarak bazı önemli farklılıklar olduğu, düşük enjeksiyon hızlarında yerçekimi kuvvetlerinin daha baskın olduğu, yüksek enjeksiyon hızlarında ise viskoz kuvvetlerin baskın olduğu ifade edilmiştir. Ayrıca, hidrojenin rezervuarda yatay yönde metandan daha hızlı yayıldığı, akiferlerde hidrojen depolamada hidrojenin rezervuarın alt noktasından enjekte edildiği ve rezervuarın üst noktasında örtü kayacın altından üretildiği yöntemi ifade eden “Selective technology”nin kullanılmasının gerektiği ifade edilmektedir.

Pfeiffer ve diğerleri [24] tarafından 2016 yılında yayımlanan bir çalışmada, yeraltında hidrojen depolamanın sayısal simülasyonu gerçekleştirilmiştir. Simülasyonlar “Eclipse E300” kullanılarak gerçekleştirilir. Yeraltında hidrojen depolamanın uygulanabilirliğini test etmek amacıyla Kuzey Almanya Havzasında mevcut bir antiklinal yapı için olası bir kullanım senaryosu tanımlanmış ve depolama işleminin sayısal olarak simülasyonu yapılmıştır. Yastık gazı olarak azot kullanılmıştır. Depolama performansının depolama döngüleri boyunca arttığı ifade edilmektedir.

Lubon ve Tarkowsk [27] tarafından 2020 yılında yayımlanan bir çalışmada, Polonya'daki derin bir akifere mevsimsel olarak hidrojen enjeksiyonu ve geri üretiminin sayısal simülasyonu gerçekleştirilmiştir. Çalışmada, ardışık depolama döngüleri boyunca üretimi yapılan hidrojen miktarının arttığının kaydedildiği, hidrojen üretimi sırasında ortaya çıkan büyük miktardaki suyun yönetiminin ciddi bir çevresel sorun yaratacağı, derin bir akiferde yer altı hidrojen depolamanın makul gaz geri kazanım oranları ile gerçekleştirilebileceği sonucuna ulaşılmıştır.

2.3.2. Hidrojenin tükenmiş petrol ve doğal gaz sahalarında depolanması

Günümüzde tükenmiş doğal gaz rezervuarları doğal gaz için geleneksel depolama ortamıdır [6, 7]. Tükenmiş doğal gaz rezervuarları diğer yeraltı jeolojik yapıları kıyasla hakkında daha fazla bilgi sahibi olunan yapılardır. Tükenmiş bir doğal gaz rezervuarında kalan gazın varlığı, yastık gazı rolü oynayabileceği için bir avantaj olarak kabul edilmektedir. Diğer taraftan, yastık gazının varlığının hidrojenin saflığı üzerinde olumsuz etkisi vardır. Tükenmiş bir doğal gaz sahasının YGD veya YHD için kullanılması planlanıyorsa doğal gaz üretiminin uygun bir zamanda durdurulması önemlidir. Böylece, depolamanın daha kısa sürede ve daha düşük maliyetle oluşturulması sağlanabilir [6]. Tükenmiş doğal gaz rezervuarları, hidrojen depolama için tükenmiş petrol rezervuarlarına göre oldukça avantajlı olsa da dünyanın birçok bölgesinde yaygın olarak bulunmaları tükenmiş petrol rezervuarlarını da hidrojen depolama için potansiyel bir seçenek haline getirmektedir [17]. Literatürde, özellikle tükenmiş doğal gaz rezervuarında hidrojen depolama için yapılan simülasyon çalışmalarından bazıları aşağıda incelenmiştir.

Amid ve diğerleri [9] tarafından 2016 yılında yayımlanan bir çalışmada, hidrojenin tükenmiş bir doğal gaz rezervuarında mevsimsel olarak depolanması incelenmiştir. Çalışmada, tükenmiş bir gaz rezervuarında hidrojenin depolanmasının önünde aşılabilir bir teknik engel olmadığı, çözünme ve difüzyondan kaynaklanan hidrojen kayıplarının %0,1'in altına düşürülebileceği ifade edilmektedir. Çalışmada ayrıca, rezervuarda kalan karbondioksitin biyolojik dönüşümünden kaynaklanan kayıpların sınırlı olduğu, ancak kükürt minerallerinin hidrojen sülfite biyolojik olarak indirgenmesinin potansiyel bir problem olmaya devam ettiği belirtilmiştir.

Feldmann ve diğerleri [30] tarafından 2016 yılında yayımlanan bir çalışmada, tükenmiş bir doğal gaz rezervuarında hidrojen depolama için kullanılması sayısal olarak incelenmiştir. Çalışmada, enjeksiyon ve üretim hızlarının, rezervuar basınç tepkisinin ve üretilen gazın bileşiminin belirlenmesi amacıyla depolama ortamına 5 yıl boyunca hidrojen enjeksiyonu ve ardından 5 yıl süreyle döngüsel olarak enjeksiyon ve üretim simülasyonu gerçekleştirilmiştir. Çalışmada, açık kaynak kodlu “DuMux” yazılımı ve “COMSOL” yazılımı kullanılmıştır. Üretilen gazın ortalama hidrojen konsantrasyonunun ilk üretim döngüsünde %82, son üretim döneminde ise %85,2 olduğu tespit edilmiştir. Bu çalışmada,

tükenmiş doğal gaz rezervuarlarının büyük miktarda depolama potansiyeline sahip olduğu sonucuna varılmıştır.

Hemme ve Berk [31] tarafından 2018 yılında yayımlanan bir çalışmada, tükenmiş bir doğal gaz rezervuarının hidrojen depolama için kullanılmasındaki potansiyel risklerin belirlenmesi amaçlanmıştır. Depolama ortamının modellenmesinde “PHREEQC” (jeokimyasal modelleme) yazılımı kullanılmıştır. Çalışmada, örtü kayaçtan difüzyon nedeniyle kayıpların yaşandığı ve depolama süresi, basınç, sıcaklık, kinetik hız ve depolanan gaz bileşiminin toplam kayıp üzerinde önemli ölçüde etkilerinin olduğu sonucuna varılmıştır. Karbondioksit gazı kompozisyonu düşük olan tükenmiş doğal gaz rezervuarlarının hidrojen depolama için seçilmesi önerilmektedir. Ayrıca, düşük basınç ve sıcaklık koşullarına sahip rezervuarların seçilmesi önerilmektedir.

Kanaani ve diğerleri [44] tarafından 2022 yılında yayımlanan bir çalışmada, tükenmiş petrol rezervuarlarında yeraltı hidrojen depolamasında yastık gazının rolü incelenmiştir. Çalışmada, ağır ham petrol barındıran heterojen yapılı gerçek bir petrol sahasına ait rezervuar verileri kullanılmıştır. Çalışmada, petrol rezervuarına hidrojen enjeksiyonundan önce tampon gazının enjeksiyonunun, orijinal rezervuar akışkanlarının kuyulardan uzaklaşmasını ve rezervuarda hidrojen enjeksiyonu için uygun koşulların oluşmasını sağlayacağı, hidrojenin geri üretimini önemli ölçüde artıracığı, metan gazının azot ve karbondioksit ile karşılaştırıldığında, yastık gazı olarak daha iyi bir performans sergilediği, yastık gazı karışımının moleküler ağırlığının düşürülmesinin hidrojen geri kazanımını arttırdığı, orijinal rezervuar akışkanlarının etkilerinin daha yoğun olduğu ilk döngülerde tampon gaz enjeksiyonunun etkisinin daha belirgin olduğu, yastık gazı türünün yastık gazı hacminden daha önemli olduğu sonucuna varılmıştır.

Lysyy ve diğerleri tarafından 2021 yılında yapılan bir çalışmada, petrol, gaz ve su bölgesi bulunan bir rezerv yapısında mevsimsel olarak hidrojen depolama simülasyonu yapılmıştır. Çalışmada, depolama döngüleri tekrarlandıkça hidrojen saflığının arttığı ve gaz bölgesinin petrol ve su bölgesine göre hidrojen depolama için daha uygun olduğu sonucuna varılmıştır [22]. Bunun yanında, Feldmann ve diğerleri tarafından 2016 yılında tükenmiş bir gaz rezervuarında mevsimsel hidrojen depolaması için sayısal simülasyon çalışması gerçekleştirmiş ve üretilen gazdaki ortalama hidrojen konsantrasyonunun son depolama döneminde %85,2 olarak elde edilmiştir [30].

Thaysen ve diğerkleri tarafından 2021 yılında yapılan bir çalışmada da yeraltında hidrojen kaybına yol açan faktörler incelenmiş ve düşük tuzluluk ve alçak sıcaklık değerlerine sahip rezervuarlarda önemli mikrobiyal büyüme ve küçük miktarda hidrojen tüketimi olduğu, her ikisinin de tekrarlanan depolama döngüleri sırasında daha da artabileceğini ancak hidrojen tüketiminin depolanan H₂ miktarına göre ihmal edilebilir olduğu ifade edilmiştir [45].

2.3.3. Hidrojenin tuz mağaralarında depolanması

Yer altında tuz birikintilerinde oluşturulan yapay boşluklar olarak tanımlanan tuz mağaraları özellikle gazlar olmak üzere birçok farklı madde için uygun depolama ortamıdır. Yer altındaki tuz birikintilerinin kalınlığı, büyük kapasiteli yeraltı depolama tesislerinin inşasına olanak tanımaktadır. Tuzun kendine özgü özellikleri, oluşturulan deponun uzun süreli dayanıklılığı sağlamaktadır [18]. Mağaraları çevreleyen tuz oldukça geçirimsizdir. Tuz mağaralarında gözlemlenen gaz kayıpları genellikle sızdıran kuyulardan veya neden olunan çatlaklardan kaynaklanmaktadır. Ancak, sızıntı oranı genellikle %1'in altındadır. Mağaralar, tuz kubbeleri veya tabakalı tuz birikintileri içinde oluşturulabilir. Tuz kubbeleri kalın homojen yapılardır ve bu yapılar tipik bir depo için yapısal olarak kararlı bir mağara oluşturulmasına imkân sağlar. Tabakalı tuz birikintileri ise daha sık derinliklerde bulunan daha ince tabakalardır [17].

Tuz mağaralarının inşa sürecinde bütün işlemler tek bir kuyu ile yapılabildiğinden oluşturma maliyetleri diğerk yeraltı depolama projelerine kıyasla daha düşüktür. Aynı kuyu ayrıca gaz enjeksiyonu ve geri üretimi için de kullanılmaktadır. Tuz mağaralarında oluşturulan depolama tesislerinin yönetimi kolaydır ve yılda birkaç kez gaz enjekte edilebilir ve geri üretimi yapılabilir. Tuz mağaraları, gaz talebinin yüksek olduğu zamanlarda talebin karşılanması için uygun yapılardır [6]. Liu ve diğerkleri tarafından 2020 yılında Çin'in Jiangsu eyaleti için yapılan çalışmada, rüzgâr enerjisi için pik talebin karşılanması için tuz mağaralarında büyük ölçekli hidrojen depolama önerilmiştir [46].

2.3.4. Diğerk depolama yöntemleri

Hidrojenin yer altında depolanması için olası diğerk seçenekler; terk edilmiş kömür madenleri, kaya mağaraları ve soğutmalı maden mağaralarıdır [7, 10]. Bu tür depolama seçeneklerinin özellikle petrol ve doğal gaz rezervuarların, uygun akiferlerin veya tuz

mağaralarının bulunmadığı bölgelerde yakın gelecekte hidrojen gazı depolama talebinin artmasıyla birlikte daha popüler hale gelmesi beklenmektedir [6]. Terk edilmiş madenler yüksek basınçlı gaz depolama tesislerine dönüştürülebilmektedir. Ancak bunların gaz sızdırmazlığı ve testleri konusunda birçok soru işareti bulunmaktadır. Terk edilmiş madenlerin gaz depolama amacıyla kullanılması günümüzde diğer yer altı depolama alternatifleri kadar yaygın değildir [10]. Geleneksel madencilik teknolojileri ile inşa edilen kaya mağaraları ise yüksek basınç altında gaz depolamaya genellikle uygun değildir. Ancak, bu yapılar doğal yeraltı suyu veya paslanmaz çelik kaplama gibi geçirgenlik bariyeri görevi görebilen bir dizi farklı yöntem kullanılarak depolamaya uygun hale getirilebilir [10]. Soğutmalı maden mağaraları ise gaz enjekte edilmeden önce belirli bir sıcaklığa kadar soğutulmaktadır. Soğutmanın etkisi ile depolama hacmi ihtiyacı azalmaktadır [7].

Hidrojenin yer altında gözenekli ortamda depolanmasıyla ilgili literatürde bulunan ve yukarıda açıklanan çalışmalar genel olarak değerlendirildiğinde; (i) yer altında gözenekli ortamda hidrojen depolama, büyük ölçekli enerji depolama için cazip bir seçenektir, (ii) YGD ile GHD arasında benzerlikler bulunmasına karşın iki yöntem arasında farklılıklar bulunmaktadır, (iii) rezervuarlardan önemli miktarda hidrojen geri üretilebilmektedir, (iv) enjeksiyon kuyularını çevreleyen bölgeler en yüksek gaz doygunluğu olan bölgelerdir, (v) kimyasal ve bakteriyel aktiviteler depolama performansı üzerinde olumsuz bir etkiye sahip olabilir, ancak bu etkiler sınırlıdır ve rezervuarın özelliklerine göre bağlıdır, (vi) bir rezervuar içindeki gaz bölgeleri petrol veya su bölgelerine kıyasla hidrojen depolama için daha uygundur.

Hidrojenin üretimi, nakliyesi, depolanması ve kullanımının uygulanabilirliğini araştırmak için dünya çapında çeşitli girişimler bulunmaktadır. Bu projelerden bazıları; “HyUnder” [47], “SUN Storage” [48], “Hychico” [49] ve “HyStorPor” [50] projeleridir.

2012 yılında İspanya’da başlatılan “HyUnder” [47] projesinin amacı, jeolojik ve coğrafi faktörleri dikkate alarak Avrupa’daki hidrojen yer altı depolama potansiyelini değerlendirmek ve büyük ölçekli yer altı depolamayla birlikte yenilenebilir elektriğin hidrojene dönüştürülmesine yönelik iş senaryolarının fizibilitesi olarak belirlenmiştir. Projede başlangıç noktası olarak Avrupa perspektifi alınsa da projedeki daha detaylı analizler özellikle proje konsorsiyumunun parçası olan altı Avrupa ülkesine (Fransa, Almanya, Hollanda, Romanya, İspanya ve Birleşik Krallık) odaklanmış ve yer altında

hidrojen depolamanın uygulanabilirliği ve potansiyel riskler belirlenmeye çalışılmıştır. Projede depolama ortamı olarak tuz mağaraları baz alınmıştır.



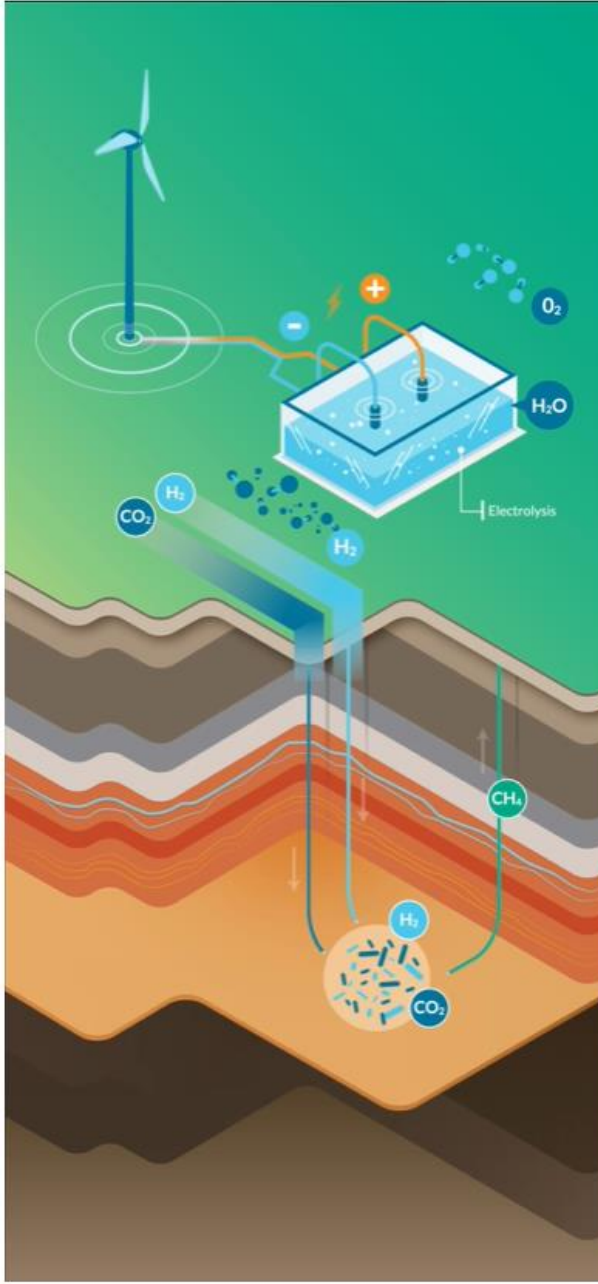
Resim 2.1. “HyUnder” [47] projesine ilişkin görsel

Avusturya’da bir araştırma projesi olan “SUN Storage” [48] projesinde, yenilenebilir güneş enerjisi, elektroliz yoluyla yeşil hidrojene dönüştürölmekte ve tükenmiş doğal gaz rezervuarlarında saf halde depolanmaktadır. “Yeraltı Güneş Depolaması 2030” (USS 2030) olarak tanımlanan bu projede, hidrojen formundaki yenilenebilir enerjinin yer altı gaz rezervuarlarında güvenli, mevsimsel ve büyük ölçekli depolanması amaçlanmaktadır.



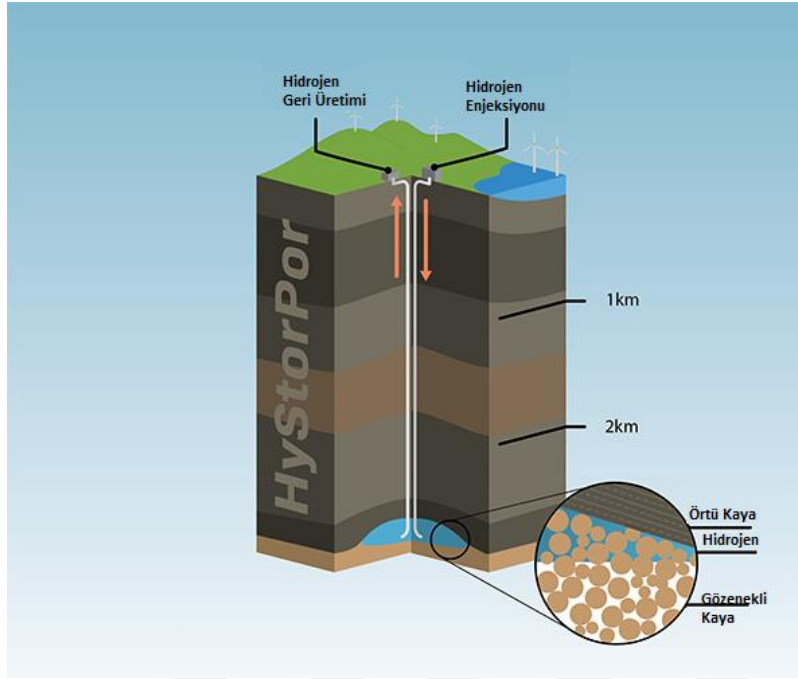
Resim 2.2. “SUN Storage” [48] projesine ilişkin görsel

2010 yılında başlatılan “Hychico” [49] projesi, yer altı kontrollü metanojenez yoluyla hidrojen ve karbondioksitten metan üretmek için bir pilot proje olarak başlatılmıştır. Çalışmalar, sahanın biyolojik özelliklerinin, hem operasyonel özelliklerin (enjeksiyon hızı, H_2 , CO_2 karışım bileşimi, kalış süreleri vb.) hem de rezervuar parametrelerinin (sıcaklık, formasyon suyunun fiziksel ve kimyasal özellikleri vb.) tanımlanmasını ve optimizasyonunu içermektedir. Projenin amacı, rezervuar davranışını modellemek ve “yeşil metan” üretimi fizibilite çalışmasını gerçekleştirmek olarak tanımlanmaktadır.



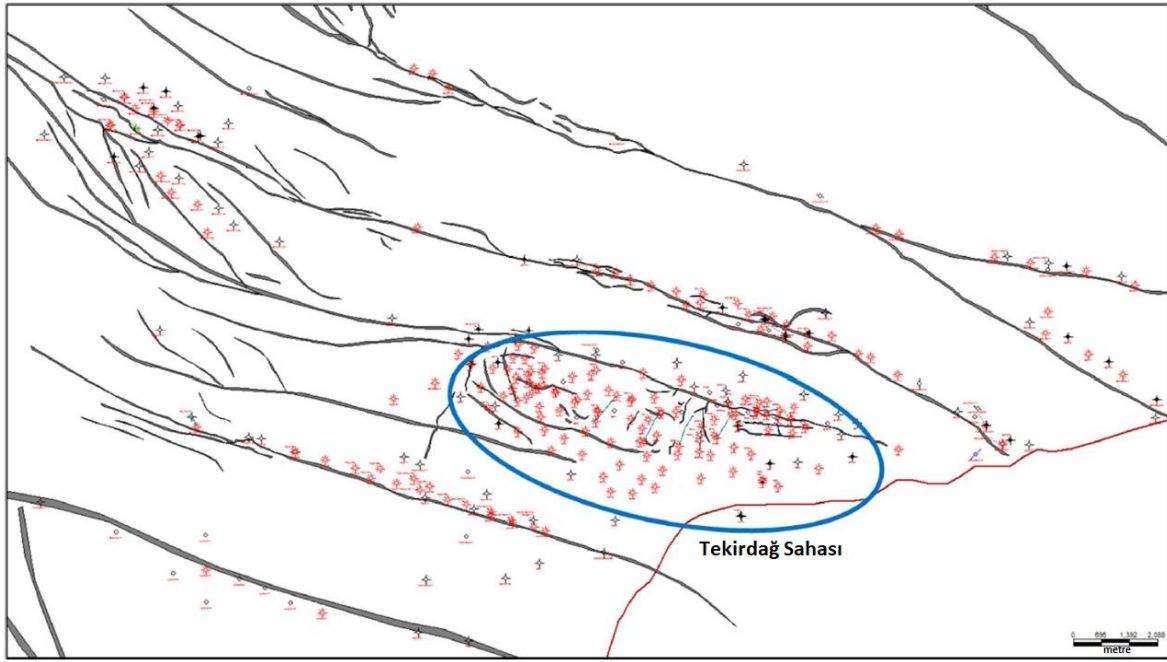
Resim 2.3. “HyChico” [49] projesine ilişkin görsel

“HyStorPor” [50] projesi, hidrojenin yer altında gözenekli kayalarda depolanmasını araştırmayı amaçlayan bir araştırma girişimidir. Proje, Edinburgh Üniversitesi ve İskoçya Deniz Bilimleri Derneği’ne bağlı bir araştırma ekibi tarafından yürütülmektedir. Proje, kesintili olarak enerji sağlayabilen yenilenebilir kaynaklardan üretilen enerjinin arz ve talebini dengelemek için hidrojenin gözenekli kayalarda depolanmasının mümkün olup olmadığını araştırmayı amaçlamaktadır [50]. Proje, geniş bir coğrafi alanda gözenekli kayalarda hidrojenin yer altında depolanmasının uygunluğunu değerlendirmek için son teknoloji laboratuvar deneylerini içermektedir [50].

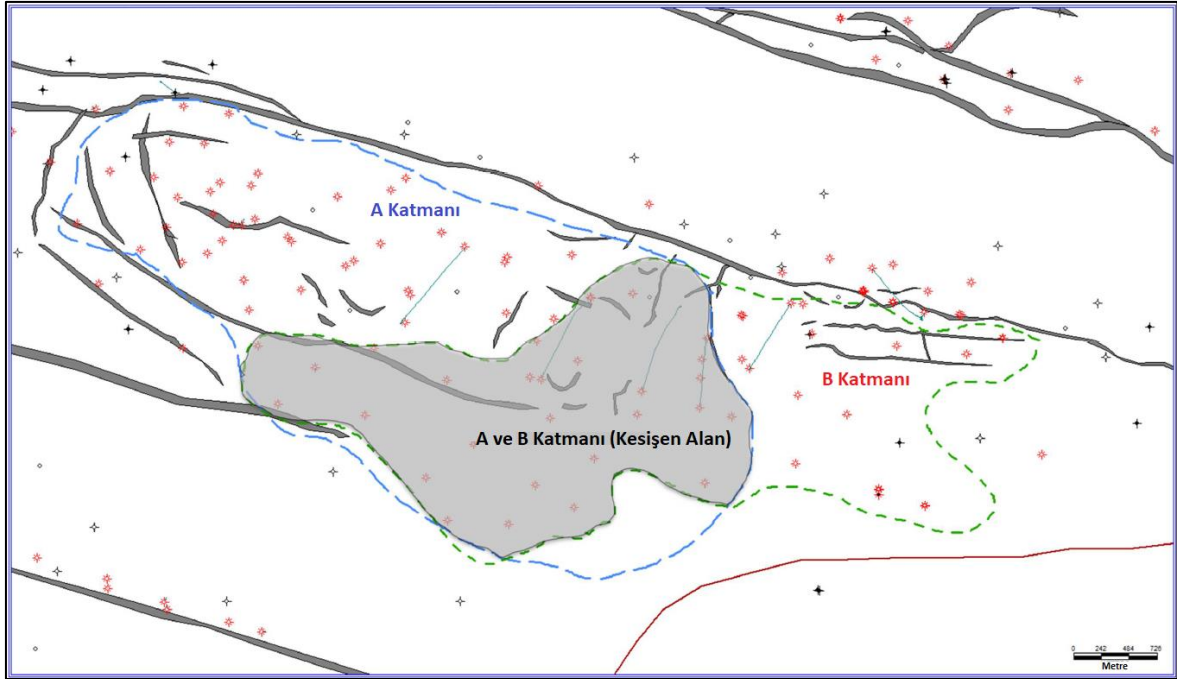


Resim 2.4. “HyStorPor” [50] projesine ilişkin görsel

katmanda da ortalama su doygunluğu %20, ortalama geçirgenlik 30 mD iken ortalama gozeneklilik A-Katmanında %24,1, B-Katmanında ise %23,9'dir. Rezervuarın orijinal gaz kompozisyonu yaklaşık %95 oranında metandan (CH_4) oluşmaktadır. Ayrıca, rezervuarın orijinal gaz kompozisyonu yaklaşık %1 oranında hidrojen içermektedir. Çizelge 3.1'de A ve B katmanlarına ait rezervuar özellikleri, izelge 3.2'de ise rezervuarın başlangıç durumundaki gaz kompozisyonu göstermektedir [51]. Gaz sahasında toplam 48 adet kuyu bulunmakta olup kuyuların tamamının düşey istikametli olduğu kabul edilmiştir.



Harita 3.2. Tekirdağ sahasının konumu [51]



Harita 3.3. A ve B katmanlarının kesişen kısımlarıyla birlikte görünümü [51]

Karakaya tarafından başlangıç durumu için yerinde gaz miktarını (OGIP) materyal balans yöntemiyle 1,404 milyar Sm^3 , sayısal modelleme yöntemiyle de 1,410 milyar Sm^3 olarak hesaplamıştır [51].

Çizelge 3.1. Tekirdağ gaz sahasında A ve B katmanlarına ait rezervuar özellikleri [51]

	A- Katmanı	B- Katmanı
Alan, km^2	13,63	9,79
Kalınlık, m	10,20	9,48
Derinlik (Rezervuar üst noktası), m	318,0	334,0
Gözeneklilik, %	24,1	23,9
Geçirgenlik, mD	30	
Kayaç sıkıştırılabilirliği, bar^{-1}	$4,35 \times 10^{-5}$	
Su saturasyonu, %	20	
Orijinal rezervuar basıncı, bar	31,16	32,61
Rezervuar sıcaklığı, $^{\circ}\text{C}$	31,6	36,6

Çizelge 3.2. Tekirdağ gaz sahasında A ve B katmanlarına ait orijinal gaz kompozisyonu [51]

Bileşen	Mol Yüzdesi, %
Metan	95,34
Etan	1,26
Propan	0,27
i-Butan	0,10
n-Butan	0,03
i-Pentan	0,02
n-Pentan	0,01
Hekzan ve daha ağır hidrokarbonlar (C6+)	-
Azot	2,04
Karbondioksit	-
Hidrojen	0,93
Toplam	100,00

3.2. Modelleme Aracı

Bu çalışmada rezervuar modelleme ve simülasyonu için MATLAB MRST (*MATLAB Reservoir Simulation Toolbox*) [39] aracı kullanılmıştır. MRST, SINTEF Digital'de Matematik ve Siberetik Bölümündeki Hesaplamalı Yerbilimleri [53] grubu tarafından geliştirilmiş, ücretsiz ve açık kaynak kodlu bir yazılımdır. MRST'nin geniş bir uluslararası kullanıcı ağı bulunmakta olup MRST kullanıldığı çok sayıda yüksek lisans ve doktora tezi bulunmaktadır [54]. MRST geliştiricileri tarafından bir simülatörden ziyade, farklı amaçlara yönelik modelleme ve simülasyon araçlarının oluşturması için çeşitli veri yapılarını ve hesaplama yöntemlerini bir araya getiren bir araç olarak tanımlanmaktadır. Bununla birlikte, MRST endüstri standardında modelleme ve simülasyon çalışması yapmaya imkân sağlamaktadır. MRST ayrıca, simülasyon sonuçlarının görselleştirilmesi için grafiksel kullanıcı arayüzleri içermektedir.

3.3. Modelin Oluşturulması

Rezervuar geometrisini oluşturmak için MRST'nin "upr" (Unstructured Grids Adapted to Geometric Objects - Geometrik Nesnelere Uyarlanmış Yapısız Izgaralar) ve "coarsegrid" (kaba ızgara) modülleri, rezervuardaki sıvı akışını modellemek için MRST'nin "compositional" modülü kullanılmıştır [39, 55].

Rezervuar modelinin oluşturulması ve üretim ve enjeksiyon simülasyonların yapılması için kullanılan sözde kod (pseudo code) Çizelge 3.3’de gösterilmektedir.

Çizelge 3.3. Rezervuar modelinin oluşturulması ve simülasyonları için sözde kod (pseudo code)

Rezervuar modelinin oluşturulması
Rezervuarın iki boyutlu sınırlarını ve kuyu noktalarını oluştur
Veri dosyasını oluştur
İki boyutlu sınırlarını ve kuyu noktalarını grafik olarak göster
3 boyutlu hücre yapısını oluştur
“pebiGrid2D” ile iki boyutlu hücre yapısını oluştur
İki boyutlu hücre yapısını grafik olarak göster
“makeLayeredGrid” ile katmanlı yapıyı oluştur
Tabakaları oluştur
Üç boyutlu hücre yapısını grafik olarak göster
Kuyu ve rezervuar kayaç özelliklerini tanımla
Kuyuları oluştur
Kayaç özelliklerini belirle
Rezervuar modelini 3 boyutlu olarak grafik olarak göster
Rezervuar akışkanının oluşturulması
Başlangıç ve sınır koşullarının oluşturulması
Yerinde gaz miktarının (OGIP) hesaplanması
Simülasyonların yapılması
Doğal gaz üretiminin simüle edilmesi için kuyu üretim ve enjeksiyon planlarının oluşturulması
Doğal gaz üretiminin simüle edilmesi (rezervuarın yaklaşık %50 oranında tükenmiş durumda elde edilmesi)
Hidrojen enjeksiyonu ve üretimi için kuyu enjeksiyon ve üretim planlarının oluşturulması
3 farklı senaryoda hidrojen enjeksiyonu ve üretimi simülasyonu yapılması

Rezervuar modeli toplamda 21576 adet hücreden meydana gelmekte olup hücre boyutları kuyu çevrelerinde belirli bir çap içerisinde kuyulara yaklaştıkça azalmaktadır. Hücrelerin

düşey yöndeki boyutları ise birbirine eşit olup her iki katman için hücre sayısı 4'tür. Rezervuar modelinin oluşturulması aşamaları Matlab kodları ile birlikte aşağıda açıklanmıştır.

İlk olarak “upr” modülü programa dahil edilmiş ve 2 boyutlu ve 3 boyutlu grafikler için gerekli fonksiyonlar tanımlanmış olup bu işleme ilişkin kod bloğu Çizelge 3.4’de gösterilmektedir.

Çizelge 3.4. Matlab kod bloğu (“upr” modülünün eklenmesi ve grafik fonksiyonlarının tanımlanması)

```
mrstModule add upr

fig2D = @() figure('Position', [0,0,800,500]);
fig3D = @() figure('Position', [0,0,1300, 650]);
alpha = 0.6;
cmap = jet*alpha + (1-alpha);
setAxProps = @(ax) set(ax, 'View', [-10, 45], ...
    'PlotBoxAspectRatio', [4.40, 1.86, 1.00], ...
    'Projection', 'Perspective', ...
    'Box', 'on', ...
    'ColorMap', cmap );
```

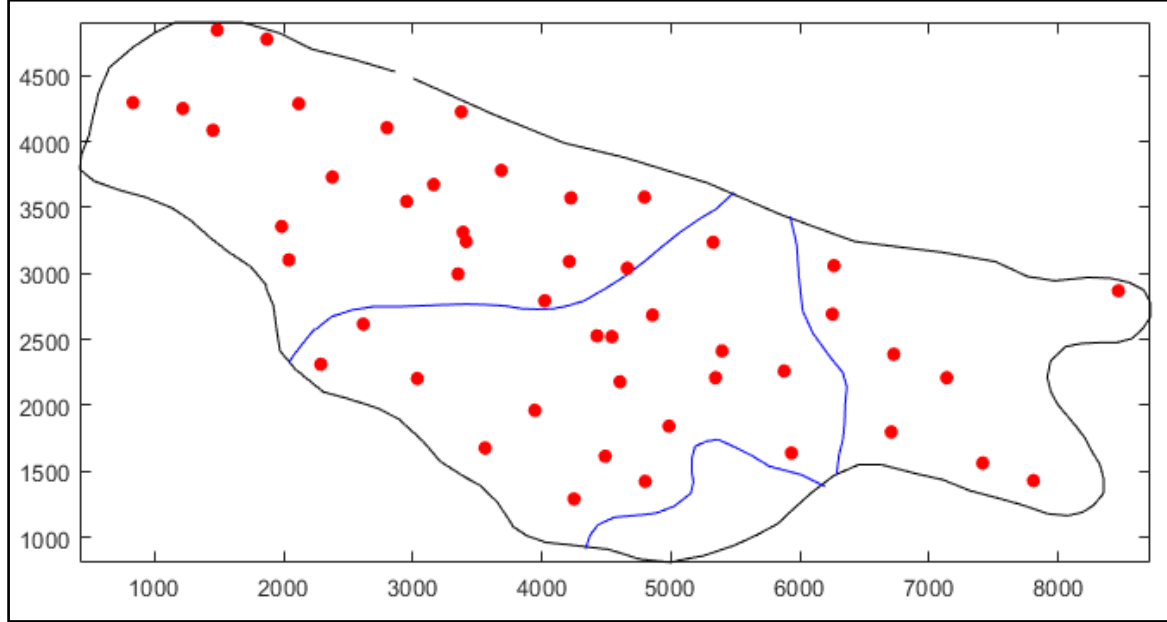
Rezervuarın sınırlarını, kuyu lokasyonlarını ve jeolojik özelliklerini içeren Matlab dosyası (class) oluşturulmuştur. Rezervuar sınırları ve kuyu lokasyonlarına ilişkin veriler Çizelge 3.5’deki kodlar kullanılarak grafik olarak gösterilmiştir. Rezervuar sınırlarının ve kuyu noktalarının düşey yönde görünümü Şekil 3.1’de gösterilmektedir.

Çizelge 3.5. Matlab kod bloğu (Rezervuar sınırlarının ve kuyu noktalarının grafiksel gösterimi)

```
% grafik olarak gösterim
fig2D(), hold on
plot(res_data.outline(:,1), res_data.outline(:,2), 'k');
plotLinePath(res_data.faultLines,'b');
plotLinePath(res_data.wellLines,'r', 'markerSize', 20);
box on, axis equal tight
```

“pebiGrid2D” fonksiyonu yardımıyla mevcut sınır ve kuyu noktaları kullanılarak 2 boyutlu hücre (grid) yapısı meydana getirilmiştir. Simülasyonların verimliliğini artırmak için kuyu çevrelerinde daha küçük hücreler oluşturulmuştur. Kuyulardan uzaklaştıkça hücre boyutları

artmaktadır. Bu işleme ilişkin kod bloğu Çizelge 3.6’da elde edilen 2 boyutlu hücre yapısı da Şekil 3.2’de gösterilmektedir.

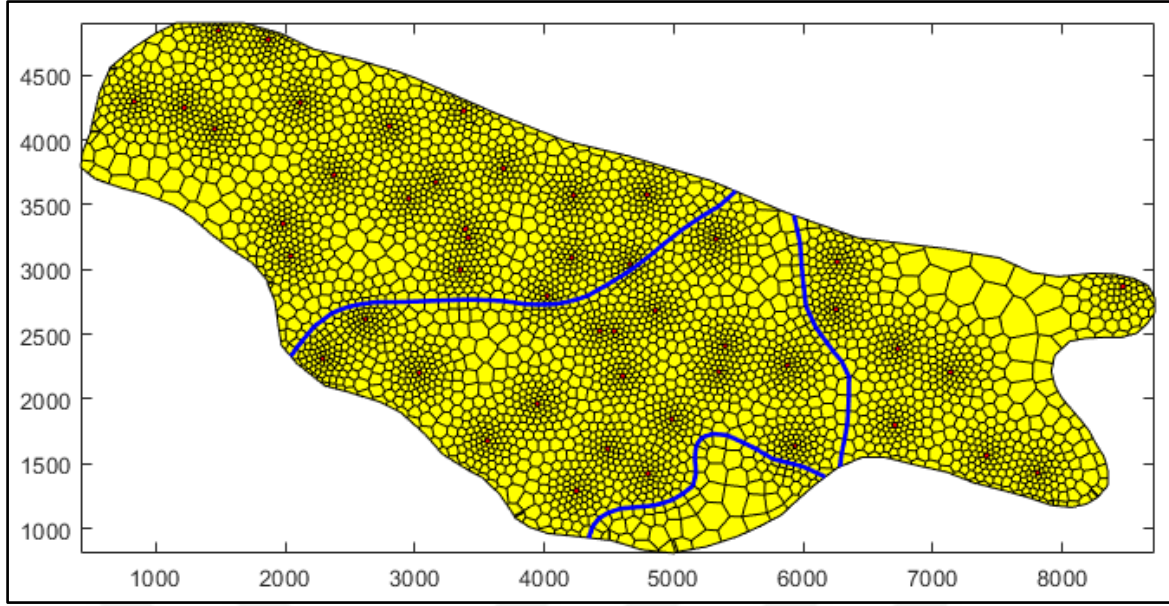


Şekil 3.1. Rezervuar sınırlarının ve kuyu noktalarının düşey yönde görünümü

Çizelge 3.6. Matlab kod bloğu (“pebiGrid2D” fonksiyonu yardımıyla mevcut sınır ve kuyu noktaları kullanılarak 2 boyutlu hücre yapısının oluşturulması)

```
n = 21; % x yönündeki yaklaşık hücre (grid) sayısı
L = max(res_data.outline); % x yönündeki uzunluk
G2D = pebiGrid2D(max(L)/n, L, ...
    'polybdr', res_data.outline, ... % dış sınırlar
    'faceConstraints', res_data.faultLines, ... % iç sınırlar (tabaka
    sınırlarını oluşturabilmek için)
    'FCFactor', 1, ... %
    'cellConstraints', res_data.wellLines, ... % kuyu koordinatları
    'CCRefinement', true, ... % kuyu çevrelerinde değişken
    büyüklükte ve daha detaylı hücre yapısı oluşturması için
    'CCFactor', 0.075, ... % kuyu çevresi hücrelerinin
    relatif boyutu
    'interpolateFC', true, ... %
    'CCEps', 0.038*max(L), ... % kuyu çevrelerinde daha detaylı
    hücreleri içeren alanın çapı
    'useMrstPebi', false);
G2D = removeShortEdges(G2D, 1); % kenarlarda oluşan küçük hücreleri
    birleştirmesi için%

% grafik olarak gösterim
fig2D(), plotGrid(G2D); axis equal tight, box on
    plotFaces(G2D, G2D.faces.tag, 'edgeColor', 'b', 'lineWidth', 2);
    plotGrid(G2D, G2D.cells.tag, 'faceColor', 'r');
```



Şekil 3.2. Rezervuarın 2 boyutlu hücre yapısının düşey yönde görünümü (Rezervuar iki katmandan oluşmakta olup mavi çizgiler arasındaki bölge iki katmanın düşey ekseninde üst üste geldiği bölgeyi temsil etmektedir.)

2 boyutlu yapının elde edilmesinin ardından “makeLayeredGrid” fonksiyonu ile 3 boyutlu yapı oluşturulmuştur. A ve B tabakalarının sınırlarının oluşturulması ve bu sınırların dışında kalan hücrelerin silinebilmesi için “coarsegrid” fonksiyonu kullanılmıştır. Oluşturulan 2 boyutlu hücre yapısı Şekil 3.3’te buna ilişkin kod bloğu ise Çizelge 3.7’de gösterilmektedir.

Çizelge 3.7. Matlab kod bloğu (“makeLayeredGrid” fonksiyonu ile 2 boyutlu yapıdan 3 boyutlu yapının oluşturulması)

```

mrstModule add coarsegrid
    p = ones(G2D.cells.num,1);
    p = processPartition(G2D, p, find(G2D.faces.tag));

    nLayers = 9; % toplam tabaka sayısı (4+1+4 ) ortadaki bir tabaka aradaki
    boşluk için
    thicknessA=res_data.h_A/4;
    thicknessB=res_data.h_B/4;

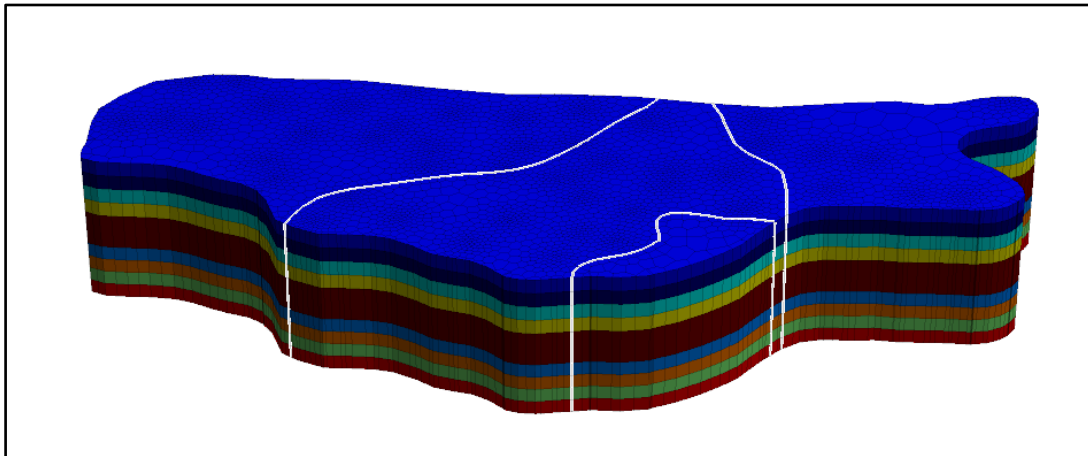
    layerThickness =
    [thicknessA;thicknessA;thicknessA;thicknessA;6;thicknessB;thicknessB;thickness
    B;thicknessB];

    G0          = makeLayeredGrid(G2D, layerThickness);
    G0          = computeGeometry(G0);
    G0.cells.tag = repmat(G2D.cells.tag, nLayers, 1);
    G0.faces.tag = false(G0.faces.num,1);
    G0.faces.tag(abs(G0.faces.normals(:,3))<.01) = repmat(G2D.faces.tag,
    nLayers, 1);
    wellNo      = repmat(wellNo2D, nLayers, 1);
    layerID      = reshape(repmat(1:nLayers, G2D.cells.num, 1), [], 1);
    compartID    = repmat(p,nLayers,1);

    G0.nodes.coords(:,3) = G0.nodes.coords(:,3) + res_data.formation_top;

    % grafik olarak gösterim
    fig3D(); plotCellData(G0, prm(layerID), 'edgealpha', 0.2)
    outlineCoarseGrid(G0, compartID,'EdgeColor','w','LineWidth',2);
    setAxProps(gca), camlight();
    colormap(jet)
    axis off

```



Şekil 3.3. Rezervuarın 2 boyutlu hücre yapısından elde edilen 3 boyutlu hücre yapısının görünümü

A ve B takalarının arasında kalan hücreler ile tabakaların sınırları dışında kalan hücreler silinmiştir. Böylece rezervuarı oluşturan A ve B tabakalarının 3 boyutlu geometrik yapısı oluşturulmuştur. Buna ilişkin kodlar Çizelge 3.8’de yer almakta olup elde edilen 3 boyutlu rezervuar geometrisi Şekil 3.4’te gösterilmektedir.

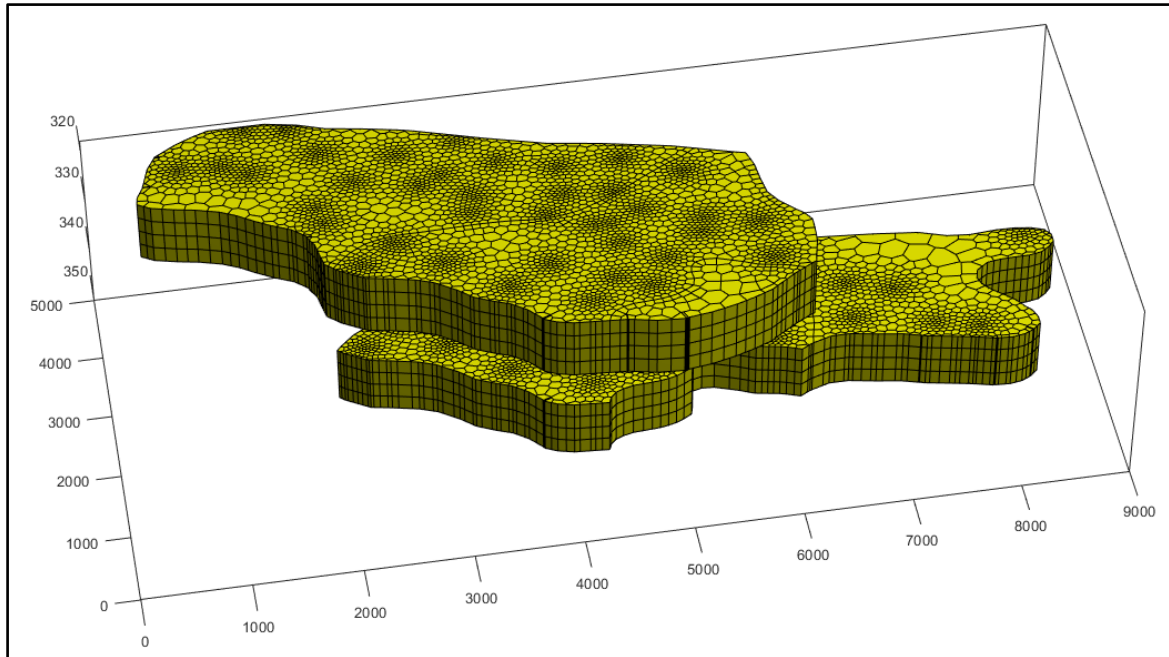
Çizelge 3.8. Matlab kod bloğu (A ve B takalarının arasında kalan hücreler ile tabakaların sınırları dışında kalan hücrelerin silinmesi)

```
flag = false(G0.cells.num,1); %silinecek hücreler için boş dizi

%silinecek hücrelerin belirlenmesi
flag = flag | (compartID == 2 & (layerID<5) );
flag = flag | (compartID == 3 & (layerID>5) );
flag = flag | (compartID == 4 & (layerID>5) );
flag = flag | layerID==5 ;

[G, cellMap] = removeCells(G0, flag); % hücrelerin silinmesi
G = computeGeometry(G);
layer = layerID(cellMap);
parts = compartID(cellMap);
wellNo = wellNo(cellMap);

% grafik olarak gösterim
fig3D(); plotGrid(G); %pw();
setAxProps(gca), camlight();
colormap(jet)
axis on
```



Şekil 3.4. Rezervuarı oluşturan A ve B tabakalarının 3 boyutlu geometrik yapısı

Rezervuarın kayacını ifade eden “rock” değişkeni ve kuyular tanımlanmıştır. Elde edilen rezervuar geometrisi kuyular da dahil olmak üzere Şekil 3.5’te gösterilmektedir. Bu işleme ilişkin kod bloğu Çizelge 3.9’da gösterilmektedir.

Çizelge 3.9. Matlab kod bloğu (A ve B takalarının arasında kalan hücreler ile tabakaların sınırları dışında kalan hücrelerin silinmesi)

```
%% petrofiziksel özelliklerin tanımlanması
%% bütün rezervuar için geçirgenlik ve gözeneklilik değerlerinin tanımlanması

rock = makeRock(G, res_data.permeability, res_data.porosityB);

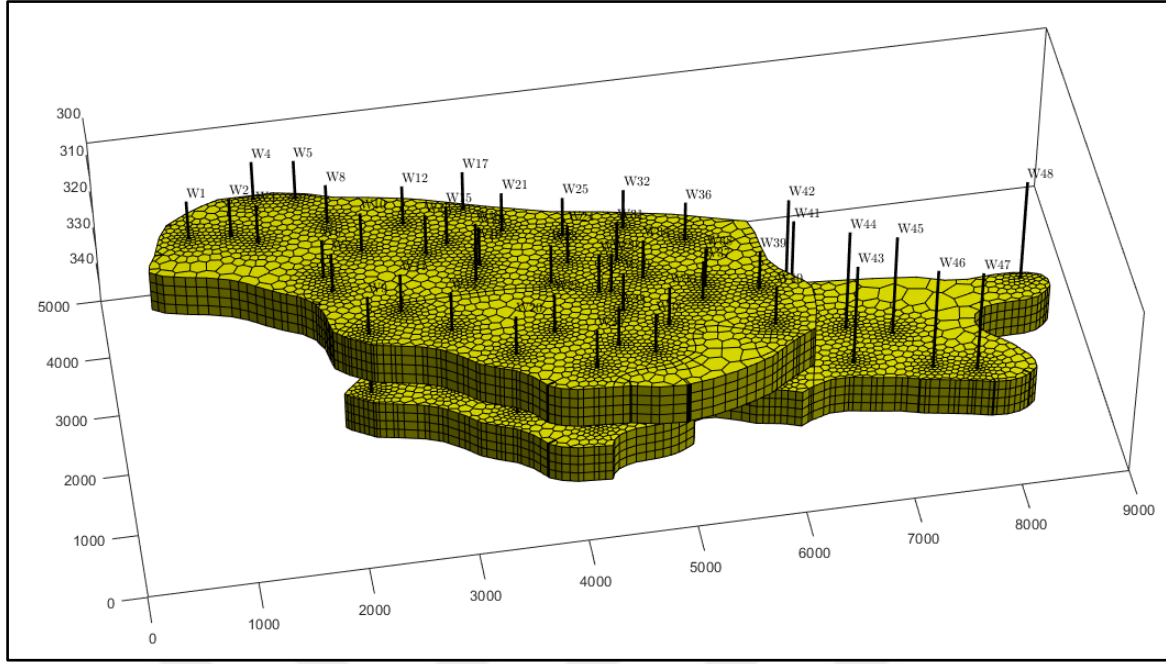
% A tabakasının gözeneklilik değeri farklı olduğundan A takası için
gözeneklilik değerinin tanımlanması

for i=1:12780
    rock.poro(i) = res_data.porosityA;
end

%% kuyuların tanımlanması
% kuyu isimlerinin belirlenmesi
wellnames = ["W1", "W2", "W3", "W4", "W5", "W6", "W7", "W8", "W9", "W10", "W11", "W12",
"W13", "W14", "W15", "W16", "W17", "W18", "W19", "W20", "W21", "W22", "W23", "W24",
"W25", "W26", "W27", "W28", "W29", "W30", "W31", "W32", "W33", "W34", "W35", "W36",
"W37", "W38", "W39", "W40", "W41", "W42", "W43", "W44", "W45", "W46", "W47", "W48"];

W = [];
i=1;
for wNo = 1:max(wellNo)
    cells = find(wellNo == wNo);
    W = addWell(W, G, rock, cells, ...
        'name', convertStringsToChars(wellnames(i)), ...
        'compi', [0, 0, 1], 'type', 'bhp', ...
        'val', 0, 'sign', 1);
    i=i+1;
end

% kuyuların grafik üzerinde gösterimi için fonksiyon tanımlanması
pw = @() plotWell(G, W, 'color', 'k', 'FontSize', 9, 'height', 10,
'LineWidth', 2);
```



Şekil 3.5. Rezervuarı oluşturan A ve B tabakalarının ve kuyu noktalarının görünümü

Rezervuar yapısı ve kuyuların tanımlanmasının ardından rezervuar akışkanı tanımlanmıştır. Bunun için “compositional” modülü kullanılmıştır. Rezervuarda akışkanı, Çizelge 3.1’de verilen rezervuarın başlangıç durumundaki gaz bileşimi verileri baz alınarak MRST’nin “GenericOverallCompositionModel” fonksiyonu ile modellenmiştir. Rezervuarın başlangıç durumundaki basınç ve sıcaklık verileri de dikkate alınarak rezervuarın başlangıç durumu için model oluşturulmuştur. Rezervuar akışkanının modellenmesi için gerekli kod bloğu Çizelge 3.10’da gösterilmektedir. Başlangıç ve sınır koşulları tanımlanarak rezervuar modeli tamamlanmış ve kuyu enjeksiyon ve üretim planlarının oluşturulmasıyla rezervuar modeli simülasyonlar için hazır hale getirilmiştir. Başlangıç ve sınır koşullarının tanımlanması için gerekli Matlab kod bloğu Çizelge 3.11’de gösterilmektedir. Oluşturulan modele göre rezervuarın ilk durumu için (doğal gaz üretimi yapılmadan önce) OGIP 1,4128 milyar Sm^3 olarak elde edilmiştir. (Rezerv hesabında kullanılan ortalama rezervuar basıncı değeri A Katmanında için 31,2 bar ve B-Katmanında için ise 32,6 bar’dır.) Rezervuar modelinin başlangıç durumundaki basınç dağılımı Şekil 3.6’da gösterilmektedir.

Çizelge 3.10. Matlab kod bloğu (rezervuar akışkanının modellenmesi)

```

%% rezervuar akışkanının modellenmesi
mrstModule add compositional ad-core ad-props mrst-gui

% gaz, petrol ve su saturasyonlarının tanımlanması (su =%15, petrol = %0)
sW_initial=res_data.SWi;
sO_initial = 0;
sG_initial = 1-sW_initial-sO_initial;
sW_irreducible=sW_initial;

maxP = 32*barsa; % en yüksek rezervuar basıncı (basınç üst limiti)
minP = 10*barsa; % en düşük rezervuar basıncı (basınç alt limiti)

res_P_unitA = 31.16*barsa; % A tabakası başlangıç basıncı
res_P_unitB = 32.61*barsa; % B tabakası başlangıç basıncı

% yüzey koşulları
p_sc = 101325*1; % atmosfer basıncı (101325 Pa, 1 atm)
T_sc = 293.15; % yüzey sıcaklığı (20 C)

gravity reset on

% gaz bileşenleri
[mixture, info] = getBenchmarkMixture("tekirdag");
ncomp = mixture.getNumberOfComponents();

eosname = 'pr'; % Peng-Robinson equation of state
EOSModel = EquationOfStateModel(G, mixture, eosname);

%yüzey koşullarında faz yoğunlukları.
[~, ~, ~, ~, ~, rhoO_S, rhoG_S] = standaloneFlash(p_sc, T_sc, info.initial,
EOSModel);

%rezervuar akışkanının tanımlanması.
nkr = 2;
flowFluid = initSimpleADIFluid('phases', 'WOG', ...
    'n', [nkr, nkr, nkr], ...
    'rho', [1000, rhoO_S, rhoG_S], ...
    'cR', res_data.rock_comp,...
    'smin', [sW_irreducible,0.0,0.0],...
    'pRef' , p_sc);

arg = {G, rock, flowFluid, ... % Standard değişkenler
    mixture,... % Kompozisyonel gaz karışımı
    'water', true, 'oil', true, 'gas', true};
overallCompModel = GenericOverallCompositionModel(arg{:}); % Overall mole
fractions metodunu kullan
overallCompModel = overallCompModel.validateModel();

```

Çizelge 3.11. Matlab kod bloğu (başlangıç ve sınır koşullarının tanımlanması)

```

%% başlangıç ve sınır koşullarının tanımlanması (kapalı sınırlar)

eos = overallCompModel.EOSModel;

state0 = initCompositionalState(G, res_P_unitB, info.temp, [sW_initial,
sO_initial, sG_initial], info.initial, eos);
state0 = overallCompModel.validateState(state0);

% A tabakası için başlangıç basınç değerinin tanımlanması
for i=1:12780
    state0.pressure(i) = res_P_unitA;
end

initGuess = state0;
initGuess = overallCompModel.computeFlash(initGuess);

---- sadelik açısından bazı kodlar burada gösterilmemiştir ----

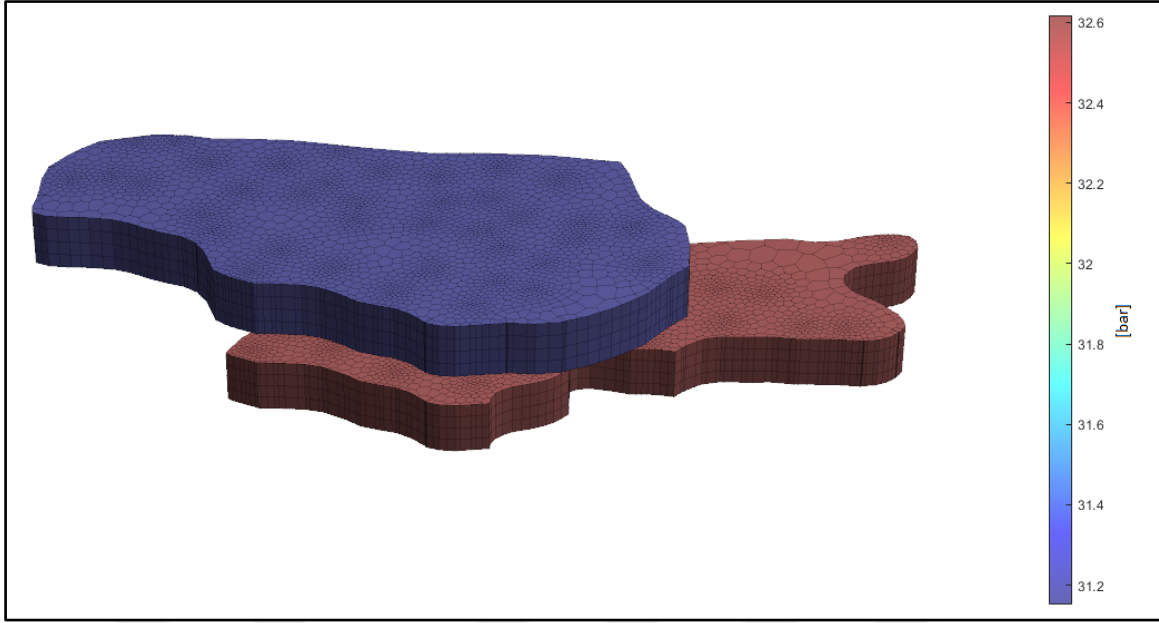
% nonlinear solver
nls = NonLinearSolver('reportLevel', 3, 'MaxIterations', 1000);

%% rezervuarda yerçekimi etkisiyle basınç dengenin sağlanması için tek bir dT
zaman aralığı için çözüm yapılması
dt = 1000*day;

[state1_o, mreports] = nls.solveTimestep(state0, dt, overallCompModel, ...
    'bc', [], 'initialGuess', initGuess);

% grafik olarak gösterim
fig3D(); plotCellData(G, state1_o.pressure/barsa, 'edgealpha', 0.2)
setAxProps(gca), camlight();
colorbar(); clim([31.1520 32.6178]);
axis off

```



Şekil 3.6. Rezervuar modelinin başlangıç durumundaki basınç dağılımı

3.4. Model Geçerliliğinin Kontrolü ve Rezervuar Modelinin Tükenmiş Durumda elde Edilerek Hidrojen Enjeksiyonu İçin Hazırlanması

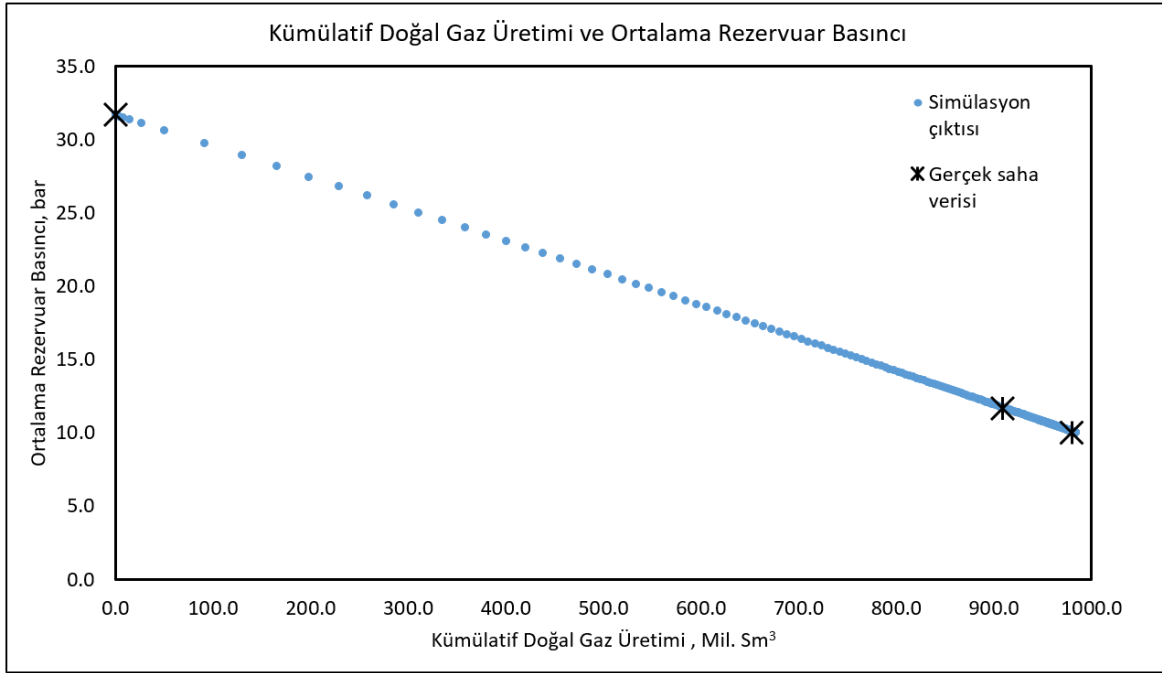
Oluşturulan rezervuar modelinin hidrojen enjeksiyonu ve geri-üretimi simülasyonlarına hazır hale getirilmesi için öncelikle 8 yıl (2880 gün) süreyle doğal gaz üretimi ve 1 yıl (360 gün) kapalı kalma dönemi simülasyonu yapılmıştır. Doğal gaz üretimi sonunda ortalama rezervuar basıncı 10 bar'a düşmüştür. Rezervuarda hidrostatik dengenin sağlanması için 1 yıllık kapalı kalma dönemi simülasyona dahil edilmiştir.

Modelin geçerliliğini doğrulamak için modelden elde edilen üretim verisi, gerçek saha üretim verileri ile karşılaştırılmıştır. Gerçek saha üretim verisi oldukça kısıtlı olup Çizelge 3.12'de gösterilmektedir. A ve B katmanlarının toplam üretimini elde edebilmek için bazı değerler doğrusal interpolasyon yöntemiyle hesaplanmıştır.

Çizelge 3.12. Tekirdağ gaz sahası A ve B katmanları için toplam üretim ve bu üretime karşılık gelen ortalama rezervuar basıncı verileri, (*doğrusal interpolasyon yöntemiyle hesaplanmıştır.)

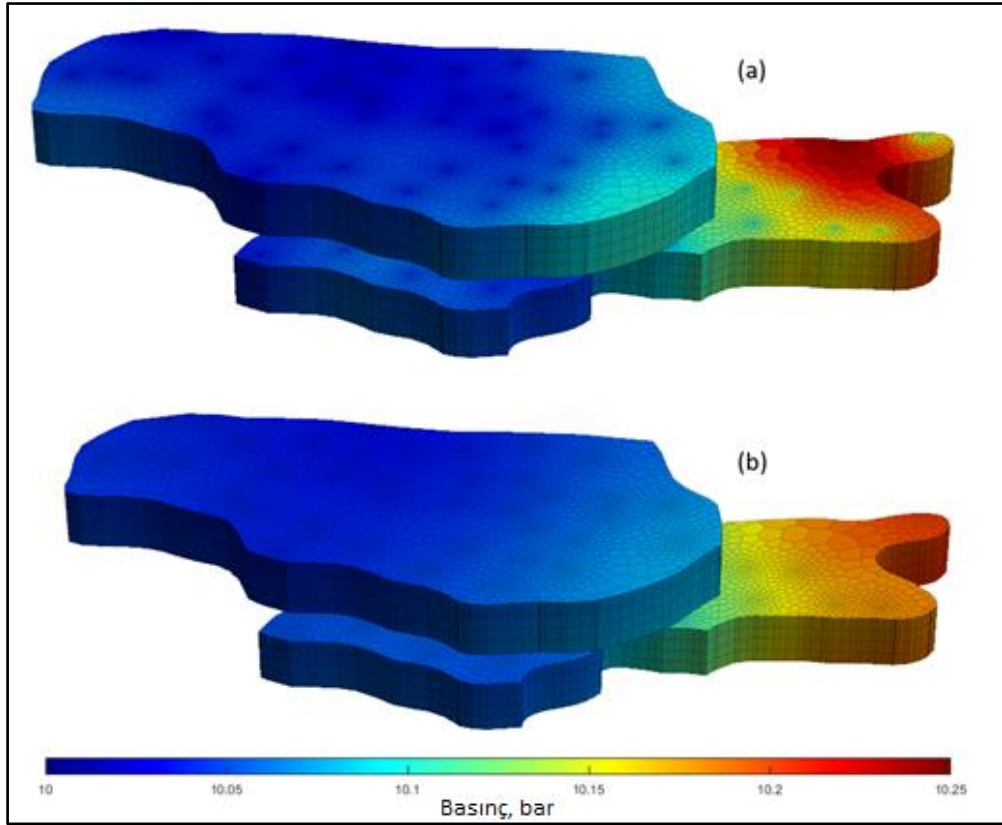
Katman	Ortalama Rezervuar Basıncı		Toplam Üretim
	Psia	Bar	Milyon Sm ³
A	170,3	11,7	583,1
	136,6	9,4	643,1
	28,9	2,0	855,6
	145,0	10,0	629,2*
B	131,0	9,0	364,6
	116,6	8,0	379,8
	101,7	7,0	394,4
	145,0	10,0	350,5*
	170,3	11,7	325,4*
Toplam (A Katmanı + B Katmanı)	145,0	10,0	979,7
	170,3	11,7	908,5

Saha üretim verilerine göre, ortalama rezervuar basıncı yaklaşık 11,7 bar'a düştüğünde rezervuardan toplam 908,5 milyon Sm³, ortalama rezervuar basıncı yaklaşık 10 bar'a düştüğünde ise 979,7 milyon Sm³ doğal gaz üretimi gerçekleşmiştir. Modelden elde edilen üretim verileri ile gerçek saha verileri Şekil 3.7'de karşılaştırılmış olup değerlerin birbiri ile örtüştüğü görülmektedir.



Şekil 3.7. Simülasyon ve gerçek saha verilerinin kümülatif doğal gaz üretimi ile ortalama rezervuar basıncı açısından karşılaştırılması

Şekil 3.8, doğal gaz üretim simülasyonu tamamlandıktan sonra rezervuar tükenmiş durumdayken (hidrojen enjeksiyonundan önce) rezervuardaki basınç dağılımını göstermektedir. Simülasyon sonunda ortalama rezervuar basıncı 10,06 bar, yerinde gaz miktarı (GIP) ise 0,4296 milyar Sm³tür.



Şekil 3.8. Rezervuar modeline göre (a) doğalgaz üretim simülasyonunun sonunda (b) kapatma süresinin sonunda rezervuardaki basınç dağılımı

3.5. Depolama Kapasitesi

Doğal gaz rezervuarlarında gazın tam olarak üretilmesi mümkün olmadığından depolama amacıyla kullanılan rezervuarda her zaman belli bir miktar gaz bulunmaktadır. Rezervuarda sürekli olarak bulunan gaz yastık gazı olarak adlandırılmaktadır. Rezervuarın toplam gaz kapasitesi ile yastık gazı miktarı arasındaki fark, rezervuarın gaz depolama kapasitesini ifade etmekte olup bu kapasite çalışma gazı kapasitesi olarak adlandırılmaktadır. Gazlar sıkıştırılabilir olduğundan, toplam ve yastık gaz miktarları ve buna bağlı olarak çalışma gazı kapasitesi belirlenen en düşük ve en yüksek rezervuar basınçlarına göre değişiklik göstermektedir. Ayrıca depolama çevrimleri tekrarlandıkça rezervuardaki gaz bileşimi de değiştiğinden çalışma gazı kapasitesi de değişiklik göstermektedir.

Bu çalışmada en düşük ve en yüksek rezervuar basınçları sırasıyla 10 bar ve 32 bar olarak belirlenmiş ve çeşitli gaz bileşimleri için GIP değerleri hesaplanmıştır. Çizelge 3.13'te en düşük ve en yüksek rezervuar basınçlarındaki GIP değerlerinin yanı sıra rezervuarın çalışma gazı kapasitesi çeşitli gaz bileşimleri için sunulmaktadır.

Çizelge 3.13. Ortalama rezervuar basıncı 32 ve 10 bar olduğu durumda farklı gaz bileşimleri için GIP değerleri ve rezervuarın çalışma gazı kapasitesi değerleri

Gaz Bileşimi	GIP @ P _{ort.} = 32 bar, (Milyar Sm ³)	GIP @ P _{ort.} = 10 bar, (Milyar Sm ³)	Çalışma Gazı Kapasitesi, (Milyar Sm ³)
100% CH ₄	1,4248	0,4265	0,9983
50% CH ₄ + 50% H ₂	1,3906	0,4209	0,9697
25% CH ₄ + 75% H ₂	1,3419	0,4191	0,9228
10% CH ₄ + 90% H ₂	1,3338	0,4183	0,9155
100% H ₂	1,3297	0,4179	0,9118

Bu sonuçlara göre, rezervuardaki ortalama hidrojen konsantrasyonunun %75 ile %90 arasında olduğu varsayıldığında rezervuarın depolama kapasitesi yaklaşık 0,92 milyar Sm³ (920 milyon Sm³) olarak belirlenmiştir.

3.6. Periyodik Depolama Operasyonları

Mevsimsel hidrojen depolama simülasyonları her biri 1 yıl süreli olan 5 depolama döngüsünden oluşmaktadır. Yıllık depolama döngüleri de aşağıdaki şekilde planlanmıştır;

- 32 bar sabit kuyu dibi basıncı ile 5 ay (150 gün) süreyle hidrojen enjeksiyonu,
- Bir ay (30 gün) süreyle kuyuların kapalı kalması,
- 10 bar sabit kuyu dibi basıncı ile 5 ay (150 gün) süreyle üretim,
- Bir ay (30 gün) süreyle kuyuların kapalı kalması.

Mevsimsel hidrojen depolama simülasyonları üç farklı senaryoda gerçekleştirilmiş olup toplam simülasyon süresi her üç senaryoda da 5 yıldır (1080 gün). MRST, üretim ve enjeksiyon işlemlerinin akış debisine göre veya kuyu dibi basıncına göre ayarlanmasına olanak tanımaktadır. Bu çalışmada enjeksiyon ve geri üretim işlemleri üç senaryoda da sabit kuyu dibi basıncı kriterleri ile gerçekleştirilmiştir. Simülasyon senaryoları aşağıda detaylı şekilde açıklanmıştır.

Senaryo 1: Mevcut kuyuların tamamı enjeksiyon ve geri üretim işlemleri için kullanılmakta olup, tüm kuyularda enjeksiyon ve üretim işlemlerinin aynı anda başlatıldığı ve sonlandırıldığı varsayılmaktadır. Ayrıca tüm kuyuların rezervuar kalınlığı boyunca perfore edildiği varsayılmaktadır. Zar faktörü değerinin bütün kuyularda sıfır olduğu varsayılmaktadır.

Senaryo 2 ve 3 (pozitif ve negatif zar faktörü): rezervuar modeli ile depolama planı senaryo 1, 2 ve 3'te aynıdır, ancak senaryo 2'de bütün kuyuların pozitif zar faktörü (+3) değerine, senaryo 3'te ise bütün kuyuların negatif zar faktörü (-1) değerine sahip olduğunun varsayılmıştır.

Her üç senaryoda da enjeksiyon ve geri üretim simülasyonları önceden belirlenen minimum ve maksimum kuyu dibi basıncı değerlerine göre (çekme için minimum BHP ve enjeksiyon için maksimum BHP) yapılmıştır. Simülasyonlarda çıktı veri seti için zaman dilimi sabit ve 2 gündür. Ancak, kuyu akış planlarında değişiklik olduğu dönemlerde (üretimin başladığı, enjeksiyonun başladığı veya kuyuların kapatıldığı dönemlerde) zaman dilimi ilk 2 gününün sonuna kadar daha kısa ve değişkendir. (Kümülatif zaman dilimi uzunlukları her periyodun ilk 2. gününün sonuna kadar 0,046875, 0,09375, 0,1875, 0,375, 0,75, 1,5, 3, 6, 12, 24 ve 48 saattir ve zaman adımı değerleri MRST'nin "rampupTimesteps" fonksiyonu ile belirlenmiştir. Toplam zaman dilimi sayısı 1100 olup, toplam simülasyon süresi 1800 gündür. Rezervuardaki sıvı akışını modellemek için MRST'nin "compositional" modülü ve yüzey koşullarını ayarlamak için "EOSSeparator" fonksiyonunu kullanılmıştır. Belirlenen döngüsel depolama planı baz alarak MRST'nin "simulatePackedProblem" fonksiyonu ile simülasyonlar gerçekleştirilmiştir. ("simulatePackedProblem" fonksiyonu simülasyonların duraklatılmasına, devam ettirilmesine ve simülasyon verilerinin tekrar kullanılmasına imkân tanıdığından tercih edilmiştir.) Simülasyon çıktıları kuyu bazında her bir zaman dilimi için rezervuarın basınç ve debi tepkisi ile akışkan bileşimini ve bir zaman dilimi için ortalama rezervuar basıncı verisini içermektedir.

4. SİMÜLASYON SENARYOLARI VE BULGULAR

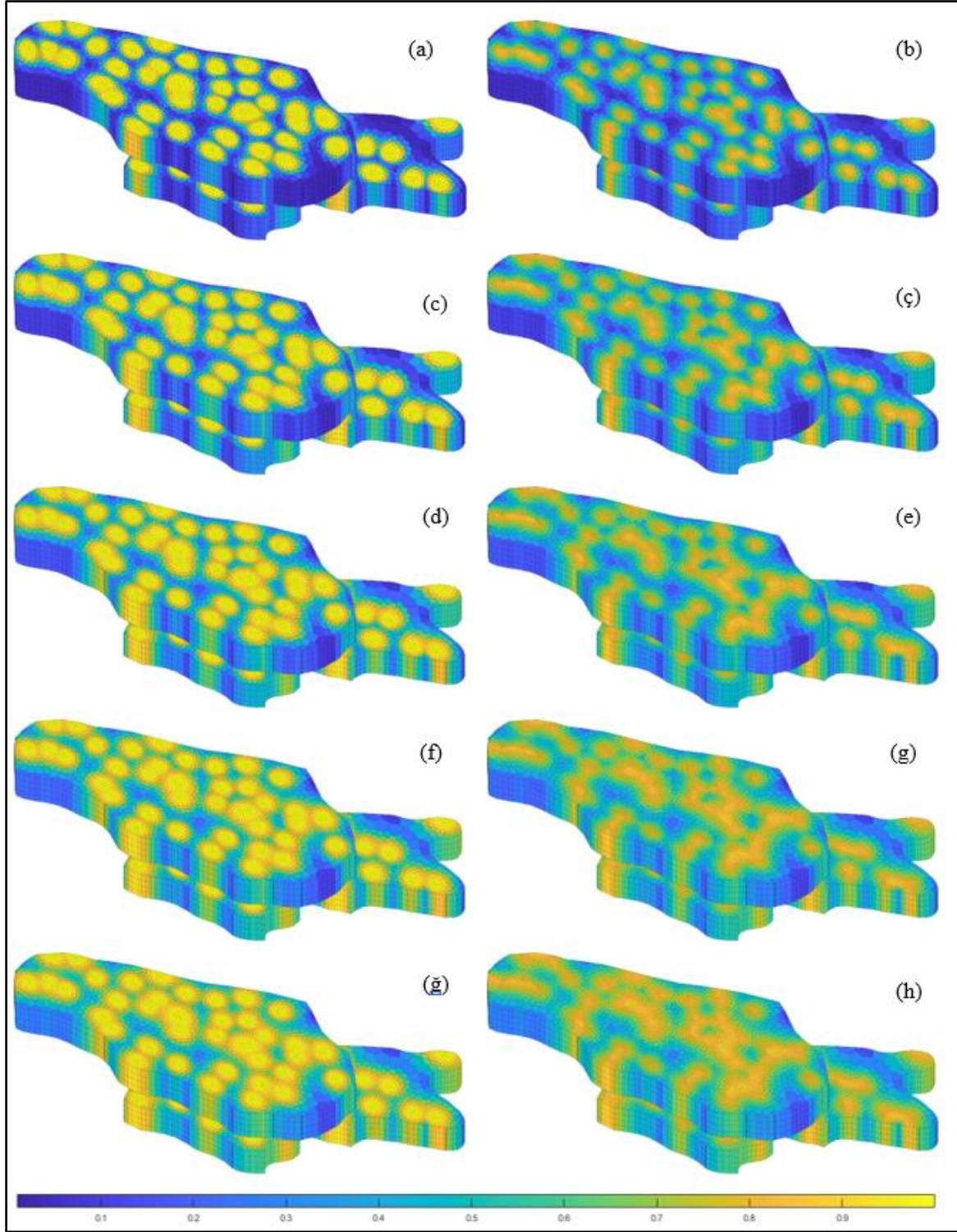
Bu bölümde daha önce açıklanan üç farklı senaryo için yapılan simülasyonların sonuçlarına ilişkin değerlendirmeler sunulmaktadır.

4.1. Senaryo 1

Enjeksiyon periyotları sırasında rezervuarda hidrojen konsantrasyonunun özellikle kuyulara yakın bölgelerde arttığı görülmektedir. Ayrıca, depolama döngüleri tekrarlandıkça rezervuardaki hidrojen konsantrasyonunun periyodik artışlar sergilediği görülmektedir (Şekil 4.1). Dolayısıyla, rezervuardan üretilen gaz içinde daha yüksek hidrojen oranına ulaşılabilmesi açısından üretim ve enjeksiyon için aynı kuyuların kullanılmasının daha uygun bir yaklaşım olduğu sonucuna varılabilir.

Senaryo 1'in simülasyon sonuçlarına göre, enjeksiyon öncesi nispeten düşük rezervuar basıncı (10 bar) nedeniyle, ilk enjeksiyon periyodu başında debi 20 milyon $\text{Sm}^3/\text{gün}'ü$ aşmıştır. Ancak enjeksiyon debisi ilk 24 saat sonunda yaklaşık 7 milyon $\text{Sm}^3/\text{gün}'e$, dönem sonunda ise yaklaşık 2,5 milyon $\text{Sm}^3/\text{gün}'e$ gerilemiştir. Enjeksiyon veya geri üretim debisi, devam eden depolama döngülerinde de benzer bir profil sergilemiştir (Şekil 4.2). Ortalama rezervuar basıncının belirlenen minimum ve maksimum sınırlar içinde kaldığı, ancak depolama döngüleri tekrarlandıkça periyodik olarak yükseldiği görülmektedir (Şekil 4.3). Ayrıca rezervuardaki kümülatif H_2 miktarının da periyodik olarak arttığı görülmektedir (Şekil 4.4). Başka bir ifadeyle, rezervuarda bulunan yastık gazının hidrojen konsantrasyonunun, depolama döngüleri tekrarlandıkça artmaktadır.

Rezervuarın toplam çalışma gazı kapasitesi yaklaşık 920 milyon Sm^3 olmasına rağmen yıllık enjeksiyon ve geri üretim hacimleri toplam kapasitenin oldukça altındadır. Enjekte edilen ve geri üretimi yapılan gaz hacminin dengeli olarak nitelendirilebildiği son depolama döngüsünde, yıllık enjeksiyon ve geri üretim miktarları sırasıyla 372 ve 374 milyon Sm^3 'tür ve bu değerler toplam çalışma gazı kapasitesinin yaklaşık %40'ına karşılık gelmektedir (Şekil 4.6). Bu nedenle, yeni kuyuların devreye alınması veya çeşitli kuyu canlandırma teknikleri ile yıllık enjeksiyon ve geri üretim miktarlarının artırılabilirliği değerlendirilmektedir.



Şekil 4.1. Senaryo 1 için rezervuarda farklı zamanlarda hidrojen konsantrasyonu: (a) birinci enjeksiyon dönemi sonunda; (b) birinci geri üretim dönemi sonunda; (c) ikinci enjeksiyon dönemi sonunda; (ç) ikinci geri üretim dönemi sonunda; (d) üçüncü enjeksiyon dönemi sonunda; (e) üçüncü geri üretim dönemi sonunda; (f) dördüncü enjeksiyon dönemi sonunda; (g) dördüncü geri üretim dönemi sonunda; (ğ) Beşinci enjeksiyon dönemi sonunda ve (h) beşinci geri üretim dönemi sonunda

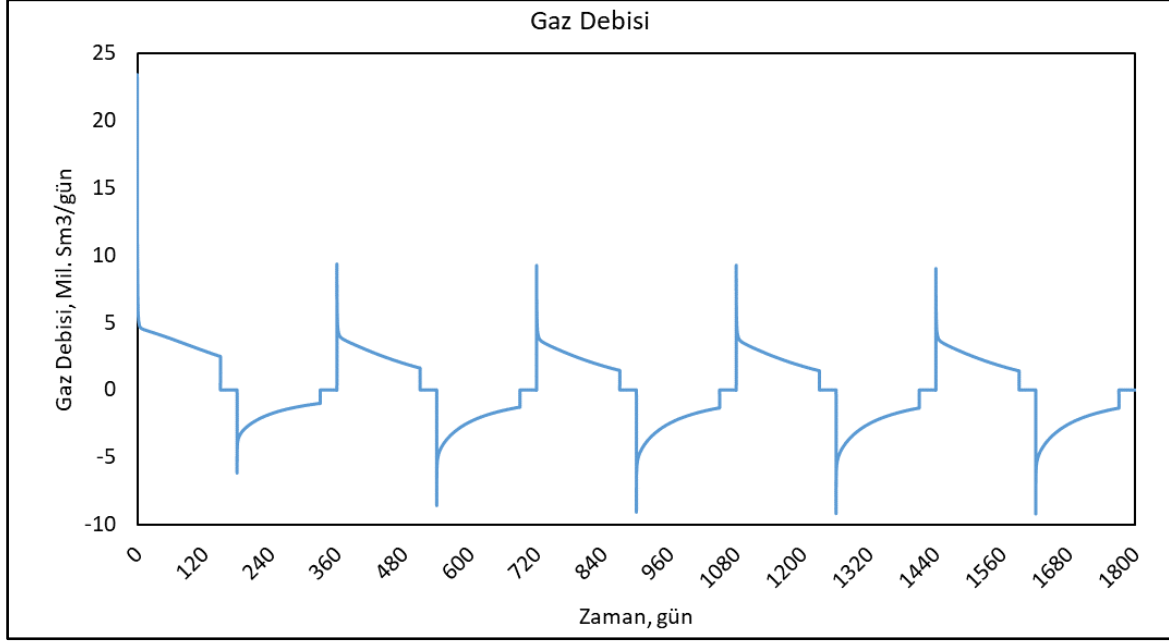
Enjeksiyon dönemlerinde rezervuara sadece hidrojen enjekte edilmesine rağmen rezervuarda bulunan tampon gazı nedeniyle üretim dönemlerinde rezervuardan hidrojen ile birlikte diğer doğal gaz bileşenleri de üretilmektedir. Ancak, rezervuardan üretilen gazın hidrojen oranı bütün depolama döngülerinde %80'in üzerindedir. Bununla birlikte, depolama döngüleri tekrarlandıkça (özellikle üçüncü depolama döngüsünden sonra) üretilen gazın hidrojen oranının arttığı görülmektedir (Şekil 4.5). Geri üretim dönemleri en düşük hidrojen oranları sırasıyla %80,9, %81,0, %81,3, %82,4 ve %83,7 olarak elde edilmiştir.

Feldmann (2016) tarafından yapılan bir araştırmaya göre, en düşük hidrojen oranı birinci depolama döngüsü için yaklaşık %78, beşinci depolama döngüsü için ise yaklaşık %83 olup bahse konu değerler bu çalışmanın bulgularıyla tutarlıdır [30]. Benzer şekilde Pfeiffer ve Bauer (2015) tarafından yapılan çalışmada da üretilen gaz içindeki ortalama hidrojen oranı son döngü için %85 olarak rapor edilmiştir [8]. Ayrıca, başlangıç durumunda rezervuarda bulunan ve yastık gazının yaklaşık %95'ini oluşturan metan gazı miktarı depolama döngüleri tekrarlandıkça azalmıştır. Başlangıçta kümülatif metan gazı miktarı 407 milyon Sm^3 olarak kaydedilirken, periyodik olarak azalmış ve beşinci yılın sonunda yaklaşık 250 milyon Sm^3 e inmiştir (Şekil 4.4).

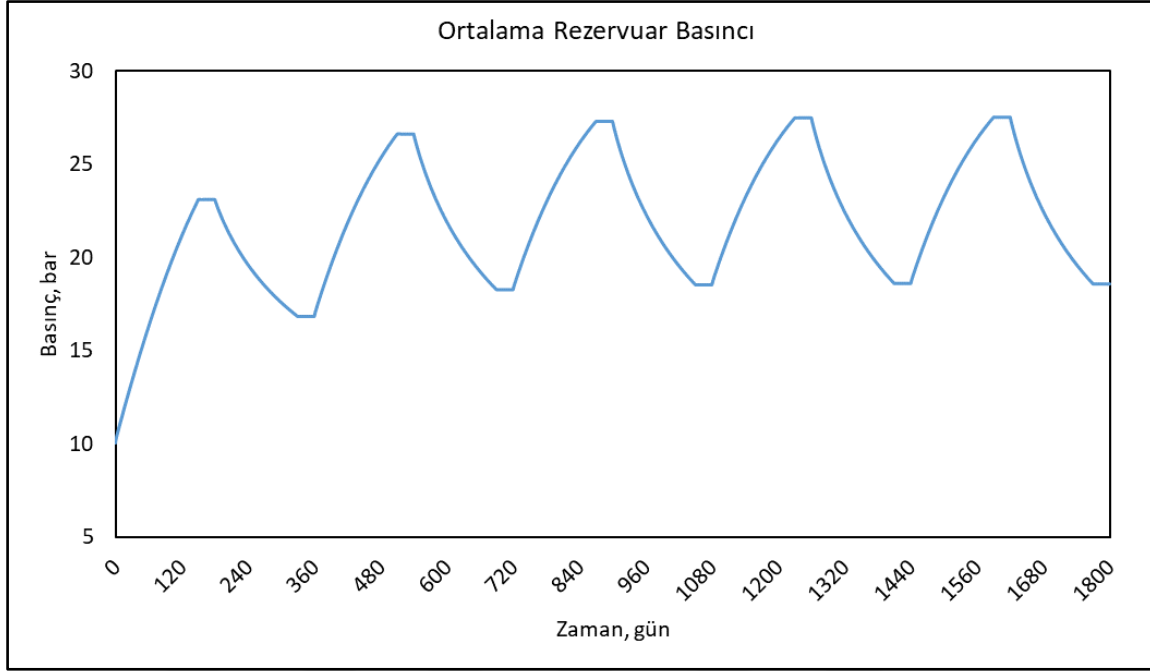
Şekil 4.6, rezervuara enjekte edilen hidrojen miktarı ile rezervuardan üretilen toplam gaz, hidrojen ve metan miktarlarını göstermektedir. Diğer doğal gaz bileşenlerin miktarları nispeten düşük olduğundan sonuçların sadeliği açısından grafiklere dahil edilmemiştir. Yıllık enjeksiyon ve üretim miktarları üçüncü yıldan sonra dengelenmeye başlamaktadır. Toplam gaz üretiminin artmasıyla birlikte metan üretimi de üçüncü döngüye kadar artmakta, daha sonra azalmaya başlamaktadır. Metan üretimi yılda yaklaşık 25 milyon Sm^3 olup, ihmal edilebilir seviyelere düşmesinin 15 yıldan fazla süreceği beklenmektedir (5 yıllık üretim verisi ve doğrusal interpolasyon yaklaşımı kullanılarak elde edilmiştir).

Senaryo 1'in simülasyon sonuçlarına göre, hidrojenin kurtarım oranları (bir depolama döngüsü içinde rezervuardan üretilen hidrojen gazının aynı döngüde rezervuara enjekte edilen hidrojen gazına oranı) 1 ila 5 arasındaki döngüler için sırasıyla %44,3, %78,7, %89,5, %91,9 ve %93,4 olarak elde edilmiştir. 5 yıl boyunca toplam hidrojen kurtarım oranı ise %83'tür. Literatürdeki benzer çalışmalarda da depolama döngüleri tekrarlandıkça hidrojen kurtarım oranının arttığını bildirmiştir [23, 32]. Lysyy ve diğerleri (2021) tarafından petrol, doğal gaz ve su bölgelerinde hidrojen depolamanın değerlendirilmesi konusunda yapılan bir

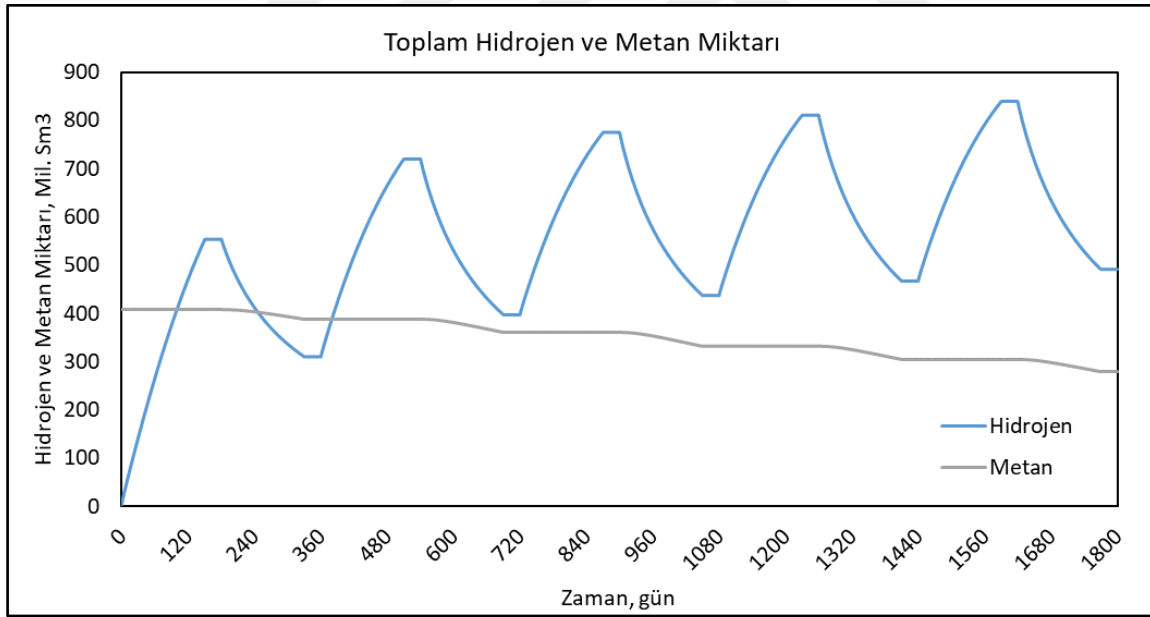
simülasyon çalışmasında, depolama ortamının gaz bölgesi olduğu ve rezervuara enjekte edilen gazın %100 oranında hidrojen olduğu durumda nihai hidrojen kurtarım oranı %87 olduğu rapor edilmiştir. Aynı çalışmada, nihai hidrojen kurtarım oranı petrol bölgesi için %77, su bölgesi için ise %49 olarak rapor edilmiş ve gaz bölgesinin hidrojen depolama için en uygun bir bölge olduğu ifade edilmiştir [22].



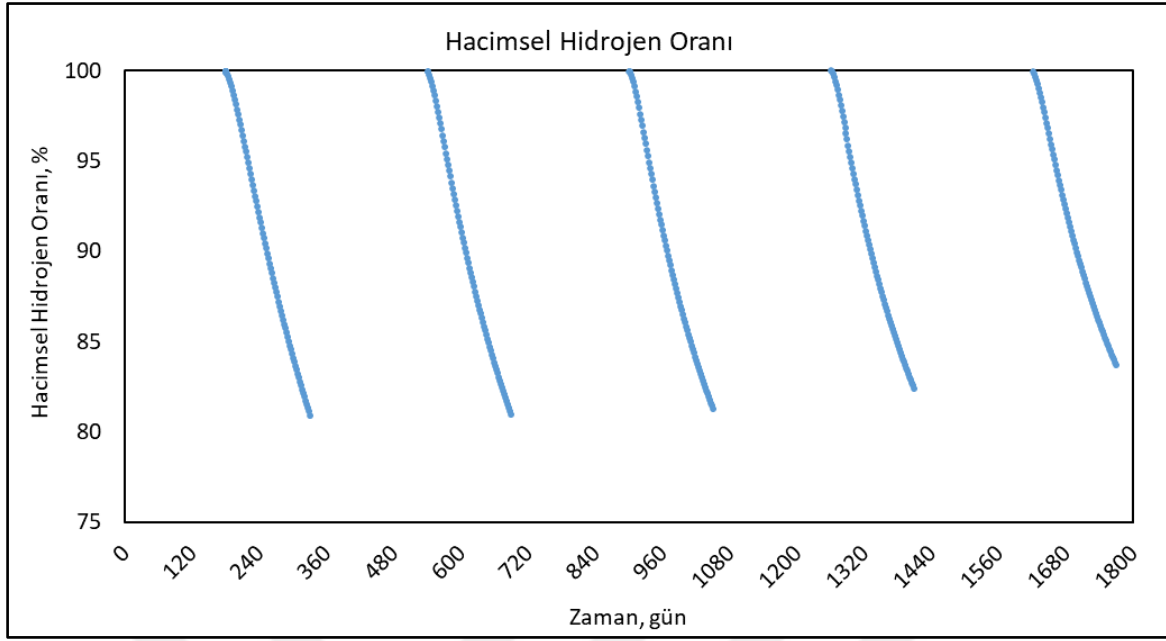
Şekil 4.2. Senaryo 1'in sonuçlarına göre toplam gaz debisinin zamana göre değişimi, (Negatif debi değerleri rezervuardan üretimi, pozitif debi değerleri enjeksiyonu ifade etmektedir.)



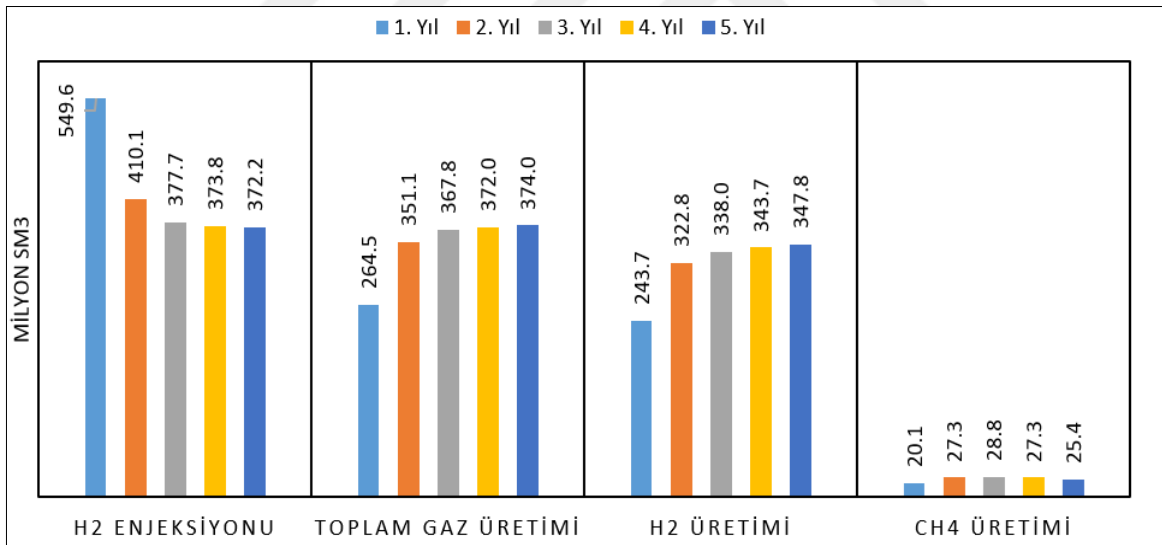
Şekil 4.3. Senaryo 1'in sonuçlarına göre ortalama rezervuar basıncının zamana göre değişimi



Şekil 4.4. Senaryo 1'in sonuçlarına göre rezervuardaki kümülatif hidrojen ve metan miktarlarının zamana göre değişimi



Şekil 4.5. Senaryo 1'in sonuçlarına göre rezervuardan üretilen gazın hidrojen oranının zamana göre değişimi



Şekil 4.6. Senaryo 1'in sonuçlarına göre yıllık enjeksiyon ve geri üretim miktarları

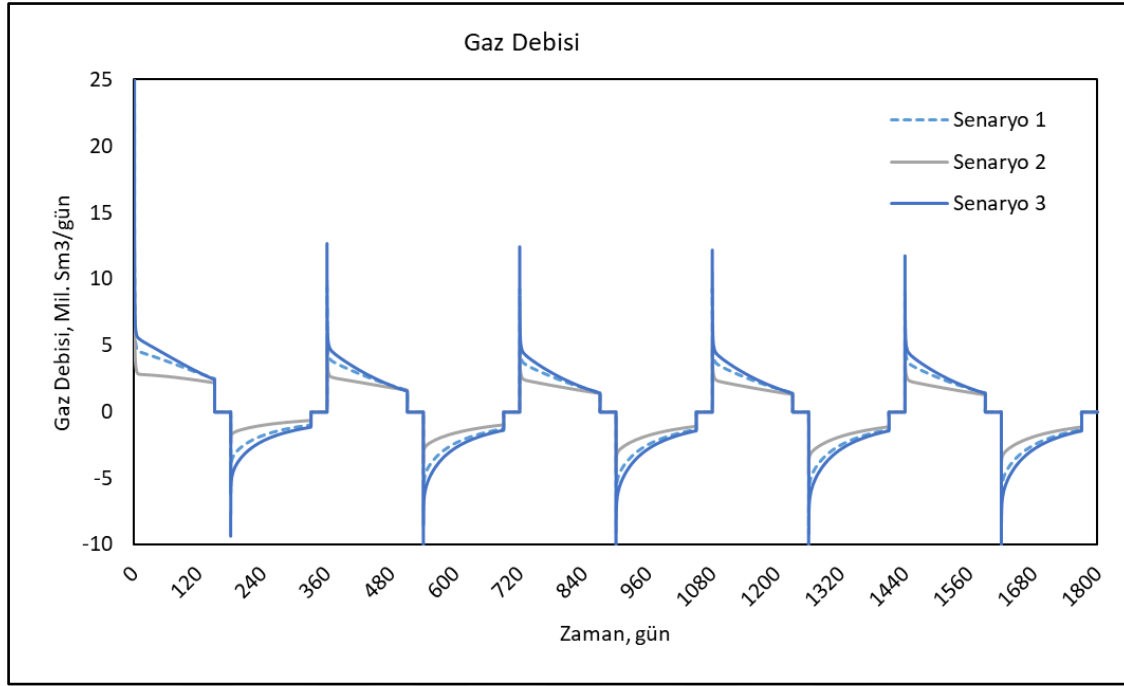
4.2. Senaryo 2 ve 3 (Zar Faktörü Değerinin Etkisi)

Senaryo 2'de, her kuyunun pozitif zar faktörü değerine (+3) sahip olduğu varsayılırken, senaryo 3'te her kuyunun negatif zar faktörü değerine (-1) sahip olduğu varsayılmıştır. Bunun dışında diğer tüm simülasyon parametreleri her üç senaryoda da tamamen aynıdır.

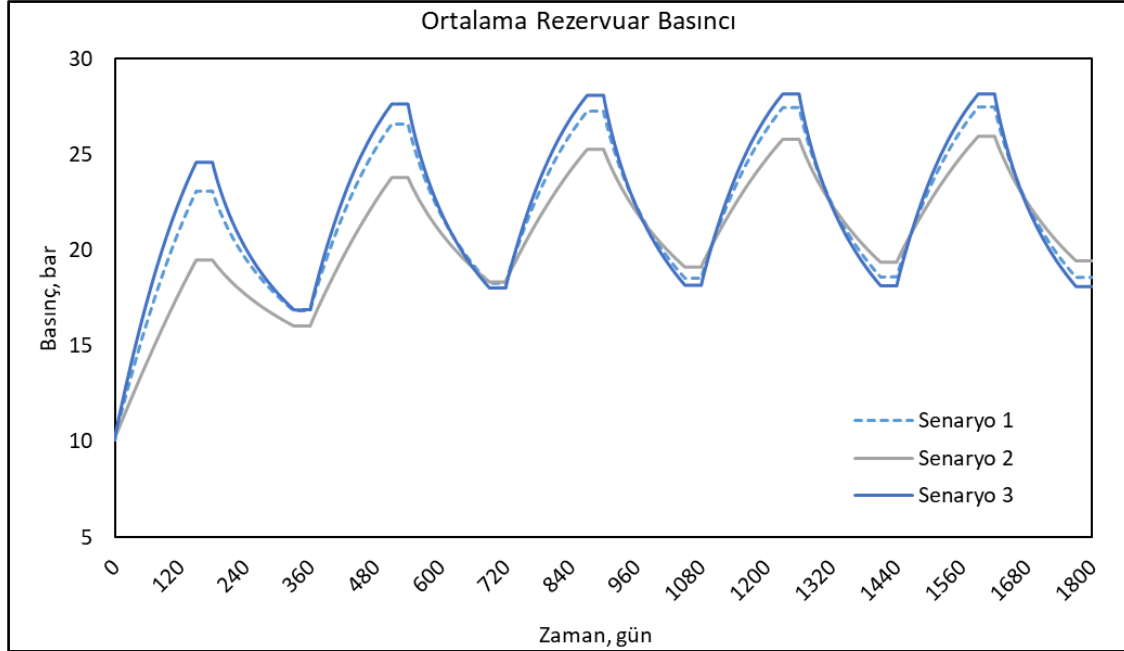
Senaryo 2 ve 3'te elde edilen simülasyon sonuçlarına göre, zar faktörü değerinin kuyu debileri üzerinde önemli bir etkisi olduğu görülmektedir (Şekil 4.7). Debi değerlerindeki farklılık enjeksiyon ve üretim periyotlarının başında daha belirgin iken enjeksiyon ve üretim periyotlarının sonuna doğru bu farklılık azalmıştır. Bunun yanında, ortalama rezervuar basıncı açısından en yüksek değerler, debi değerlerinin de nispeten daha yüksek olduğu senaryo 3'te gerçekleşmiştir (Şekil 4.8). Ortalama rezervuar basınçları arasındaki farklılık birinci yılda en fazla iken depolama döngüleri tekrarlandıkça bu farklılığın azaldığı görülmektedir. Bu durumun rezervuardaki hidrojen miktarının zamanla artmasıyla ilgili olabileceği değerlendirilmektedir.

Şekil 4.11'de senaryo 2, Şekil 4.12'de de senaryo 3 için rezervuar enjekte edilen hidrojen ve buna karşılık rezervuardan üretilen hidrojen, metan ve toplam gaz miktarlarını göstermektedir. Zar faktörü değerinin 0'dan -1'e değiştirilmesi, son depolama döngüsünde enjekte edilen gaz miktarının yaklaşık %13 oranında artarak 419,2 milyon Sm^3 'e yükselmesini sağlamıştır. Benzer şekilde, aynı depolama döngüsünde geri üretilen gaz miktarında da %13'lük bir artış yaşanmış ve toplam üretim miktarı 422 milyon Sm^3 'e ulaşmıştır. Diğer taraftan, zar faktörü değerinin 0'dan +3'e yükseltilmesi, son depolama döngüsünde hem enjeksiyon hem de geri üretim hacimlerinde yaklaşık %25'lik bir azalmaya neden olmuştur. Ayrıca, beklenildiği gibi en yüksek metan gazı üretimi, debi değerlerinin de en yüksek olduğu senaryo 3'te gerçekleşmiştir (Şekil 4.9).

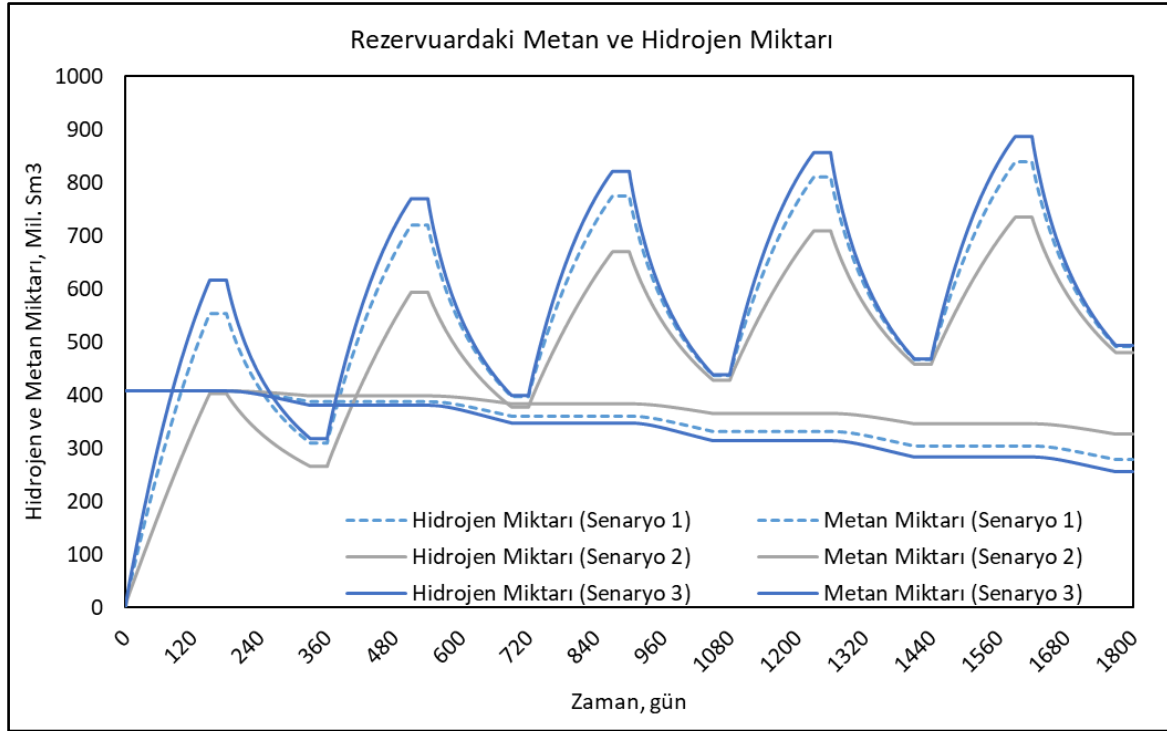
Her üç senaryoda hidrojenin saflığı açısından da farklı durumların ortaya çıktığı görülmektedir. Üretim dönemlerinde üretilen gazının hidrojen oranının aynı periyot içinde hızlı şekilde azaldığı görülürken bu azalma gaz debisin görece yüksek olduğu senaryo 3'te daha belirgindir. Ancak, depolama döngüleri tekrarlandıkça senaryolar arasında görülen farklılığın ortadan kalktığı, son depolama döngüsünde her üç senaryo için de benzer hidrojen oranlarının elde edildiği görülmektedir. Bu sonuçlara göre, yüksek üretim debisinin hidrojen saflığı üzerinde olumsuz etkisi olduğu görülmekle birlikte depolama döngüleri tekrarlandıkça bu olumsuz durumun ortadan kalktığı görülmektedir (Şekil 4.10). Dolayısıyla, beşinci yılın sonunda gözlemlenen hidrojen saflık değerlerinin benzerliği ve yer altında hidrojen depolama sistemlerinin uzun süreli kullanıma yönelik olduğu göz önüne alındığında, daha düşük zar faktörü değerlerinin YHD açısından avantajlı olduğu sonucuna varılabilir. Senaryo 1, 2 ve 3'te elde edilen simülasyon sonuçlarına ilişkin özet bilgiler karşılaştırmalı olarak Çizelge 4.1'de gösterilmektedir.



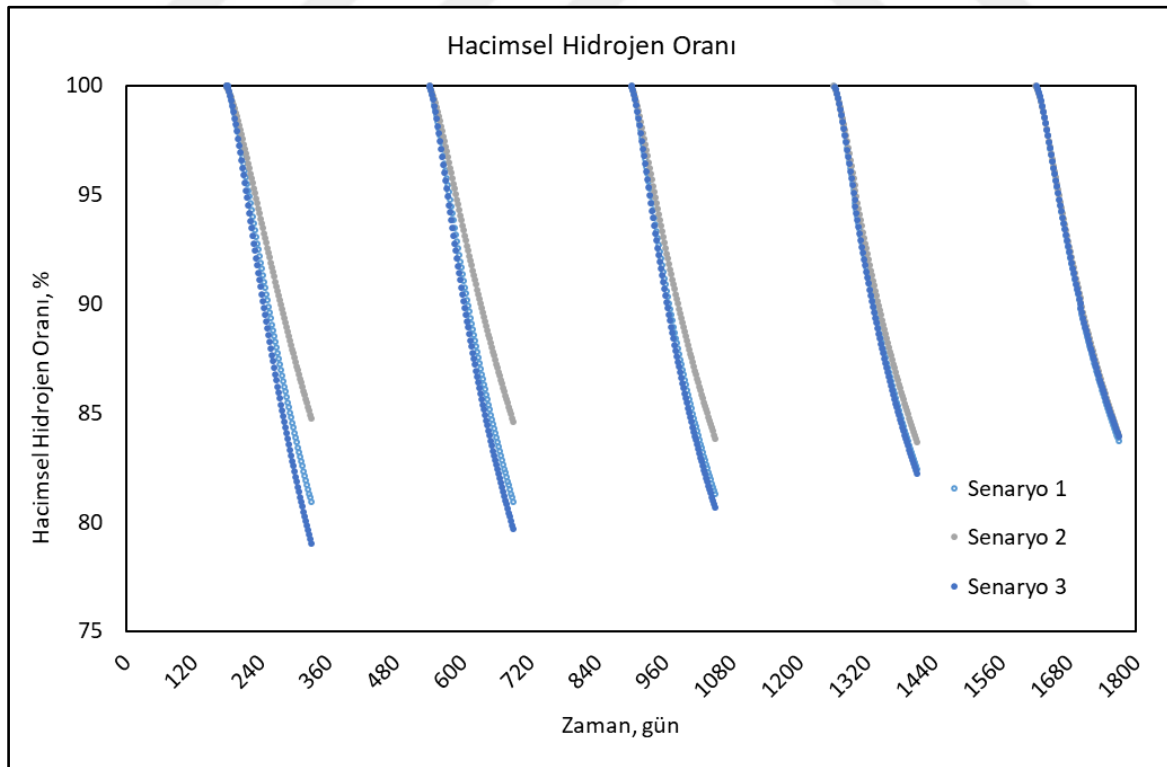
Şekil 4.7. Senaryo 1, 2 ve 3'ün sonuçlarına göre toplam gaz debisinin zamana göre değişimi, (Negatif debi değerleri rezervuardan üretimi, pozitif debi değerleri enjeksiyonu ifade etmektedir.)



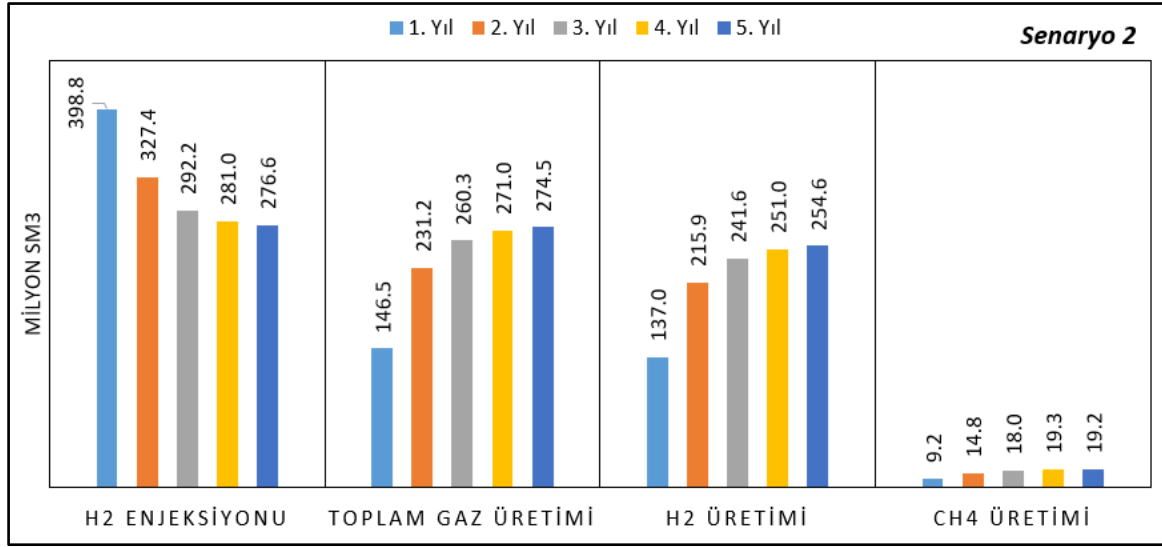
Şekil 4.8. Senaryo 1, 2 ve 3'ün sonuçlarına göre ortalama rezervuar basıncının zamana göre değişimi



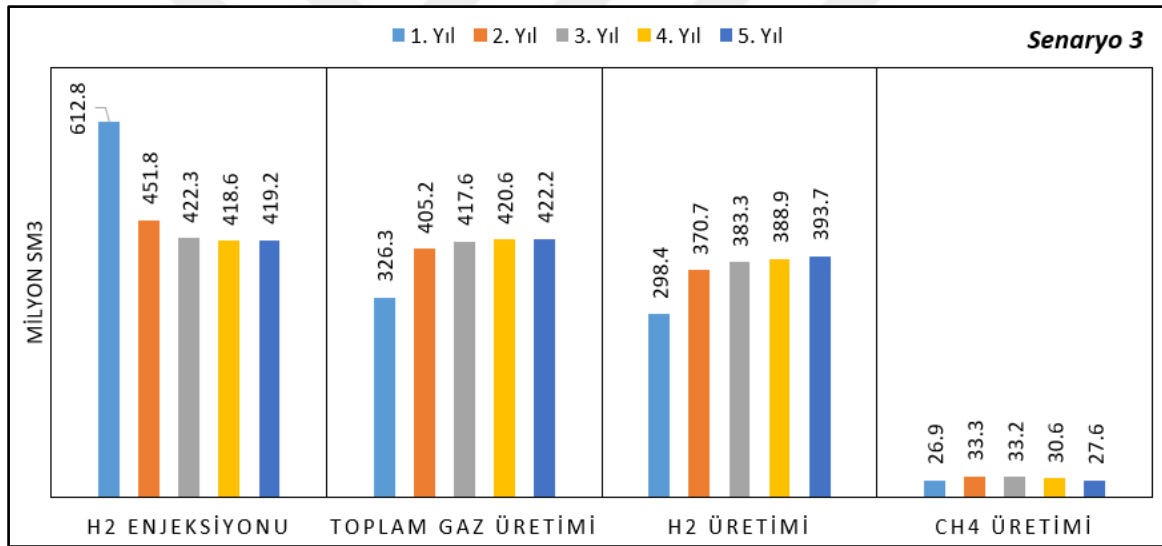
Şekil 4.9. Senaryo 1, 2 ve 3'ün sonuçlarına göre rezervuardaki kümülatif hidrojen ve metan miktarlarının zamana göre değişimi



Şekil 4.10. Senaryo 1, 2 ve 3'ün sonuçlarına göre rezervuardan üretilen gazın hidrojen oranının zamana göre değişimi



Şekil 4.11. Senaryo 2'nin sonuçlarına göre yıllık enjeksiyon ve geri üretim miktarları



Şekil 4.12. Senaryo 3'ün sonuçlarına göre yıllık enjeksiyon ve geri üretim miktarları

Çizelge 4.1. Senaryo 1, 2 ve 3'te elde edilen simülasyon sonuçlarına ilişkin özet bilgiler

		Enjekte Edilen Hidrojen Miktarı	Toplam Gaz Üretim Miktarı	Üretilen Hidrojen Miktarı	Üretilen Metan Miktarı	Hacimce Hidrojen Oranı, %	Hacimce Metan Oranı, %
1. Yıl	Senaryo 1	549,6	264,5	243,7	20,1	92,1%	7,6%
	Senaryo 2	398,8	146,5	137,0	9,2	93,5%	6,3%
	Senaryo 3	612,8	326,3	298,4	26,9	91,5%	8,3%
2. Yıl	Senaryo 1	410,1	351,1	322,8	27,3	91,9%	7,8%
	Senaryo 2	327,4	231,2	215,9	14,8	93,4%	6,4%
	Senaryo 3	451,8	405,2	370,7	33,3	91,5%	8,2%
3. Yıl	Senaryo 1	377,7	367,8	338,0	28,8	91,9%	7,8%
	Senaryo 2	292,2	260,3	241,6	18,0	92,8%	6,9%
	Senaryo 3	422,3	417,6	383,3	33,2	91,8%	7,9%
4. Yıl	Senaryo 1	373,8	372,0	343,7	27,3	92,4%	7,3%
	Senaryo 2	281,0	271,0	251,0	19,3	92,6%	7,1%
	Senaryo 3	418,6	420,6	388,9	30,6	92,5%	7,3%
5. Yıl	Senaryo 1	372,2	374,0	347,8	25,4	93,0%	6,8%
	Senaryo 2	276,6	274,5	254,6	19,2	92,7%	7,0%
	Senaryo 3	419,2	422,2	393,7	27,6	93,2%	6,5%



5. TARTIŞMA

Yer altında mevsimsel olarak gaz depolama projelerinde dikkat edilmesi gereken önemli konulardan biri, bir depolama döngüsünde toplam depolama kapasitesinin hangi oranda kullanılabilirliğidir. Çünkü yer altına gaz enjeksiyonu ve enjekte edilen gazın geri üretimi için sahip olunan zaman sınırlıdır. Yer altında tükenmiş doğal gaz rezervuarlarında doğal gaz yerine hidrojen depolandığında ise, geri üretilen gazın saflığı da önem kazanmaktadır.

Bölüm 3.5'te açıklandığı gibi, rezervuarın toplam hidrojen depolama kapasitesi yaklaşık 920 milyon Sm^3 olarak hesaplanmıştır. Yapılan simülasyon çalışmalarının sonucunda, mevsimsel hidrojen depolama ve toplam gaz üretim kapasiteleri zar faktörünün sıfır olması durumunda son depolama dönemi için yaklaşık 370 milyon Sm^3 olarak elde edilmiştir. Görüldüğü gibi toplam depolama kapasitesinin yaklaşık %40'ı mevsimsel olarak kullanılabilir. Zar faktörü değerinin sırasıyla +3 ve -1 olması durumunda ise, bu oranlar yaklaşık %30 ve %46 olarak elde edilmiştir. Başka bir ifadeyle zar faktörünün değeri mevsimsel depolama ve geri üretim kapasitesini önemli oranda etkilemektedir.

Diğer taraftan, rezervuardan üretilen gazın hidrojen oranının, başka bir ifadeyle üretilen hidrojenin saflığının, üretim periyodu boyunca azaldığı, ancak yaklaşık %80 seviyesinin altına inmediği görülmektedir. Ayrıca, depolama döngüleri tekrarlandıkça hidrojenin saflığın arttığı ve son periyotta en düşük hidrojen saflığının yaklaşık %84'e yükseldiği görülmektedir. Literatürde yer alan bazı çalışmalarda da benzer sonuçların elde edildiği görülmekte olup, Feldmann (2016) tarafından yapılan bir araştırmaya göre, en düşük hidrojen oranı birinci depolama döngüsü için yaklaşık %78, beşinci depolama döngüsü için ise yaklaşık %83 olarak belirlenmiştir [30]. Benzer şekilde Pfeiffer ve Bauer (2015) tarafından yapılan çalışmada da rezervuardan üretilen gazdaki ortalama hidrojen oranı son depolama döngüsü için %85 olarak rapor edilmiştir [8].

Yer altında hidrojen depolamada önemli olan bir diğer konu da bir depolama döneminde depolanan hidrojenin hangi oranda geri üretililebildiğidir. Senaryo 1'den elde edilen simülasyon sonuçlarına göre, hidrojenin geri kazanım oranları (aynı depolama döngüsünde üretilen hidrojenin enjekte edilen hidrojen gazına oranı) beş depolama döngüsü için sırasıyla %44,3, %78,7, %89,5, %91,9 ve %93,4 olarak elde edilmiştir. 5 depolama döngüsü (5 yıl) boyunca toplam hidrojen geri kazanım faktörü %83 olarak elde edilmiştir. Literatürdeki

benzer çalışmalar da depolama döngüleri tekrarlandıkça hidrojen geri kazanım oranının arttığını belirtilmektedir [23, 32]. Lysyy ve diğerleri (2021) tarafından petrol, doğal gaz ve su bölgelerini ihtiva eden bir rezervuarın farklı bölgelerinde hidrojen depolanmayla ilgili yapılan bir çalışmada, nihai hidrojen geri kazanım oranı, depolama ortamının gaz bölgesi olması durumlarda %87, petrol bölgesi olması durumunda %77, su bölgesi olması durumunda ise %49 olarak rapor edilmiştir. Aynı çalışmada, gözenekli ortamda hidrojen depolamada, gaz bölgesinin petrol ve su bölgelerine kıyasla daha uygun bir hedef olduğu ifade edilmiştir [22]. Literatürde yer alan bazı çalışmalara ilişkin bulgular aşağıdaki tabloda özetlenmiştir.

Çizelge 5.1. Literatürde yer alan bazı çalışmalara göre yer altında gözenekli ortamda depolanan hidrojenin geri üretimine ilişkin bulgular

Yazarlar	Depolama Ortamı	Depolanan hidrojen geri üretimine ilişkin bulgular
Pfeiffer ve Bauer (2015) [8]	Tuzlu su akiferi	Ortalama hidrojen oranı üçüncü döngü için %81, dördüncü döngü için %85 olarak rapor edilmiştir. Üretim döneminde görülen en düşük hidrojen oranı üçüncü depolama döngüsünde yaklaşık %70, dördüncü döngüde ise yaklaşık %80 olarak elde edilmiştir.
Feldmann ve diğerleri (2016) [30]	Tükenmiş gaz rezervuarı	Üretim döneminde görülen en düşük hidrojen oranı dördüncü depolama döngüsünde yaklaşık %82, beşinci döngüde ise yaklaşık %84 olarak rapor edilmiştir.
Pfeiffer ve diğerleri (2017) [23]	Tuzlu su akiferi	Üretim döneminde görülen en düşük hidrojen oranı altıncı depolama döngüsünde yaklaşık %80 olarak rapor edilmiştir.
Sainz-Garcia et al. (2017) [26]	Tuzlu su akiferi	Hidrojen kurtarma oranı en iyi senaryoda birinci, ikinci ve üçüncü döngüler için sırasıyla %57, %72 ve %78 olarak rapor edilmiştir.
Lysyy ve diğerleri (2021) [22]	Gaz, petrol ve su bölgeleri	Hidrojen kurtarma oranı gaz bölgesi için %87, petrol bölgesi için %77 ve su bölgesi için %49 olarak rapor edilmiştir.

Ayrıca, yapılan simülasyon sonuçlarına göre, kuyu zar faktörü değerlerinin enjeksiyon ve üretim akış debilerini üzerindeki etkisinin yanı sıra, akış debilerindeki değişimlere bağlı olarak üretilen gazın hidrojen oranlarının da değişikliğe neden olduğu görülmektedir. Zar faktörünün pozitif olduğu senaryo 2’de birinci depolama döngüsünde en düşük hidrojen

saflığı değeri yaklaşık %85 iken, zar faktörünün negatif olduğu senaryo 3’de birinci depolama döngüsünde en düşük hidrojen saflığı değeri yaklaşık %79 olmuştur. Ancak, depolama döngüleri tekrarlandıkça bu farklılığın ortadan kalktığı, son depolama döngüsünde üretilen gazın hidrojen oranlarının her üç senaryo için de benzer şekilde (yaklaşık %84) olduğu görülmüştür. Başka bir ifadeyle, negatif zar faktörünün hidrojenin saflığı üzerindeki olumsuz etkilerinin depolama döngüleri tekrarlandıkça ortadan kalktığı görülmektedir.





6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu çalışma, Türkiye'nin Trakya bölgesinde yer alan tükenmiş bir doğal gaz rezervuarı olan Tekirdağ gaz sahasından yer altında hidrojen depolama amacıyla kullanılmasına yönelik sayısal modelleme ve simülasyonları içermektedir. Bunun için öncelikle, Tekirdağ gaz sahasına ait rezervuar bilgileri kullanılarak açık kaynaklı bir yazılım olan MRST ile sayısal rezervuar modeli oluşturulmuştur. Oluşturulan modele göre OGIP 1,4128 milyar Sm^3 olarak elde edilmiştir. Elde edilen bu değer Karakaya [51] tarafından yapılan çalışma ile de uyumluluk göstermektedir. Önceki bölümde ifade edildiği gibi, Karakaya tarafından başlangıç durumu için OGIP materyal balans yöntemiyle 1,404 milyar Sm^3 , sayısal modelleme yöntemiyle de 1,410 milyar Sm^3 olarak hesaplamıştır [51]. Rezervuar modelinin tükenmiş durumda elde edilmesi için ortalama rezervuar basıncı yaklaşık 10 bar'a düşene kadar 8 yıl süreyle doğal gaz üretimi simülasyonu yapılmıştır. 8 yıllık üretim periyodunun ardından rezervuarda basınç dengesinin sağlanması için 1 yıl süreyle kapalı olarak bekleme süresi simülasyona dahil edilmiştir. (Hidrojen depolama simülasyonlarından önde toplam simülasyon süresi 9 yıldır.)

Rezervuar tükenmiş durumdayken rezervuarda kalan yastık gazı miktarı 0,4296 milyar Sm^3 (429,6 milyon Sm^3) olarak elde edilmiştir. Çalışma gazı kapasitesi, belirlenen en düşük ve en yüksek rezervuar basıncı sınırları dahilinde rezervuara enjekte edilebilecek ve rezervuardan çekilebilecek gaz miktarını ifade etmekte olup, bu değer depolanan gazın kompozisyonuna göre değişiklik göstermektedir. Periyodik olarak tekrarlanan depolama operasyonlarında rezervuardaki ortalama hidrojen konsantrasyonun periyodik olarak artacağı dikkate alınarak çalışma gazı kapasitesi yaklaşık 920 milyon Sm^3 olarak belirlenmiştir.

Rezervuara hidrojen depolama ve geri üretim simülasyonları üç farklı senaryoda yapılmıştır. Bütün senaryolarda aynı rezervuar modeli ve depolama planı baz alınırken senaryo 1'de kuyularda zar faktörü değerinin 0 olduğu, senaryo 2'de kuyularda zar faktörü değerinin pozitif (+3) olduğu, senaryo 3'te ise kuyularda zar faktörü değerinin negatif (-1) olduğu varsayılmıştır. Simülasyon sonuçlarından rezervuarın hidrojen enjeksiyon ve geri üretim kapasitesi, rezervuardan üretilen hidrojenin saflığı, zar faktörü değerinin hidrojen depolama

potansiyeli üzerindeki etkileri ve bütün bu parametrelerin depolama döngüleri tekrarlandıkça nasıl değiştiğini belirlenmeye çalışılmıştır.

Senaryo -1'den elde edilen sonuçlara göre birinci ve ikinci depolama döngülerinde ortalama enjeksiyon debileri sırasıyla 3,7 milyon $\text{Sm}^3/\text{gün}$ ve 2,7 milyon $\text{Sm}^3/\text{gün}$ 'dür. Ortalama gaz üretim debileri ise aynı depolama döngülerinde sırasıyla 1,8 milyon $\text{Sm}^3/\text{gün}$ ve 2,3 milyon $\text{Sm}^3/\text{gün}$ 'dür. Üçüncü depolama döngüsünden itibaren enjekte edilen gaz miktarı ile geri üretimi yapılan gaz miktarlarının yakınsadığı ve yaklaşık 2,5 milyon $\text{Sm}^3/\text{gün}$ olduğu görülmektedir. Bu senaryoda ulaşılan yıllık enjeksiyon ve geri üretim kapasiteleri, rezervuarın yaklaşık 920 milyon Sm^3 olan toplam depolama kapasitesinin oldukça altında kalmıştır. Bu nedenle enjeksiyon ve üretim miktarlarını arttırmak ve böylece depolama kapasitesinin daha yüksek oranda kullanabilmek için mevcut kuyu sayısının artırılması ve/veya çeşitli kuyu canlandırma tekniklerinin uygulanmasının faydalı olabileceği değerlendirilmektedir.

Rezervuara enjekte edilen hidrojenin büyük bir kısmı rezervuardan geri üretilebilirken, aynı üretim periyodu içinde rezervuardan üretilen gazın hidrojen oranı düzenli olarak azalmaktadır. Ancak, depolama döngüleri tekrarlandıkça görülen en düşük saflık değerinin arttığı gözlenmektedir. Senaryo 1'de üretim dönemlerinin sonunda görülen en düşük hidrojen saflığı değerleri, birinci yıldan beşinci yıla kadar sırasıyla %80,9, %81,0, %81,3, %82,4 ve %83,7 olarak gerçekleşmiştir.

Senaryo 1, 2 ve 3'ün simülasyon sonuçları karşılaştırmalı olarak incelendiğinde, kuyu zar faktörü değerlerinin enjeksiyon ve üretim akış debilerini önemli oranda etkilediği görülmektedir. Beklendiği gibi negatif zar faktörü değerinin akış hızında artışa neden olduğu, pozitif zar faktör değerinin ise azalmaya neden olduğu görülmektedir. Zar faktörü değerinin +3 olması, yıllık enjeksiyon miktarının %25 azalmasına, toplam yıllık gaz üretiminin ise %32 azalmasına neden olmuştur. Öte yandan, zar faktörü değerinin -1 olması, yıllık enjeksiyon miktarında yaklaşık %12, toplam yıllık gaz üretiminin ise yaklaşık %16 artmasına neden olmuştur.

Zar faktörü değerinin hidrojen saflığı üzerinde sınırlı etkiye sahip olduğu görülmektedir. Zar faktörünün +3 olması, üretilen hidrojenin saflığında önemli bir artışa yol açmamış sadece yaklaşık %1 oranında artırmıştır. Diğer taraftan, zar faktörünün -1 olması, hidrojen

saflığında %0,2'lik bir düşüşe neden olmuştur. Hidrojen saflığı açısından ortaya çıkan bu farklılığın ilk depolama döngülerinde daha belirgin olduğu ancak depolama döngüleri tekrarlandıkça ortadan kalktığı görülmektedir.

Bu çalışmada, sığ derinlikli ve nispeten düşük basınçlı bir rezervuarların mevsimsel hidrojen depolama açısından önemli kapasitelere sahip olduğu ve hidrojenin %80'in üzerinde saflık değeriyle geri üretilebileceği sonucuna varılmıştır. Ayrıca negatif zar faktörü değerinin enjeksiyon ve geri üretim debileri üzerindeki olumlu etkisi nedeniyle YHD açısından avantajlı olduğu düşünülmektedir. Bununla birlikte, bu çalışmada rezervuar modelin oluşturulmasında ve simülasyonların çalıştırılmasında kullanılan MRST aracının, ortalama özelliklere sahip kişisel bilgisayar üzerinde dahi makul sürede sonuç vermesi ve farklı rezervuar geometrilerinin oluşturulmasına imkân tanınması nedeniyle başarılı bir yazılım olduğu değerlendirilmektedir.

Bu çalışmada hidrojenin rezervuara enjeksiyonu sırasında ortaya çıkabilecek biyolojik ve kimyasal reaksiyonlar dikkate alınmamıştır. Bu nedenle, bu sahanın hidrojen depolama için kullanılabilirliğinin kapsamlı şekilde değerlendirilebilmesi için muhtemel biyolojik ve kimyasal reaksiyonların da dikkate alındığı ilave çalışmalara ihtiyaç olduğu değerlendirilmektedir. Bununla birlikte, ortaya çıkması muhtemel biyolojik veya kimyasal reaksiyonların olası negatif etkileri bir tarafa bırakılarak, çalışmadan elde edilen sonuçlar Tekirdağ sahası özelinde değerlendirildiğinde; rezervuarda mevsimsel olarak ve dolayısıyla kısıtlı zaman içinde depolanan hidrojen miktarının toplam rezervuar kapasitesinin oldukça altında kaldığı görülmektedir. Bu nedenle, mevsimsel olarak depolanan hidrojen miktarının artırılabilmesi için ilave kuyuların devreye alınmasının veya mevcut kuyularda çeşitli kuyu canlandırma tekniklerinin uygulanmasının faydalı olacağı değerlendirilmektedir. Bununla birlikte, farklı enjeksiyon ve üretim senaryoları belirlenerek yapılacak simülasyon çalışmalarının, en uygun depolama planlarının belirlenmesi açısından faydalı olabileceği değerlendirilmektedir.

Ayrıca, üretim dönemlerinde rezervuardan hidrojen ile birlikte başta metan olmak üzere doğal gaz bileşenlerinin de üretildiği görülmektedir. Muhammed ve diğerleri tarafından belirtildiği gibi, depolanan hidrojenin daha sonra geri üretimi yapıldığında yakıt hücreleri gibi araçlarda kullanılması planlanıyorsa hidrojenin saflığı oldukça önemlidir ancak hidrojenin gaz türbinlerinde kullanılması veya doğal gaz boru hatlarına enjekte edilmesi

planlanıyorsa hidrojenin saflığının düşük olması problem yaratmamaktadır. Aksine, depolanan hidrojene metan ve benzeri gazların karışması olumlu olarak karşılanmaktadır [7]. Bu nedenle, her ne kadar hidrojenin saflığı %80'in üzerinde olsa da hidrojen ile birlikte doğal gaz bileşenlerinin de önemli oranda üretildiğinden, tükenmiş doğal gaz rezervuarlarının saf hidrojene ihtiyaç duyulan uygulamalar yerine, hidrojenin saflığının sorun olmayacağı uygulamalar için daha uygun bir seçenek olduğu değerlendirilmektedir.



KAYNAKLAR

1. İnternet: The Paris Agreement | UNFCCC. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>. Son erişim tarihi: 21.04.2023.
2. İnternet: Net Zero Coalition | United Nations. URL: <https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition>. Son erişim tarihi: 08.12.2023.
3. İnternet: Paris Anlaşması / T.C. Dışişleri Bakanlığı. URL: <https://www.mfa.gov.tr/paris-anlasmasi.tr.mfa>. Son erişim tarihi: 20.07.2023.
4. İnternet: 7 Ekim 2021 Tarihli Resmî Gazete. URL: <https://resmigazete.gov.tr/fihrist?tarih=2021-10-07>. Son erişim tarihi: 03.08.2023.
5. İnternet: Türkiye Ulusal Enerji Planı - 2022. URL: https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/EIGM/tr/Raporlar/TUEP/T%C3%BCrkiye_Ulusal_Enerji_Plan%C4%B1.pdf. Son erişim tarihi: 01.03.2024.
6. Zivar, D., Kumar, S. and Foroozesh, J. (2021). Underground hydrogen storage: A comprehensive review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(45), 23436-23462.
7. Muhammed, N. S., Haq, B., Al Shehri, D., Al-Ahmed, A., Rahman, M. M. and Zaman, E. (2022). A review on underground hydrogen storage: Insight into geological sites, influencing factors and future outlook. *Energy Reports*, 8, 461-499.
8. Pfeiffer, W. T. and Bauer, S. (2015). Subsurface Porous Media Hydrogen Storage – Scenario Development and Simulation. *Energy Procedia*, 76, 565-572.
9. Amid, A., Mignard, D. and Wilkinson, M. (2016). Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(12), 5549-5558.
10. Elberry, A. M., Thakur, J., Santasalo-Aarnio, A. and Larimi, M. (2021). Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(29), 15671-15690.
11. Hagemann, B., Rasoulzadeh, M., Panfilov, M., Ganzer, L. and Reitenbach, V. (2015). Mathematical modeling of unstable transport in underground hydrogen storage. *Environmental Earth Sciences*, 73(11), 6891-6898.
12. İnternet: Hydrogen - Fuels & Technologies - IEA. URL: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>. Son erişim tarihi: 05.07.2023.
13. İnternet: HyBlend: Opportunities for Hydrogen Blending in Natural Gas Pipelines | Department of Energy. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hyblend-opportunities-hydrogen-blending-natural-gas-pipelines>. Son erişim tarihi: 22.04.2023.

14. İnternet: Blending hydrogen into the EU gas system. URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news/blending-hydrogen-eu-gas-system-2022-01-19_en. Son erişim tarihi: 22.05.2023.
15. İnternet: Türkiye Hidrojen Teknolojileri Stratejisi ve Yol Haritası. URL: https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/SGB/tr/Kurumsal_Politikalar/HSP/ETKB_Hidrojen_Stratejik_Plan2023.pdf. Son erişim tarihi: 01.03.2024.
16. İnternet: Hydrogen for Net-Zero. (2021). URL: www.hydrogencouncil.com. Son erişim tarihi: 21.12.2022.
17. Sambo, C., Dudun, A., Samuel, S. A., Esenenjor, P., Muhammed, N. S. and Haq, B. (2022). A review on worldwide underground hydrogen storage operating and potential fields. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(54), 22840-22880.
18. Tarkowski, R. (2019). Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105, 86-94.
19. Pan, B., Yin, X., Ju, Y. and Iglauer, S. (2021). Underground hydrogen storage: Influencing parameters and future outlook. *Advances in Colloid and Interface Science*, 294, 102473.
20. Bai, M., Song, K., Sun, Y., He, M., Li, Y. and Sun, J. (2014). An overview of hydrogen underground storage technology and prospects in China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 124, 132-136.
21. Hagemann, B., Rasoulzadeh, M., Panfilov, M., Ganzer, L. and Reitenbach, V. (2016). Hydrogenization of underground storage of natural gas Impact of hydrogen on the hydrodynamic and bio-chemical behavior. *Computational Geosciences*, 20, 595-606.
22. Lysyy, M., Fernø, M. and Ersland, G. (2021). Seasonal hydrogen storage in a depleted oil and gas field. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(49), 25160-25174.
23. Pfeiffer, W. T., Beyer, C. and Bauer, S. (2017). Hydrogen storage in a heterogeneous sandstone formation: dimensioning and induced hydraulic effects. *Petroleum Geoscience*, 23(3), 315-326.
24. Pfeiffer, W. T., al Hagrey, S. A., Köhn, D., Rabbel, W. and Bauer, S. (2016). Porous media hydrogen storage at a synthetic, heterogeneous field site: numerical simulation of storage operation and geophysical monitoring. *Environmental Earth Sciences*, 75(16), 1-18.
25. Pfeiffer, W. T. and Bauer, S. (2018). Comparing simulations of hydrogen storage in a sandstone formation using heterogeneous and homogenous flow property models. *Petroleum Geoscience*, 25(3), 325-336.
26. Sainz-Garcia, A., Abarca, E., Rubi, V. and Grandia, F. (2017). Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer. *International Journal of Hydrogen Energy*, 42(26), 16657-16666.

27. Luboń, K. and Tarkowski, R. (2020). Numerical simulation of hydrogen injection and withdrawal to and from a deep aquifer in NW Poland. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(3), 2068-2083.
28. Mahdi, D. S., Al-Khdheawi, E. A., Yuan, Y., Zhang, Y. and Iglaier, S. (2021). Hydrogen underground storage efficiency in a heterogeneous sandstone reservoir. *Advances in Geo-Energy Research*, 5(4), 437-443.
29. Wang, G., Pickup, G., Sorbie, K. and Mackay, E. (2022). Numerical modelling of H₂ storage with cushion gas of CO₂ in subsurface porous media: Filter effects of CO₂ solubility. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(67), 28956-28968.
30. Feldmann, F., Hagemann, B., Ganzer, L. and Panfilov, M. (2016). Numerical simulation of hydrodynamic and gas mixing processes in underground hydrogen storages. *Environmental Earth Sciences*, 75(16).
31. Hemme, C. and van Berk, W. (2018). Hydrogeochemical Modeling to Identify Potential Risks of Underground Hydrogen Storage in Depleted Gas Fields. *Applied Sciences*, Vol. 8, Page 2282, 8(11), 2282.
32. Huang, T., Moridis, G. J., Blasingame, T. A., Abdulkader, A. M. and Yan, B. (2023). Compositional reservoir simulation of underground hydrogen storage in depleted gas reservoirs. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48, 36035-36050.
33. Hassannayebi, N., Azizmohammadi, S., De Lucia, M. and Ott, H. (2019). Underground hydrogen storage: application of geochemical modelling in a case study in the Molasse Basin, Upper Austria. *Environmental Earth Sciences*, 78(5), 1-14.
34. Zamehrian, M. and Sedaee, B. (2022). Underground hydrogen storage in a partially depleted gas condensate reservoir: Influence of cushion gas. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 212, 110304.
35. Kanaani, M., Sedaee, B. and Asadian-Pakfar, M. (2022). Role of Cushion Gas on Underground Hydrogen Storage in Depleted Oil Reservoirs. *Journal of Energy Storage*, 45, 103783.
36. Singh, H. (2022). Hydrogen storage in inactive horizontal shale gas wells: Techno-economic analysis for Haynesville shale. *Applied Energy*, 313, 118862.
37. Heinemann, N., Scafidi, J., Pickup, G., Thaysen, E. M., Hassanpouryouzband, A., Wilkinson, M. and Haszeldine, R. S. (2021). Hydrogen storage in saline aquifers: The role of cushion gas for injection and production. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(79), 39284-39296.
38. Tarek Ahmed. (2000). Reservoir engineering handbook (Second Edition.). Texas: Gulf Professional Publishing, 420.
39. Lie, K.-A. (2019). An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave. Cambridge University Press.

40. İnternet: Hydrogen | H₂ - PubChem. URL: <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Hydrogen>. Son erişim tarihi: 25.11.2022.
41. İnternet: Hydrogen Properties | Hydrogen Tools. URL: <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-properties>. Son erişim tarihi: 25.11.2022.
42. İnternet: Hydrogen Density at different temperatures and pressures | Hydrogen Tools. URL: <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-density-different-temperatures-and-pressuresi>. Son erişim tarihi: 09.02.2024.
43. Thiagarajan, S. R., Emadi, H., Hussain, A., Patange, P. and Watson, M. (2022). A comprehensive review of the mechanisms and efficiency of underground hydrogen storage. *Journal of Energy Storage*, 51, 104490.
44. Kanaani, M., Sadaee, B. and Asadian-Pakfar, M. (2022). Role of Cushion Gas on Underground Hydrogen Storage in Depleted Oil Reservoirs. *Journal of Energy Storage*, 45, 103783.
45. Thaysen, E. M., McMahon, S., Strobel, G. J., Butler, I. B., Ngwenya, B. T., Heinemann, N. and Edlmann, K. (2021). Estimating microbial growth and hydrogen consumption in hydrogen storage in porous media. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 151, 111481.
46. Liu, W., Zhang, Z., Chen, J., Jiang, D., Wu, F., Fan, J. and Li, Y. (2020). Feasibility evaluation of large-scale underground hydrogen storage in bedded salt rocks of China: A case study in Jiangsu province. *Energy*, 198, 117348.
47. İnternet: Home - HYUNDER. URL: <http://hyunder.eu/>. Son erişim tarihi: 05.07.2023.
48. İnternet: Underground Sun Storage. URL: <https://www.underground-sun-storage.at/>. Son erişim tarihi: 25.03.2023.
49. İnternet: Hychico. URL: <http://www.hychico.com.ar/eng/index.html>. Son erişim tarihi: 20.12.2022.
50. İnternet: HyStorPor. URL: <https://blogs.ed.ac.uk/hystorpor/>. Son erişim tarihi: 11.03.2023.
51. Karakaya, G. (2017). *Tekirdağ doğal gaz sahasının yeraltı gaz depolaması olarak modellenmesi*, Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
52. İnternet: Ergene (Trakya) Havzasının Jeolojisi ve Kömür Potansiyeli. URL: https://www.mta.gov.tr/dosyalar/images/dogalkaynaklar/makaleler/276/tr_20221018_140747_276_4_2c9ddaff.pdf. Son erişim tarihi: 01.03.2024.
53. İnternet: MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST). URL: <https://www.sintef.no/projectweb/mrst/>. Son erişim tarihi: 24.09.2022.
54. İnternet: MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST) - Publications. URL: <https://www.sintef.no/projectweb/mrst/publications/>. Son erişim tarihi: 24.10.2022.

55. Lie, K.-A. and Møyner, O. (Ed.). (2021). Advanced Modeling with the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox. Cambridge University Press.







EK-1. Rezervuarın sayısal verilerini içeren Matlab sınıfı dosyası

```

classdef res_data_tekirdag
    properties
        outline;

        line1;
        line2;
        line3;

        faultLines;

        wellLinesA;
        wellLinesB;
        wellLinesAB
        wellLines;

        porosityA;
        porosityB;

        permeability;
        SWi;
        h_A;
        h_B;
        formation_top;
        rock_comp;
    end

    methods

        function obj = res_data_tekirdag()

            px_to_meter=6.333;
            obj.porosityA = 0.241;
            obj.porosityB = 0.239;
            obj.permeability = 30*milli*darcy;
            obj.SWi = 0.20;
            obj.h_A = 10.2;
            obj.h_B = 9.48;
            obj.formation_top=318*meter;
            obj.rock_comp = 4.35e-5/barsa;

            obj.outline =[ 474.00      707.00 ;      572.00 664.00 ;      572.00
664.00 ;
                        572.00    664.00 ;      658.00 630.00 ;      658.00 630.00 ;
                        658.00    630.00 ;      734.00 612.00 ;      734.00 612.00 ;
                        734.00    612.00 ;      834.00 582.00 ;      834.00 582.00 ;
                        834.00    582.00 ;      924.00 544.00 ;      924.00 544.00 ;
                        924.00    544.00 ;      1014.00 512.00 ;      1014.00
512.00 ;
                        1014.00 512.00 ;      1121.00 499.00 ;      1121.00
499.00 ;
                        1121.00 499.00 ;      1186.00 488.00 ;      1186.00
488.00 ;
                        1186.00 488.00 ;      1226.00 470.00 ;      1226.00
470.00 ;

```

EK-1. (devam) Rezervuarın sayısal verilerini içeren Matlab sınıfı dosyası

	1226.00	470.00 ;	1259.00	465.00 ;	1259.00
465.00 ;	1259.00	465.00 ;	1300.00	469.00 ;	1300.00
469.00 ;	1300.00	469.00 ;	1327.00	468.00 ;	1327.00
468.00 ;	1327.00	468.00 ;	1350.00	463.00 ;	1350.00
463.00 ;	1350.00	463.00 ;	1368.00	454.00 ;	1368.00
454.00 ;	1368.00	454.00 ;	1376.00	439.00 ;	1376.00
439.00 ;	1376.00	439.00 ;	1376.00	421.00 ;	1376.00
421.00 ;	1376.00	421.00 ;	1367.00	408.00 ;	1367.00
408.00 ;	1367.00	408.00 ;	1354.00	396.00 ;	1354.00
396.00 ;	1354.00	396.00 ;	1335.00	391.00 ;	1335.00
391.00 ;	1335.00	391.00 ;	1315.00	391.00 ;	1315.00
391.00 ;	1315.00	391.00 ;	1292.00	390.00 ;	1292.00
390.00 ;	1292.00	390.00 ;	1272.00	386.00 ;	1272.00
386.00 ;	1272.00	386.00 ;	1254.00	369.00 ;	1254.00
369.00 ;	1254.00	369.00 ;	1250.00	349.00 ;	1250.00
349.00 ;	1250.00	349.00 ;	1254.00	333.00 ;	1254.00
333.00 ;	1254.00	333.00 ;	1262.00	318.00 ;	1262.00
318.00 ;	1262.00	318.00 ;	1273.00	305.00 ;	1273.00
305.00 ;	1273.00	305.00 ;	1285.00	291.00 ;	1285.00
291.00 ;	1285.00	291.00 ;	1296.00	277.00 ;	1296.00
277.00 ;	1296.00	277.00 ;	1305.00	260.00 ;	1305.00
260.00 ;	1305.00	260.00 ;	1314.00	246.00 ;	1314.00
246.00 ;	1314.00	246.00 ;	1319.00	228.00 ;	1319.00
228.00 ;	1319.00	228.00 ;	1319.00	211.00 ;	1319.00
211.00 ;	1319.00	211.00 ;	1308.00	198.00 ;	1307.00
197.00 ;	1306.00	196.00 ;	1293.00	188.00 ;	1293.00
188.00 ;	1293.00	188.00 ;	1275.00	184.00 ;	1275.00
184.00 ;	1275.00	184.00 ;	1253.00	186.00 ;	1252.00
186.00 ;					

EK-1. (devam) Rezervuarın sayısal verilerini içeren Matlab sınıfı dosyası

	1251.00	186.00 ;	1222.00	196.00 ;	1222.00
196.00 ;					
	1222.00	196.00 ;	1197.00	203.00 ;	1197.00
203.00 ;					
	1197.00	203.00 ;	1155.00	214.00 ;	1155.00
214.00 ;					
	1155.00	214.00 ;	1122.00	227.00 ;	1122.00
227.00 ;					
	1122.00	227.00 ;	1086.00	235.00 ;	1086.00
235.00 ;					
	1086.00	235.00 ;	1047.00	245.00 ;	1047.00
245.00 ;					
	1047.00	245.00 ;	1019.00	245.00 ;	1019.00
245.00 ;					
	1019.00	245.00 ;	989.00 232.00 ;	989.00 232.00 ;	
	989.00	232.00 ;	962.00 212.00 ;	962.00 212.00 ;	
	962.00	212.00 ;	937.00 190.00 ;	937.00 190.00 ;	
	937.00	190.00 ;	921.00 175.00 ;	921.00 175.00 ;	
	921.00	175.00 ;	895.00 161.00 ;	895.00 161.00 ;	
	895.00	161.00 ;	866.00 148.00 ;	866.00 148.00 ;	
	866.00	148.00 ;	829.00 136.00 ;	829.00 136.00 ;	
	829.00	136.00 ;	796.00 130.00 ;	793.00 129.00 ;	
	790.00	128.00 ;	751.00 132.00 ;	751.00 132.00 ;	
	751.00	132.00 ;	712.00 144.00 ;	711.00 144.00 ;	
	710.00	144.00 ;	666.00 149.00 ;	666.00 149.00 ;	
	666.00	149.00 ;	636.00 152.00 ;	636.00 152.00 ;	
	636.00	152.00 ;	613.00 160.00 ;	613.00 160.00 ;	
	613.00	160.00 ;	596.00 171.00 ;	595.00 173.00 ;	
	594.00	175.00 ;	577.00 200.00 ;	577.00 200.00 ;	
	577.00	200.00 ;	556.00 220.00 ;	556.00 220.00 ;	
	556.00	220.00 ;	534.00 232.00 ;	534.00 232.00 ;	
	534.00	232.00 ;	507.00 249.00 ;	507.00 249.00 ;	
	507.00	249.00 ;	486.00 273.00 ;	486.00 273.00 ;	
	486.00	273.00 ;	457.00 299.00 ;	457.00 299.00 ;	
	457.00	299.00 ;	432.00 312.00 ;	432.00 312.00 ;	
	432.00	312.00 ;	394.00 324.00 ;	394.00 324.00 ;	
	394.00	324.00 ;	364.00 332.00 ;	364.00 332.00 ;	
	364.00	332.00 ;	330.00 359.00 ;	330.00 359.00 ;	
	330.00	359.00 ;	311.00 381.00 ;	311.00 381.00 ;	
	311.00	381.00 ;	307.00 406.00 ;	307.00 406.00 ;	
	307.00	406.00 ;	303.00 435.00 ;	303.00 435.00 ;	
	303.00	435.00 ;	294.00 456.00 ;	294.00 458.00 ;	
	294.00	460.00 ;	275.00 482.00 ;	275.00 482.00 ;	
	275.00	482.00 ;	247.00 500.00 ;	247.00 500.00 ;	
	247.00	500.00 ;	225.00 517.00 ;	225.00 517.00 ;	
	225.00	517.00 ;	202.00 537.00 ;	202.00 537.00 ;	
	202.00	537.00 ;	179.00 552.00 ;	179.00 552.00 ;	
	179.00	552.00 ;	146.00 565.00 ;	146.00 565.00 ;	
	146.00	565.00 ;	116.00 573.00 ;	116.00 573.00 ;	
	116.00	573.00 ;	84.00 584.00 ;	84.00 584.00 ;	
	84.00	584.00 ;	66.00 598.00 ;	66.00 598.00 ;	
	66.00	598.00 ;	68.00 616.00 ;	68.00 616.00 ;	
	68.00	616.00 ;	78.00 641.00 ;	78.00 642.00 ;	
	78.00	643.00 ;	89.00 690.00 ;	89.00 690.00 ;	
	89.00	690.00 ;	101.00 717.00 ;	101.00 718.00 ;	
	101.00	719.00 ;	132.00 745.00 ;	132.00 745.00 ;	

EK-1. (devam) Rezervuarın sayısal verilerini içeren Matlab sınıfı dosyası

```

132.00    745.00 ;    157.00 761.00 ;    157.00 761.00 ;
157.00    761.00 ;    183.00 774.00 ;    183.00 774.00 ;
183.00    774.00 ;    219.00 774.00 ;    219.00 774.00 ;
219.00    774.00 ;    265.00 774.00 ;    265.00 774.00 ;
265.00    774.00 ;    311.00 761.00 ;    311.00 761.00 ;
311.00    761.00 ;    350.00 742.00 ;    350.00 742.00 ;
350.00    742.00 ;    400.00 730.00 ;    400.00 730.00 ;
400.00    730.00 ;    452.00 715.00 ;    452.00 715.00 ;
]*px_to_meter;

obj.line1 = [935.33 ,    542.00 ;    943.33 ,    508.00 ;
943.33 ,    508.00 ;    946.00 ,    470.00 ;
946.00 ,    470.00 ;    950.67 ,    428.67 ;
950.67 ,    428.67 ;    963.33 ,    402.00 ;
963.33 ,    402.00 ;    984.00 ,    374.00 ;
984.00 ,    374.00 ;    1000.00 ,    354.67 ;
1000.00 ,    354.67 ;    1004.67 ,    337.33 ;
1004.67 ,    337.33 ;    1002.67 ,    318.00 ;
1002.67 ,    318.00 ;    1002.00 ,    295.33 ;
1002.00 ,    295.33 ;    1000.00 ,    275.33 ;
1000.00 ,    275.33 ;    995.33 ,    258.00 ;
995.33 ,    258.00 ;    993.33 ,    242.67 ;
993.33 ,    242.67 ;    992.00 ,    232.67 ;
]*px_to_meter;

obj.line2 = [ 978.00 ,    219.00 ;    949.00 ,    233.00 ;
949.00 ,    233.00 ;    910.00 ,    243.00 ;
910.00 ,    243.00 ;    888.00 ,    256.00 ;
888.00 ,    256.00 ;    861.00 ,    269.00 ;
861.00 ,    269.00 ;    847.00 ,    275.00 ;
847.00 ,    275.00 ;    833.00 ,    273.00 ;
833.00 ,    273.00 ;    819.00 ,    267.00 ;
819.00 ,    267.00 ;    815.00 ,    252.00 ;
815.00 ,    252.00 ;    815.00 ,    236.00 ;
815.00 ,    236.00 ;    817.00 ,    224.00 ;
817.00 ,    224.00 ;    814.00 ,    211.00 ;
814.00 ,    211.00 ;    793.00 ,    195.00 ;
793.00 ,    195.00 ;    771.00 ,    187.00 ;
771.00 ,    187.00 ;    754.00 ,    185.00 ;
754.00 ,    185.00 ;    720.00 ,    182.00 ;
720.00 ,    182.00 ;    700.00 ,    173.00 ;
700.00 ,    173.00 ;    690.00 ,    160.00 ;
690.00 ,    160.00 ;    685.00 ,    144.00 ;
]*px_to_meter;

obj.line3 = [ 866.67 ,    570.67 ;    845.00 ,    551.00 ;
845.00 ,    551.00 ;    826.00 ,    540.00 ;
826.00 ,    540.00 ;    802.00 ,    524.00 ;
802.00 ,    524.00 ;    780.00 ,    507.00 ;
780.00 ,    507.00 ;    757.00 ,    488.00 ;
757.00 ,    488.00 ;    734.00 ,    471.00 ;
734.00 ,    471.00 ;    709.00 ,    455.50 ;
709.00 ,    455.50 ;    683.00 ,    441.00 ;
683.00 ,    441.00 ;    663.50 ,    435.00 ;
663.50 ,    435.00 ;    645.50 ,    431.50 ;

```

EK-1. (devam) Rezervuarın sayısal verilerini içeren Matlab sınıfı dosyası

```

        645.50 ,      431.50 ;      626.00 ,      431.00 ;
        626.00 ,      431.00 ;      607.00 ,      431.50 ;
        607.00 ,      431.50 ;      586.00 ,      435.00 ;
        586.00 ,      435.00 ;      559.50 ,      436.50 ;
        559.50 ,      436.50 ;      538.00 ,      437.00 ;
        538.00 ,      437.00 ;      506.00 ,      436.00 ;
        506.00 ,      436.00 ;      483.00 ,      435.00 ;
        483.00 ,      435.00 ;      453.00 ,      434.00 ;
        453.00 ,      434.00 ;      425.00 ,      434.00 ;
        425.00 ,      434.00 ;      399.00 ,      430.00 ;
        399.00 ,      430.00 ;      374.00 ,      422.00 ;
        374.00 ,      422.00 ;      354.50 ,      406.50 ;
        352.50 ,      406.50 ;      338.50 ,      389.50 ;
        338.50 ,      389.50 ;      328.50 ,      377.00 ;
        328.50 ,      377.00 ;      322.00 ,      367.50 ;
    ]*px_to_meter;

    obj.faultLines = {[obj.line1], [obj.line2], [obj.line3]};

    obj.wellLinesA = { [ 830      ,      4294      ], ...
        [ 1216 ,      4249 ], ...
        [ 1482 ,      4845 ], ...
        [ 1868 ,      4775 ], ...
        [ 1450 ,      4085 ], ...
        [ 2115 ,      4287 ], ...
        [ 1982 ,      3356 ], ...
        [ 2375 ,      3730 ], ...
        [ 2799 ,      4104 ], ...
        [ 3375 ,      4224 ], ...
        [ 3160 ,      3673 ], ...
        [ 2951 ,      3546 ], ...
        [ 2039 ,      3103 ], ...
        [ 3350 ,      2996 ], ...
        [ 3413 ,      3242 ], ...
        [ 3388 ,      3312 ], ...
        [ 3686 ,      3781 ], ...
        [ 4224 ,      3572 ], ...
        [ 4794 ,      3578 ], ...
        [ 4661 ,      3040 ], ...
        [ 4211 ,      3091 ], ...
        [ 4021 ,      2793 ], ...
    };

    %8
    obj.wellLinesB = {[ 8467      ,      2869      ], ...
        [ 7809 ,      1431 ], ...
        [ 7416 ,      1564 ], ...
        [ 6707 ,      1799 ], ...
        [ 7137 ,      2210 ], ...
        [ 6726 ,      2388 ], ...
        [ 6251 ,      2692 ], ...
        [ 6263 ,      3059 ], ...
    };

    %18
    obj.wellLinesAB = {[ 2286      ,      2312      ], ...
        [ 2616 ,      2616 ], ...
    };

```

EK-1. (devam) Rezervuarın sayısal verilerini içeren Matlab sınıfı dosyası

```
[ 3034 , 2204 ], ...
[ 3559 , 1678 ], ...
[ 4249 , 1292 ], ...
[ 4490 , 1615 ], ...
[ 4800 , 1425 ], ...
[ 3945 , 1963 ], ...
[ 4984 , 1843 ], ...
[ 4604 , 2179 ], ...
[ 4427 , 2527 ], ...
[ 4541 , 2521 ], ...
[ 4857 , 2685 ], ...
[ 5345 , 2210 ], ...
[ 5396 , 2413 ], ...
[ 5934 , 1640 ], ...
[ 5877 , 2261 ], ...
[ 5326 , 3236 ], ...
};

obj.wellLines = cat (2,obj.wellLinesA, obj.wellLinesB,
obj.wellLinesAB); %[ obj.wellLinesA, obj.wellLinesB, obj.wellLinesAB];

    end
end
end
```

EK-2. Rezervuar modelinin oluşturulması için kullanılan Matlab kodları

```

mrstModule add upr
mrstVerbose on;
close all;

% grafik fonksiyonlarının tanımlanması
fig2D = @() figure('Position', [0,0,800,500]);
fig3D = @() figure('Position', [0,0,1300, 650]);
alpha = 0.6;
cmap = jet*alpha + (1-alpha);
setAxProps = @(ax) set(ax, 'View', [-10, 45], ...
    'PlotBoxAspectRatio', [4.40, 1.86, 1.00], ...
    'Projection'          , 'Perspective'      , ...
    'Box'                  , 'on'                , ...
    'ColorMap'             , cmap                );

% rezervuar sınırlarını, kuyu koordinatlarını ve rezervuar özelliklerini içeren
sınıftan verilerin alınması
res_data_tekirdag;
res_data = res_data_tekirdag;

% rezervuar sınırlarının ve kuyu noktalarının 2 boyutlu olarak gösterilmesi
fig2D(), hold on
plot(res_data.outline(:,1), res_data.outline(:,2), 'k');
plotLinePath(res_data.faultLines,'b');
plotLinePath(res_data.wellLines,'r', 'markerSize', 20);
%plot(res_data.wells(:,1), res_data.wells(:,2), 'r', 'markerSize',20);
box on, axis equal tight

%%2: 2 boyutlu grid yapısının oluşturulması (2D PEBI grid)
rng(2019)
n = 21; % x yonundeki yaklaşık grid sayısı
L = max(res_data.outline);
G2D = pebiGrid2D(max(L)/n, L , ...
    'polybdr'          , res_data.outline , ... % dış sınırlar
    'faceConstraints' , res_data.faultLines, ... % tabaka sınırları
    'FCFactor'        , 1 , ... %
    'cellConstraints' , res_data.wellLines , ... % kuyu koordinatları
    'CCRefinement'    , true , ... % kuyu çevrelerinde değişken ve
daha detaylı grid yapısı
    'CCFactor'        , 0.075 , ... % kuyu hücrelerinin relatif
boyutu
    'interpolateFC'   , true , ... % Interpolate along fault lines
    'CCEps'           , 0.038*max(L), ... % Refinement transition
    'useMrstPebi' , false);
G2D = removeShortEdges(G2D, 1); %

% Plot 2D grid
wellNo2D = nan(G2D.cells.num,1);
wellNo2D(G2D.cells.tag) = 1:nnz(G2D.cells.tag);
fig2D(), plotGrid(G2D); axis equal tight, box on % Grid
plotFaces(G2D, G2D.faces.tag, 'edgeColor', 'b', 'lineWidth', 2); % Faults
plotGrid(G2D, G2D.cells.tag , 'faceColor', 'r');

%% 3: tabakaların oluşturulması ve 2 boyuttan 3 boyuta geçiş
mrstModule add coarsegrid
p = ones(G2D.cells.num,1);
p = processPartition(G2D, p, find(G2D.faces.tag));

```

EK-2. (devam) Rezervuar modelinin oluşturulması için kullanılan Matlab kodları

```

nLayers = 9; % Number of layers
thicknessA=res_data.h_A/4;
thicknessB=res_data.h_B/4;

layerThickness =
[thicknessA;thicknessA;thicknessA;thicknessA;6;thicknessB;thicknessB;thicknessB
;thicknessB];

G0      = makeLayeredGrid(G2D, layerThickness);
G0      = computeGeometry(G0);
G0.cells.tag = repmat(G2D.cells.tag, nLayers, 1);
G0.faces.tag = false(G0.faces.num,1);
G0.faces.tag(abs(G0.faces.normals(:,3))<.01) = repmat(G2D.faces.tag, nLayers,
1);
wellNo   = repmat(wellNo2D, nLayers, 1);
layerID  = reshape(repmat(1:nLayers, G2D.cells.num, 1), [], 1);
compartID = repmat(p,nLayers,1);

G0.nodes.coords(:,3) = G0.nodes.coords(:,3) + res_data.formation_top;

% Plot the resulting layered grid
prm = randperm(nLayers)';
fig3D(); plotCellData(G0, prm(layerID), 'edgealpha', 0.2)
outlineCoarseGrid(G0, compartID,'EdgeColor','w','LineWidth',2);
setAxProps(gca), camlight();
colormap(jet)
axis off

%% 4: tabaka sinirlarinin disinda kalan gridlerin silinmesi
bnds = [0 8; 1 7; 1 7; 5 3; 2 6; 5 3];
flag = false(G0.cells.num,1);

flag = flag | (compartID == 2 & (layerID<5) );
flag = flag | (compartID == 3 & (layerID>5) );
flag = flag | (compartID == 4 & (layerID>5) );
flag = flag | layerID==5 ;
[G, cellMap] = removeCells(G0, flag);
G      = computeGeometry(G);
layer  = layerID(cellMap);
parts  = compartID(cellMap);
wellNo = wellNo(cellMap);

% Plot the final result
fig3D(); plotGrid(G); %pw();
setAxProps(gca), camlight();
colormap(jet)
axis on

%% 5: petrofiziksel ozelliklerin tanimlanmasi
rock = makeRock(G, res_data.permeability, res_data.porosityB);

for i=1:12780
    rock.poro(i) = res_data.porosityA;
end

%% 6: kuyularin tanimlanmasi

```

EK-2. (devam) Rezervuar modelinin oluşturulması için kullanılan Matlab kodları

```

wellnames
=["W1","W2","W3","W4","W5","W6","W7","W8","W9","W10","W11","W12","W13","W14","W
15","W16","W17","W18","W19","W20","W21","W22","W23","W24","W25","W26","W27","W2
8","W29","W30","W31","W32","W33","W34","W35","W36","W37","W38","W39","W40","W41
","W42","W43","W44","W45","W46","W47","W48"];
W = [];
i=1;
for wNo = 1:max(wellNo)
    cells = find(wellNo == wNo);
    W = addWell(W, G, rock, cells, ...
        'name', convertStringsToChars(wellnames(i)), ...
        'compi', [0, 0, 1], 'type', 'bhp', ...
        'val', 0, 'sign', 1);
    i=i+1;
end

W_withSkin = [];
i=1;
for wNo = 1:max(wellNo)
    cells = find(wellNo == wNo);
    W_withSkin = addWell(W_withSkin, G, rock, cells, 'name',
convertStringsToChars(wellnames(i)), 'compi', [0, 0, 1], 'type', 'bhp', 'val',
0, 'sign', 1, 'Skin', 3);
    i=i+1;
end

W_withSkin_negatif = [];
i=1;
for wNo = 1:max(wellNo)
    cells = find(wellNo == wNo);
    W_withSkin_negatif = addWell(W_withSkin_negatif, G, rock, cells,
'name', convertStringsToChars(wellnames(i)), 'compi', [0, 0, 1], 'type', 'bhp',
'val', 0, 'sign', 1, 'Skin', -1);
    i=i+1;
end

pw = @( ) plotWell(G, W, 'color', 'k', 'FontSize',9, 'height', 10, 'LineWidth',
2);

% Plot the final result
fig3D(); plotGrid(G); pw();
setAxProps(gca), camlight();
colormap(jet)
axis on

%% 7: rezervuar akiskaninin modellenmesi
mrstModule add compositional ad-core ad-props mrst-gui

% initial settings
sW_initial=res_data.SWi;
sO_initial = 0;
sG_initial = 1-sW_initial-sO_initial;
sW_irreducible=sW_initial;

maxP = 32*barsa; % maks. reservoir pressure
minP = 10*barsa; % min. reservoir pressure

```

EK-2. (devam) Rezervuar modelinin oluşturulması için kullanılan Matlab kodları

```

res_P_unitA = 31.16*barsa;
res_P_unitB = 32.61*barsa;

% Surface Conditions
p_sc = 101325*1; % atmospheric pressure
T_sc = 293.15; % 20 C

gravity reset on

% gaz bileşenleri
[mixture, info] = getBenchmarkMixture("tekirdag");
ncomp = mixture.getNumberOfComponents();

eosname = 'pr'; % Select the Peng-Robinson equation of state
EOSModel = EquationOfStateModel(G, mixture, eosname);

%phase densities at surface cond.
[~, ~, ~, ~, ~, rhoO_S, rhoG_S] = standaloneFlash(p_sc, T_sc, info.initial,
EOSModel);

nkr = 2;
flowFluid = initSimpleADIFluid('phases', 'WOG', ...
    'n', [nkr, nkr, nkr], ...
    'rho', [1000, rhoO_S, rhoG_S], ...
    'cR', res_data.rock_comp,...
    'smin', [sW_irreducible,0.0,0.0],...
    'pRef' , p_sc);

for i = 1 : 48
    W(i).components = info.injection;
    W_withSkin(i).components = info.injection;
    W_withSkin_negatif(i).components = info.injection;
end

% ----- GenericOverallCompositionModel -----
arg = {G, rock, flowFluid, ... % Standard arguments
    mixture,... % Compositional mixture
    'water', true, 'oil', true, 'gas', true};
overallCompModel = GenericOverallCompositionModel(arg{:}); % Overall mole
fractions

% Validate model
overallCompModel = overallCompModel.validateModel();

if ~exist('maxChange', 'var')
    maxChange = 0.1;
end
if isfinite(maxChange)
    overallCompModel.dzMaxAbs = maxChange;
end

%% 8: başlangıç ve sınır koşulları
eos = overallCompModel.EOSModel;
state0 = initCompositionalState(G, res_P_unitB, info.temp, [sW_initial,
sO_initial, sG_initial], info.initial, eos);
state0 = overallCompModel.validateState(state0);

```

EK-2. (devam) Rezervuar modelinin oluşturulması için kullanılan Matlab kodları

```
% ****layer pressures ****
for i=1:12780
    state0.pressure(i) = res_P_unitA;
end

fig3D(); plotCellData(G, state0.pressure/barsa, 'edgealpha', 0.2)
setAxProps(gca), camlight();
colormap(jet)
axis off

% Set up bad initial guess
initGuess = state0;
initGuess = overallCompModel.computeFlash(initGuess);

%% Adjust solver settings and construct nonlinear solver
if ~exist('maxChange', 'var')
    maxChange = 0.1;
end
if isfinite(maxChange)
    overallCompModel.dzMaxAbs = maxChange;
end

% Set up nonlinear solver
nls = NonLinearSolver('reportLevel', 3, 'MaxIterations', 1000);

%% Compute a single time step
dt = 1000*day;
[state1_o, mreports] = nls.solveTimestep(state0, dt, overallCompModel, ...
    'bc', [], 'initialGuess', initGuess);

fig3D(); plotCellData(G, state1_o.pressure/barsa, 'edgealpha', 0.2)
setAxProps(gca), camlight();
colorbar(); clim([31.1520 32.6178]);
axis off

%% 9. yerinde gaz miktarı (IGIP)
calculate_igip=true;
if(calculate_igip)
    [b0, pv] = overallCompModel.getProps(state1_o, 'ShrinkageFactors',
    'PoreVolume');
    [phaseFlux, flags] = overallCompModel.getProps(state1_o, 'PhaseFlux',
    'PhaseUpwindFlag');
    [pressures, mob, rho, mu] = overallCompModel.getProps(state1_o,
    'PhasePressures', 'Mobility', 'Density', 'Viscosity');
    [pressure, sat] = overallCompModel.getProps(state1_o, 'pressure', 's');

    sw0 = sat(:,1);
    so0 = sat(:,2);
    sg0 = sat(:,3);
    pore_volume_total = sum(pv);

    ioip_m3 = sum(pv.*(1-sw0-sg0));
    ioip_ton = sum(pv.*(1-sw0-sg0).*rho{2})/1e3;

    igip_m3 = sum(pv.*sg0.*1)/1e6;
    igip_sm3 = sum(pv.*sg0.*b0{3})/1e9;
end
```

EK-2. (devam) Rezervuar modelinin oluşturulması için kullanılan Matlab kodları

```

%avarege res. parameters
p_avg = sum(state1_o.pressure.*pv)/pore_volume_total/barsa;
sW0_avg = sum(state1_o.s(:,1).*pv)/pore_volume_total;
sO0_avg = sum(state1_o.s(:,2).*pv)/pore_volume_total;
sG0_avg = sum(state1_o.s(:,3).*pv)/pore_volume_total;
b0_avg = sum(b0{3}.*pv)/pore_volume_total;

mobG_avg = sum(mob{3}.*pv)/pore_volume_total;
mobO_avg = sum(mob{2}.*pv)/pore_volume_total;
mobW_avg = sum(mob{1}.*pv)/pore_volume_total;

muW_avg = sum(mu{1}.*pv)/pore_volume_total;
muO_avg = sum(mu{2}.*pv)/pore_volume_total;
muG_avg = sum(mu{3}.*pv)/pore_volume_total;

disp("*** Model Outputs ***");
disp(" ");
disp("Total pore volume: "+pore_volume_total/1e6+" million m3");
disp("Avg. reservoir pressure: "+p_avg+" bar");
disp("Avg. water saturation: "+sW0_avg);
disp("Avg. oil saturation: "+sO0_avg);
disp("Avg. gas saturation: "+sG0_avg);
disp("Avg. gas shrinkage factor: "+b0_avg);
disp(" ");

disp("mobW_avg: "+mobW_avg);
disp("mobO_avg: "+mobO_avg);
disp("mobG_avg: "+mobG_avg);

disp("muW_avg: "+muW_avg);
disp("muO_avg: "+muO_avg);
disp("muG_avg: "+muG_avg);
disp(" ");

disp("Initial oil in place: "+ioip_m3+" m3");
disp("Initial oil in place: "+ioip_ton+" ton");
disp(" ");
disp("Initial gas in place: "+igip_m3+" million m3");
disp("Initial gas in place: "+igip_sm3+" billion Sm3");
end

```

EK-3. Doğal gaz üretiminin simülasyonu için kullanılan Matlab kodları

```

BaseName = 'packed_senaryo1_initialize';
rampup_n=10;

%dg production
time_period_dg_prod= 2880*day;
time_step_for_dg_prod = 10*day;

%long shutin
time_period_long_shutin= 360*day;
time_step_for_long_shutin = 10*day;

restartSim = false;
restartTimeStep = 1;

dT_dg_prod =
rampupTimesteps(time_period_dg_prod,time_step_for_dg_prod,rampup_n);
dT_long_shutin =
rampupTimesteps(time_period_long_shutin,time_step_for_long_shutin,rampup_n);
n_dT_dg_prod = numel(dT_dg_prod);
n_dT_long_shutin = numel(dT_long_shutin);

for i = 1:2
    scheduleC1_init.control(i) = struct('W', W);
end

%% 1 ng production
for i = 1 : 48
    scheduleC1_init.control(1).W(i).sign = -1;
    scheduleC1_init.control(1).W(i).type = 'bhp';
    scheduleC1_init.control(1).W(i).val = minP;
end

%% 2 long shutin
for i = 1 : 48
    scheduleC1_init.control(2).W(i).sign = 1;
    scheduleC1_init.control(2).W(i).type = 'rate';
    scheduleC1_init.control(2).W(i).val = 0;
end

% 2 period
scheduleC1_init.step.val = [dT_dg_prod;dT_long_shutin];
scheduleC1_init.step.control = [ones(n_dT_dg_prod, 1);
ones(n_dT_long_shutin,1)*2];

% seperator model
model_sep = overallCompModel;
s = EOSSeparator('pressure', p_sc, 'T', T_sc); % Set conditions for surface
sg = SeparatorGroup(s); % Group = single separator
sg.mode = 'moles'; % Use mole mode
model_sep.FacilityModel.SeparatorGroup = sg; % Connect to reservoir model

problem_1 = packSimulationProblem(state1_o, model_sep, scheduleC1_init,
BaseName, ...
    'Name', 'problem1', ...
    'Description', 'sim1');

```

EK-3. (devam) Doğal gaz üretiminin simülasyonu için kullanılan Matlab kodları

```

if(restartSim)
    [ok, status] = simulatePackedProblem(problem_1, 'restartStep',
restartTimeStep);
else
    [ok, status] = simulatePackedProblem(problem_1);
end

[ws_depletion, states_depletion, ~] = getPackedSimulatorOutput(problem_1);

% ***** avg. res. p.*****
pore_volume = poreVolume(G, rock);
pore_volume_total = sum(pv);
n_states = numel(states_depletion);
p_avg_all = zeros(n_states, 1);
for step = 1:numel(states_depletion)
    state = states_depletion{step};
    p_avg_all(step,1) =
sum(state.pressure.*pore_volume)/pore_volume_total/barsa;
end

%% GIP in specific pressure
calculate_gip_at_step_n=true;
state_depleted = states_depletion{344};

if(calculate_gip_at_step_n)
    [b0, pv, rho, sat] = overallCompModel.getProps(state_depleted,
'ShrinkageFactors', 'PoreVolume', 'Density', 's');

    sw0 = sat(:,1);
    s00 = sat(:,2);
    sG0 = sat(:,3);
    pore_volume_total = sum(pv);

    ioip_m3 = sum(pv.*(1-sw0-sG0));
    ioip_ton = sum(pv.*(1-sw0-sG0).*rho{2})/1e3;

    igip_m3 = sum(pv.*sG0.*1)/1e6;
    igip_sm3 = sum(pv.*sG0.*b0{3})/1e9;

    %avarege res. parameters
    p_avg = sum(state_depleted.pressure.*pv)/pore_volume_total/barsa;

    disp("*** Model Outputs ***");
    disp(" ");
    disp("Total pore volume: "+pore_volume_total/1e6+" million m3");
    disp("Avg. reservoir pressure: "+p_avg+" bar");
    disp("Avg. water saturation: "+sw0_avg);
    disp("Avg. oil saturation: "+s00_avg);
    disp("Avg. gas saturation: "+sG0_avg);
    disp("Avg. gas shrinkage factor: "+b0_avg);
    disp(" ");

    disp("Initial oil in place: "+ioip_m3+" m3");
    disp("Initial oil in place: "+ioip_ton+" ton");

```

EK-3. (devam) Doğal gaz üretiminin simülasyonu için kullanılan Matlab kodları

```

disp(" ");
disp("Initial gas in place: "+igip_m3+" million m3");
disp("Initial gas in place: "+igip_sm3+" billion Sm3");

disp("p min: "+min(state_depleted.pressure)/barsa+" bar");
disp("p max: "+max(state_depleted.pressure)/barsa+" bar");

fig3D(); plotCellData(G, state_depleted.pressure/barsa, 'edgealpha', 0.2)
setAxProps(gca), camlight();
colormap(jet)
caxis([10.0 10.3]),
colorbar('horiz','Position',[.18 .25 .65 .025]);
axis off
end

plotWellSols(ws_depletion, cumsum(scheduleC1_init.step.val), 'datasetnames',
'Closed boundaries');
```

EK-4. Senaryo-1'in simülasyonu için kullanılan Matlab kodları

```

BaseName = 'packed_senaryo_case1';
rampup_n=10;

restartSim = false;
restartTimeStep = 1;

time_period_h2_long = 150*day;
time_period_h2_short = 30*day;
time_step_for_h2 =2*day;

dT_h2_long = rampupTimesteps(time_period_h2_long,time_step_for_h2,rampup_n);
dT_h2_short = rampupTimesteps(time_period_h2_short,time_step_for_h2,rampup_n);

n_dT_h2_long = numel(dT_h2_long);
n_dT_h2_short = numel(dT_h2_short);

for i = 1:20
    scheduleC1.control(i) = struct('W', W);
end

%% %% 1-4 ***** 1. cycle *****
%% h2 inj
for i = 1 : 48
    scheduleC1.control(1).W(i).sign = 1;
    scheduleC1.control(1).W(i).type = 'bhp';
    scheduleC1.control(1).W(i).val = maxP;
end
% shutin
for i = 1 : 48
    scheduleC1.control(2).W(i).sign = 1;
    scheduleC1.control(2).W(i).type = 'rate';
    scheduleC1.control(2).W(i).val = 0;
end
% h2 prod
for i = 1 : 48
    scheduleC1.control(3).W(i).sign = -1;
    scheduleC1.control(3).W(i).type = 'bhp';
    scheduleC1.control(3).W(i).val = minP;
end
% shutin
for i = 1 : 48
    scheduleC1.control(4).W(i).sign = 1;
    scheduleC1.control(4).W(i).type = 'rate';
    scheduleC1.control(4).W(i).val = 0;
end
%% 5-8 ***** 2. cycle *****
% h2 inj
for i = 1 : 48
    scheduleC1.control(5).W(i).sign = 1;
    scheduleC1.control(5).W(i).type = 'bhp';
    scheduleC1.control(5).W(i).val = maxP;
end
% shutin
for i = 1 : 48
    scheduleC1.control(6).W(i).sign = 1;

```

EK-4. (devam) Senaryo-1'in simülasyonu için kullanılan Matlab kodları

```

        scheduleC1.control(6).W(i).type = 'rate';
        scheduleC1.control(6).W(i).val = 0;
    end
    % h2 prod
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(7).W(i).sign = -1;
        scheduleC1.control(7).W(i).type = 'bhp';
        scheduleC1.control(7).W(i).val = minP;
    end
    % shutin
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(8).W(i).sign = 1;
        scheduleC1.control(8).W(i).type = 'rate';
        scheduleC1.control(8).W(i).val = 0;
    end
    %% 9-12 ***** 3. cycle *****
    % h2 inj
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(9).W(i).sign = 1;
        scheduleC1.control(9).W(i).type = 'bhp';
        scheduleC1.control(9).W(i).val = maxP;
    end
    % shutin
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(10).W(i).sign = 1;
        scheduleC1.control(10).W(i).type = 'rate';
        scheduleC1.control(10).W(i).val = 0;
    end
    % h2 prod
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(11).W(i).sign = -1;
        scheduleC1.control(11).W(i).type = 'bhp';
        scheduleC1.control(11).W(i).val = minP;
    end
    % shutin
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(12).W(i).sign = 1;
        scheduleC1.control(12).W(i).type = 'rate';
        scheduleC1.control(12).W(i).val = 0;
    end
    %% 13-16 ***** 4. cycle *****
    % h2 inj
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(13).W(i).sign = 1;
        scheduleC1.control(13).W(i).type = 'bhp';
        scheduleC1.control(13).W(i).val = maxP;
    end
    % shutin
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(14).W(i).sign = 1;
        scheduleC1.control(14).W(i).type = 'rate';
        scheduleC1.control(14).W(i).val = 0;
    end
    % h2 prod
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(15).W(i).sign = -1;

```

EK-4. (devam) Senaryo-1'in simülasyonu için kullanılan Matlab kodları

```

        scheduleC1.control(15).W(i).type = 'bhp';
        scheduleC1.control(15).W(i).val = minP;
    end
    % shutin
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(16).W(i).sign = 1;
        scheduleC1.control(16).W(i).type = 'rate';
        scheduleC1.control(16).W(i).val = 0;
    end
    %% 17-20 ***** 5. cycle *****
    % h2 inj
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(17).W(i).sign = 1;
        scheduleC1.control(17).W(i).type = 'bhp';
        scheduleC1.control(17).W(i).val = maxP;
    end
    % shutin
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(18).W(i).sign = 1;
        scheduleC1.control(18).W(i).type = 'rate';
        scheduleC1.control(18).W(i).val = 0;
    end
    % h2 prod
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(19).W(i).sign = -1;
        scheduleC1.control(19).W(i).type = 'bhp';
        scheduleC1.control(19).W(i).val = minP;
    end
    % shutin
    for i = 1 : 48
        scheduleC1.control(20).W(i).sign = 1;
        scheduleC1.control(20).W(i).type = 'rate';
        scheduleC1.control(20).W(i).val = 0;
    end
    % 20 period
    scheduleC1.step.val = [dT_h2_long;dT_h2_short;dT_h2_long;dT_h2_short;
        dT_h2_long;dT_h2_short;dT_h2_long;dT_h2_short;
        dT_h2_long;dT_h2_short;dT_h2_long;dT_h2_short;
        dT_h2_long;dT_h2_short;dT_h2_long;dT_h2_short;
        dT_h2_long;dT_h2_short;dT_h2_long;dT_h2_short];
    scheduleC1.step.control =
    [ones(n_dT_h2_long,1)*1;ones(n_dT_h2_short,1)*2;ones(n_dT_h2_long,1)*3;ones(n_d
    T_h2_short,1)*4;
    ones(n_dT_h2_long,1)*5;ones(n_dT_h2_short,1)*6;ones(n_dT_h2_long,1)*7;ones(n_dT
    _h2_short,1)*8;
    ones(n_dT_h2_long,1)*9;ones(n_dT_h2_short,1)*10;ones(n_dT_h2_long,1)*11;ones(n_
    dT_h2_short,1)*12;
    ones(n_dT_h2_long,1)*13;ones(n_dT_h2_short,1)*14;ones(n_dT_h2_long,1)*15;ones(n
    _dT_h2_short,1)*16;
    ones(n_dT_h2_long,1)*17;ones(n_dT_h2_short,1)*18;ones(n_dT_h2_long,1)*19;ones(n
    _dT_h2_short,1)*20];
    % seperator model
    model_sep = overallCompModel;
    s = EOSSeparator('pressure', p_sc, 'T', T_sc); % Set conditions for surface
    sg = SeparatorGroup(s); % Group = single separator
    sg.mode = 'moles'; % Use mole mode

```

EK-4. (devam) Senaryo-1'in simülasyonu için kullanılan Matlab kodları

```

model_sep.FacilityModel.SeparatorGroup = sg;    % Connect to reservoir model
problem_1 = packSimulationProblem(state_depleted, model_sep, scheduleC1,
BaseName, ...
    'Name', 'problem1', ...
    'Description', 'sim1');
if(restartSim)
    [ok, status] = simulatePackedProblem(problem_1, 'restartStep',
restartTimeStep);
else
    [ok, status] = simulatePackedProblem(problem_1);
end
[ws_case1, states_case1, ~] = getPackedSimulatorOutput(problem_1);

% ***** avg. res. p.*****
pore_volume = poreVolume(G, rock);
n_states = numel(states_case1);

p_avg_all_case1 = zeros(n_states, 1);

for step = 1:numel(states_case1)
    state = states_case1{step};
    p_avg_all_case1(step,1) =
sum(state.pressure.*pore_volume)/pore_volume_total/barsa;
end

```

EK-5. Program çıktılarının dosyaya yazılması için kullanılan Matlab kodları

```

n=[85,110,195,220,305,330,415,440,525,550,635,660,745,770,855,880,965,990,1075,
1100];
plotWellSols(ws_case1, cumsum(scheduleC1.step.val), 'datasetnames', 'Closed
boundaries');

nd = numel(ws_case1);
ns = numel(scheduleC1.step.val);

well_n = numel(wellnames);

t = cumsum(scheduleC1.step.val);
t_day = t/day;

h2_density = 0.08375; % 0.08375
c1_density = 0.668;

bhp_case1 = zeros(ns, well_n);
qgs_case1 = zeros(ns, well_n);

h2_sm3s_case1 = zeros(ns, well_n);
ch4_sm3s_case1= zeros(ns, well_n);

qgs_sm3s_total_case1 = zeros(ns, 1);
h2_sm3s_total_case1 = zeros(ns, 1);
ch4_sm3s_total_case1= zeros(ns, 1);
h2_ratio_total_case1 = zeros(ns, 1);

for j = 1:well_n
    bhp_case1(:,j) = getWellOutput(ws_case1, 'bhp',
convertStringsToChars(wellnames(j)) );
    qgs_case1(:,j) = getWellOutput(ws_case1, 'qGs',
convertStringsToChars(wellnames(j)));
    h2_sm3s_case1(:,j) = getWellOutput(ws_case1, 'Hydrogen',
convertStringsToChars(wellnames(j)))/h2_density;
    ch4_sm3s_case1(:,j) = getWellOutput(ws_case1, 'Methane',
convertStringsToChars(wellnames(j)))/c1_density;
end

% total values (all wells)
for i = 1:well_n
    qgs_sm3s_total_case1 = qgs_sm3s_total_case1 + qgs_case1(:,i);
    h2_sm3s_total_case1 = h2_sm3s_total_case1 + h2_sm3s_case1(:,i);
    ch4_sm3s_total_case1 = ch4_sm3s_total_case1 + ch4_sm3s_case1(:,i);
end

for i = 1:ns
    if( (i>=86 && i<=110) || (i>=196 && i<=220) || (i>=306 && i<=330) ||
(i>=416 && i<=440) || (i>=526 && i<=550) || (i>=636 && i<=660) || (i>=746 &&
i<=770) || (i>=856 && i<=880) || (i>=966 && i<=990) || (i>=1076 && i<=1100) )
        h2_sm3s_total_case1(i) = 0;
        ch4_sm3s_total_case1(i) = 0;
    end
end

% h2 ratio

```

EK-5. (devam) Senaryo-1'in simülasyon çıktılarının görselleştirilmesi ve verilerin dosyaya yazılması için kullanılan Matlab kodları

```

for i = 1:ns
    h2_ratio_total_case1(i) = (h2_sm3s_total_case1(i) /
    qgs_sm3s_total_case1(i))*100; % / 1.0171

    if( i<=85 || (i>=221 && i<=305) || (i>=441 && i<=525) || (i>=661 && i<=745) ||
    (i>=881 && i<=965) )
        h2_ratio_total_case1(i) = "";
    end
end

text_time = 'Time [days]';
total_days = 1800;

fig1_title = 'Surface Gas Rate';
fig1_y = 'Surf. Gas Rate [Mil. Sm3/day]';
fig2_title = 'Average Reservoir Pressure';
fig2_y = 'Avg. Res. Press. [bar]';

fig3_title = 'Cumulative H2 Amount in Res.';
fig3_y = 'Cum. H2 Amount in Res. [Mil. Sm3]';
fig4_title = 'Volumetric H2 Ratio';
fig4_y = 'Vol. H2 Ratio [%]';

names = ["Case 1", "Case 2", "Case 3"];

plot_arg = {'LineStyle','none','Marker','o','LineWidth', 1.0,'MarkerSize',1.5};
plot_arg2 = {'LineWidth', 1.5};

plot_x0=100;
plot_y0=100;

plot_width=1000;
plot_height=500;
v = [-15, 30];

%% 1: qgs all wells
close all;
figure;
set(gcf,'position',[plot_x0,plot_y0,plot_width,plot_height]);
subplot(2,2,1);
plot(t_day, qgs_sm3s_total_case1*60*60*24/1e6, plot_arg2{:});
title(fig1_title, 'FontWeight','Normal');
xlabel(text_time);
set(gca,'XLim',[0 total_days]); set(gca, 'xtick', 0:120:total_days);
set(gca,'YLim',[-10 20], 'ytick', -10:5:25);
ylabel(fig1_y);
% 2: avg pressure
subplot(2,2,2);
plot(t_day,p_avg_all_case1, plot_arg{:});
title(fig2_title, 'FontWeight','Normal');
xlabel(text_time);
set(gca,'XLim',[0 total_days]); set(gca, 'xtick', 0:120:total_days);
ylabel(fig2_y);
% 3 cumm. h2
subplot(2,2,3);

```

EK-5. (devam) Senaryo-1'in simülasyon çıktılarının görselleştirilmesi ve verilerin dosyaya yazılması için kullanılan Matlab kodları

```

plot(t_day, cumsum(h2_sm3s_total_case1.*scheduleC1.step.val)/1e6 + 3.951 ,
plot_arg2{:});
title(fig3_title, 'FontWeight','Normal');
set(gca,'XLim',[0 total_days]); set(gca, 'xtick', 0:120:total_days);
xlabel(text_time);
ylabel(fig3_y);
% 4 h2 ratio
subplot(2,2,4);
plot(t_day,h2_ratio_total_case1, plot_arg{:});
title(fig4_title, 'FontWeight','Normal');
xlabel(text_time);
set(gca,'XLim',[0 total_days]); set(gca, 'xtick', 0:120:total_days);
ylabel(fig4_y);

cumm_qgs_case1 = cumsum(qgs_sm3s_total_case1.*scheduleC1.step.val)/1e6;
cumm_h2_case1 = cumsum(h2_sm3s_total_case1.*scheduleC1.step.val)/1e6;
cumm_ch4_case1 = cumsum(ch4_sm3s_total_case1.*scheduleC1.step.val)/1e6;

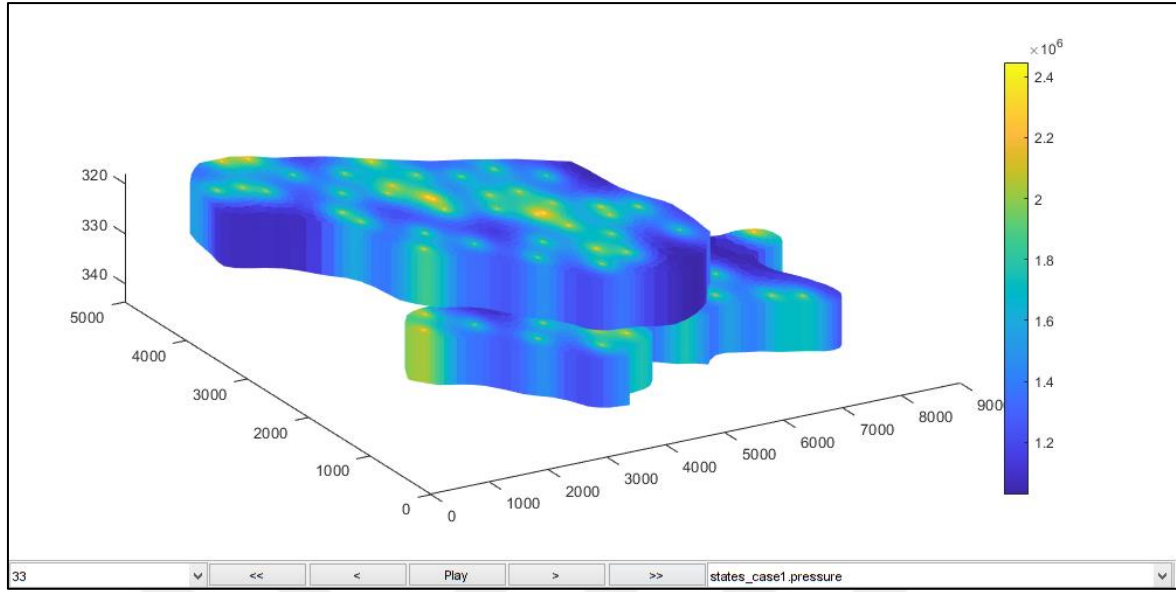
disp("***** case 1 *****");
for i=1:numel(n)
    disp("case1:qgs:"+cumm_qgs_case1(n(i)));
end
for i=1:numel(n)
    disp("case1:h2:"+cumm_h2_case1(n(i)));
end
for i=1:numel(n)
    disp("case1:ch4:"+cumm_ch4_case1(n(i)));
end

for i=1:numel(n)
    disp(t_day(n(i))+ ":" + cumm_qgs_case1(n(i)) + ":" + ...
        cumm_h2_case1(n(i)) + ":" + ...
        cumm_ch4_case1(n(i)));
end

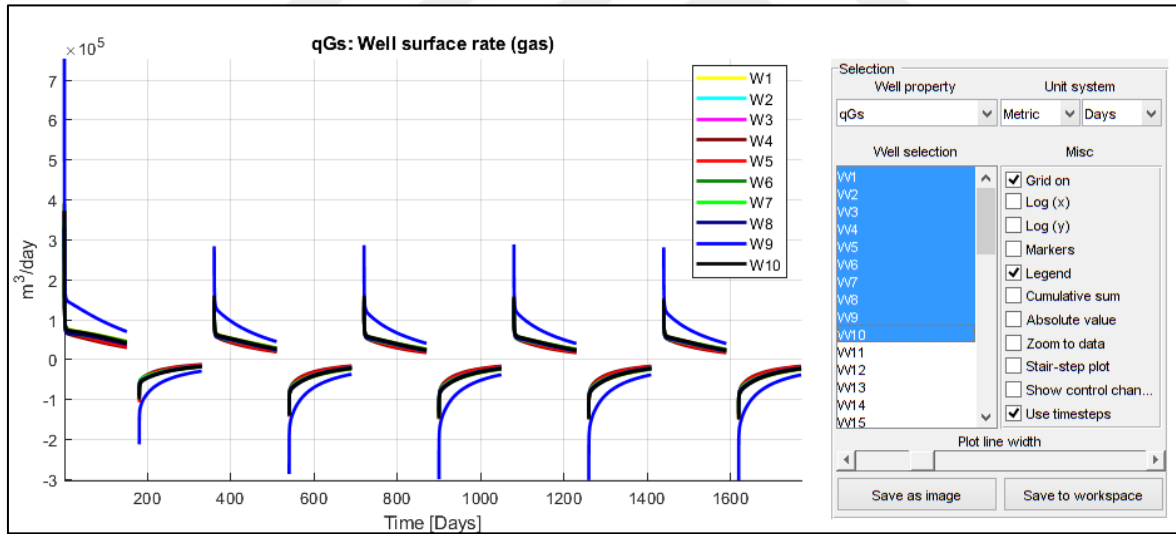
dir= "_OUTPUT_case1_";
writematrix(t_day, dir+"time");
writematrix(qgs_sm3s_total_case1, dir+"qgs_sm3s");
writematrix(p_avg_all_case1, dir+"p_avg_all_bar");
writematrix(cumm_h2_case1, dir+"cumm_h2_mil_sm3");
writematrix(h2_ratio_total_case1, dir+"h2_ratio");
writematrix(cumm_ch4_case1, dir+"cumm_ch4_mil_sm3");

```

EK-6. Ekran alıntısı ve grafikler



Şekil 6.1. Senaryo-1'in simülasyon sonuçlarına göre basınç dağılımının animasyon olarak gösterilmesine ilişkin örnek görsel



Şekil 6.2. Simülasyon sonuçlarının grafiksel olarak gösterilmesine ilişkin örnek görsel



Gazili olmak ayrıcalıktır