



**T.C**

**BATMAN ÜNİVERSİTESİ**

**LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ**

**BATI KARADENİZ'İN TUNA DELTASI'NDAKİ GAZ HİDRATLARDAN  
FARKLI KUYU KONFİGÜRASYONLARINDA GAZ ÜRETİMİ**

**İBRAHİM MUHAMMED UBEYD**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**PETROL VE DOĞALGAZ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**TEMMUZ 2023**

**BATMAN**

**Her Hakkı Saklıdır**

## TEZ KABUL VE ONAYI

İbrahim Muhammed UBEYD tarafından hazırlanan “*BATI KARADENİZ’İN TUNA DELTASI’NDAKİ GAZ HİDRATLARDAN FARKLI KUYU KONFIGÜRASYONLARINDA GAZ ÜRETİMİ*” adlı tez çalışması **20/07/2023** tarihinde aşağıdaki jüri tarafından oy birliği ile Batman Üniversitesi Lisansüstü Enstitüsü Petrol ve Doğalgaz Mühendisliği Anabilim Dalı’nda YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

### Jüri Üyeleri

### İmza

#### Danışman

Doç. Dr. Şükrü MEREY

.....

#### Üye

Dr. Öğr. Üyesi Derya KOCA

.....

#### Üye

Dr. Öğr. Üyesi Betül YILDIRIM

.....

Yukarıdaki sonucu onaylarım.

Prof. Dr. Osman PAKMA

**FBE Müdürü**

## **TEZ BİLDİRİMİ**

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

## **DECLARATION PAGE**

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

**İbrahim Muhammed UBEYD**

**20/07/2023**

## **ÖZET**

### **YÜKSEK LİSANS**

#### **BATI KARADENİZ'İN TUNA DELTASI'NDAKİ GAZ HİDRATLARDAN FARKLI KUYU KONFIGÜRASYONLARINDA GAZ ÜRETİMİ**

**İBRAHİM MUHAMMED UBEYD**

**BATMAN ÜNİVERSİTESİ LİSANSÜSTÜ EĞİTİM ENSTİTÜSÜ  
PETROL VE DOĞALGAZ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**Danışman: Doç. Dr. Şükrü MEREY**

**2023, 87 Sayfa**

**Jüri**

**Doç. Dr. Şükrü MEREY**

**Dr. Öğr. Üyesi Derya KOCA**

**Dr. Öğr. Üyesi Betül YILDIRIM**

Dünya genelinde; her geçen gün artan petrol ve doğalgaz ihtiyacının mümkün olduğunca yerli kaynaklardan karşılanması yönündeki faaliyetler yürütülmektedir. Bu kapsamda, Türkiye'nin özellikle Karadeniz'deki deniz alanlarında yapılan çalışmalar büyük bir ivme kazanmıştır.

Gaz hidratlar yakın geleceğin enerji kaynağı olarak düşünülmektedir. Bu da gaz hidratların dünya genelinde büyük rezerv potansiyelinden kaynaklamaktadır. Yakın zamanda Çin'de kil ve silt formasyonlarında ilk olarak yatay kuyu teknolojisiyle sondaj yoluyla gaz hidrat üretim testi yapılmıştır. Bu çalışmanın amaçlarından biri Karadeniz'de gaz hidratlardan gaz üretimi için, üretim kuyusu konfigürasyonunun etkisini TOUGH + HYDRATE (T+H) kodu ile sayısal modelleme ile araştırmayı amaçlamaktadır. Bu çalışmada hidratlarda iki farklı model çalışılmıştır (Hidrat içeren tek katmanlı homojen kum ve hidrat içeren çok katmanlı kum/kil).

İlk olarak, Batı Karadeniz'in Tuna Deltasındaki ortalama koşullarına göre iki varsayımsal rezervuar modeli oluşturularak kapsamlı bir literatür taraması yapılmıştır. Bu amaçla, çalışmada kullanılan gaz hidrat rezervuar özellikleri ile ilgili literatür verilerinden elde edilmiş, bazıları ise iki farklı varsayımsal gaz hidrat rezervuarından çıkan varsayımlardır. Temel olarak, iki farklı varsayımsal rezervuar modeli (**Model 1** ve **Model 2**) 1500 m su derinliğinde oluşturulmuştur. **Model 1**'de, homojen hidrat tabakası (HBL), geçirimsiz bir üst tabaka ve geçirimsiz bir alt tabaka ile sınırlanmıştır. Ayrıca Karadeniz koşullarında, varsayımsal heterojen metan hidrat rezervuarları (ardanmalı kum ve kil tabakalarından oluşan heterojen bir tabaka- türbidit) oluşturulmuştur. Jeolojik modeller oluşturulduktan sonra, bu rezervuarlardan sayısal gaz üretim simülasyonları, T + H simülatörü ile farklı basınçlarda (3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa) basınç düşürme yöntemi uygulanarak farklı (dikey ve yatay) kuyu konfigürasyonlarında gerçekleştirilmiştir. Daha yüksek basınç düşürme değişimi ile, gaz hidratlardan daha yüksek gaz üretimi elde edilmiştir. Ancak, belirli basınç değerlerinde (3 MPa'dan düşük) kuyu etrafındaki hızlı soğuma nedeniyle gaz üretim debisi düşmüştür. **Model 1-a** simülasyonlarının sonuçlarına göre gaz hidrat tam çözündükten sonra, orijinal rezervuar sıcaklığına ulaşmak için üst ve alt sınırlardan (tabakalardan) gelen ısı transferinin yüzlerce gün sürmesi gerektiğini aynı zamanda homojen hidrat içeren kumlarda (**Model 1-a**) gaz hidrat çözünmesiyle açığa çıkan su, yerçekimi etkisi nedeniyle HBL'nin tabanında biriktiği gözlenmiştir. **Model 1-b** gaz hidratlarından 245 m'lik yatay kuyudan gaz üretimi, ilk üretim periyodunda (100 günden 200 güne kadar) dikey kuyuya göre avantajlıdır. Ancak daha sonra dikey kuyu kullanıldığında gaz üretimi daha avantajlı olmuştur. **Model 2-a** ve **Model 2-b** gaz hidratlarından (alternatif hidrat içeren kumlar/killer) elde edilen gaz üretimi, homojen hidrat içeren kum katmanlarına kıyasla oldukça karmaşıktır. Bunun için hidrat içeren kum katmanlarından gaz üretimi, hidrat içeren kil katmanlarında gaz üretiminden daha hızlı olduğu görülmüştür. Düşük geçirgenli hidrat içeren killer üzerinde, HBL'nin tepesinde 245 m'lik bir yatay kuyuyla basınç düşürme simülasyonları uygulandığında, HBL'de etkili basınç azalımını önlemiştir. Böylece **Model 2**'de dikey kuyu üretimi ile daha yüksek gaz üretimi elde edilmiştir.

**Anahtar Kelimeler:** Karadeniz, gaz hidratlar, sayısal simülasyon, yatay kuyu, dikey kuyu, metan

## **ABSTRACT**

## **MS THESIS**

# **GAS PRODUCTION FROM THE GAS HYDRATES IN THE DANUBE DELTA OF THE BLACK SEA WITH DIFFERENT WELL CONFIGURATIONS**

**İBRAHİM MUHAMMED UBEYD**

**INSTITUTE OF GRADUATE STUDIES**

**THE DEGREE OF MASTER OF SCIENCE AT PETROLEUM AND  
NATURAL GAS ENGINEERING**

**Advisor: Assoc.Prof.Dr. Şükrü MEREY**

**2023, 87 Pages**

### **Jury**

**Assoc.Prof.Dr. Şükrü MEREY**

**Asst.Prof.Dr. Derya KOCA**

**Asst.Prof.Dr. Betül YILDIRIM**

All over the world; activities are carried out to meet the growing needs of oil and natural gas from domestic sources as much as possible. In this context, studies in the sea areas of Turkey, especially in the Black Sea, have gained great momentum.

Gas hydrates are considered “near-future energy resources” due to their vast existence all around the world. This is due to the huge reserve potential of gas hydrates worldwide. Recently, China has tested gas production from methane hydrate-bearing clayey silts via horizontal well technology for the first time. One of the aims of this study is to investigate the effect of well configuration for gas production from gas hydrates in the Black Sea by numerical modeling with TOUGH + HYDRATE (T+H) code. In this study, two different models were studied in gas hydrate reservoirs in the conditions of the Black Sea (Single-layer homogeneous sand containing hydrates and multi-layered alternating sand/clay layers containing gas hydrates).

Initially, an extensive literature review was conducted to create two hypothetical reservoir models representing the average conditions of the Black Sea. For this purpose, some of the parameters were obtained from the literature data related to the Danube Delta of the Western Black Sea and some of them were assumed to create two different hypothetical gas hydrate reservoirs. Basically, two different hypothetical reservoir models (**Model 1** and **Model 2**) were created at a water depth of 1500 m. In **Model 1**, a single hydrate-bearing layer (HBL) is bounded by an impermeable overburden layer and an impermeable underburden layer. Moreover, hypothetical heterogeneous methane hydrate reservoirs (hydrate-bearing sand layer and hydrate-bearing turbidite) were formed in the Black Sea conditions. After forming these geological models, numerical gas production simulations from these reservoirs were conducted in different wellbore configurations (vertical and horizontal) by applying depressurization at different pressures (3 MPa, 4 MPa, and 5 MPa) with T + H simulator. With a higher depressurization rate, higher gas production was obtained from gas hydrates. However, at certain pressure values (less than 3 MPa), the gas production rate decreased due to fast cooling around the well. As seen in the results of **Model 1-a** simulations, after the complete gas hydrate dissociation, hundreds of days were needed to reach the original reservoir temperature by the heat transfer from boundaries. Water released with gas hydrate dissociation in homogenous hydrate-bearing sands (**Model 1-a**) moved through the bottom of HBL because of the gravitational effect. Gas production from **Model 1** gas hydrates via 245 m-horizontal well is advantageous for the first production period (100 days to 200 days) compared to the vertical well. However, later, gas production with the vertical well became more advantageous. Gas production from **Model 2** gas hydrates (alternating hydrate-bearing sands/clays) is quite complex compared to homogenous hydrate-bearing sand layers. Gas production from hydrate-bearing sand layers was faster than gas production in hydrate-bearing clay layers. Low-permeable hydrate-bearing clays avoided effective depressurization in HBL as depressurization simulations were provided with the 245 m-horizontal well in the top of HBL and near the bottom of HBL. Thus, higher gas production with the vertical well case was obtained in **Model 2**.

**Keywords:** Black Sea, gas hydrates, simulation, horizontal well, vertical well, methane

## İÇİNDEKİLER

|                                                                           |     |
|---------------------------------------------------------------------------|-----|
| ÖZET .....                                                                | IV  |
| ABSTRACT .....                                                            | VI  |
| ÖNSÖZ.....                                                                | X   |
| KISALTMALAR .....                                                         | XI  |
| SEMBOL LİSTESİ .....                                                      | XII |
| ÇİZELGE (TABLO) LİSTESİ.....                                              | XIV |
| DENKLEMLER LİSTESİ .....                                                  | XV  |
| ŞEKİL LİSTESİ .....                                                       | XVI |
| 1. GİRİŞ .....                                                            | 1   |
| 1.1. Tezin Kaynağı.....                                                   | 1   |
| 1.2. Tezin Konusu.....                                                    | 1   |
| 1.3. Tezin Önemi .....                                                    | 1   |
| 1.4. Tezde İzlenen Metoloji .....                                         | 2   |
| 1.5. Tezin Sınırları .....                                                | 3   |
| 1.6. Tezin Amacı .....                                                    | 3   |
| 1.7. Tezin Bölümleri.....                                                 | 4   |
| 2. GAZ HİDRATLARIN GENEL ÖZELLİKLERİ .....                                | 5   |
| 2.1. Gaz Hidrat Nedir?.....                                               | 5   |
| 2.1.1. Denizdeki Gaz Hidratlar .....                                      | 6   |
| 2.1.2. Permafrost Alanlardaki Gaz Hidratlar .....                         | 8   |
| 2.2. Gaz Hidratların Kimyası.....                                         | 10  |
| 2.3. Gaz Hidrat Oluşumu ve Kararlılık Koşulları.....                      | 14  |
| 3. DÜNYADAKİ GAZ HİDRATLARIN KONUMU .....                                 | 18  |
| 3.1. Gaz Hidratların Dünyadaki Potansiyeli .....                          | 18  |
| 3.2. Dünyada Gaz Hidratlar Arama Faaliyetleri .....                       | 21  |
| 3.3. Dünyada Gaz Hidratlar Üretim Faaliyetleri ve Üretim Yöntemleri ..... | 23  |
| 3.3.1. Gaz Hidratlar Üretim Faaliyetleri.....                             | 23  |
| 3.3.2. Gaz Hidrat Üretim Yöntemleri .....                                 | 27  |
| 3.4. Türkiye’de Gaz Hidratların Potansiyeli.....                          | 30  |
| 4. KARADENİZ’İN GENEL ÖZELLİKLERİ .....                                   | 34  |
| 4.1. Karadeniz Jeolojik Özellikler .....                                  | 34  |
| 4.2. Karadeniz’de Hidrokarbon Potansiyeli .....                           | 35  |



|      |                                                            |    |
|------|------------------------------------------------------------|----|
| 4.3. | Karadeniz’de Gaz Hidrat Potansiyeli .....                  | 36 |
| 4.4. | Karadeniz’in Tuna Deltası’nda Gaz Hidrat Potansiyeli ..... | 40 |
| 5.   | SAYISAL MODEL TEORİSİ VE SİMÜLASYON YAKLAŞIMI .....        | 42 |
| 5.1. | Sayısal Simülatör .....                                    | 44 |
| 5.2. | Rezervuar Özellikleri ve Geometrisi .....                  | 48 |
| 6.   | MODEL SONUÇLARI VE TARTIŞMA.....                           | 55 |
| 7.   | SONUÇLAR .....                                             | 71 |
|      | KAYNAKLAR.....                                             | 73 |

## ÖNSÖZ

Tez çalışması süresince gerek teorik gerek uygulama alanlarında bilgilerini sunan, çalışmalarında bana yardımcı olan ve hoşgörüsünü esirgemeyen değerli hocam Doç. Dr. Şükrü Merey'e sonsuz saygı ve teşekkürü bir borç bilirim.

Bu tezin geliştirilmesinde katkı sunan jüri üyeleri Dr. Öğr. Üyesi Derya KOCA ve Dr. Öğr. Üyesi Betül YILDIRIM'a saygı ve teşekkürlerimi sunarım.

Yüksek lisans tez çalışmam süresince ve tüm hayatım boyunca maddi manevi desteklerini esirgemeyen aileme ve tez çalışmamı bitirmem için bana destek veren, tüm arkadaşlarıma sonsuz teşekkür ederim.

İbrahim Muhammed UBEYD

Batman-Temmuz 2023

## KISALTMALAR

|           |                                                                |
|-----------|----------------------------------------------------------------|
| BSR:      | Bottom Simulating Reflectors (Tabana Benzeyen Yansımalar)      |
| MHSZ:     | Methane Hydrate Stability Zone (Metan Hidrat Denge Zonu)       |
| HL:       | Hydrate-Bearing Layer (Hidrat İçeren Tabaka)                   |
| LWD:      | Logging While Drilling (Sondaj Sırasında Log Alımı)            |
| MBSF      | Meters Below Sea Floor (Deniz Tabanından İtibaren Derinlik, m) |
| GHDZ:     | Gaz Hidrat Denge Zonu                                          |
| TBY:      | Tabana Benzeyen Yansımalar                                     |
| TPAO:     | Türkiye Petrolleri Anonim Ortağı                               |
| HSZ:      | Hidrat Kararlı Bölge                                           |
| KAFZ:     | Kuzey Anadolu                                                  |
| DAFZ:     | Doğu Anadolu                                                   |
| ÖDFZ:     | Ölü Deniz ve Fethiye-Burdur Fay zonlarıdır.                    |
| PSÇ:      | Plio-Strabo Çukuru                                             |
| PDA:      | Paleyo-Dnepr Alanı                                             |
| SÇ:       | Sorokin Çukuru                                                 |
| İB ve ÇB: | İstanbul ve Çanakkale boğazları                                |
| SK:       | Saroz körfezi                                                  |
| TK:       | Thermaikos körfezi                                             |
| PK:       | Patras körfezi                                                 |
| KK:       | Korint körfezi                                                 |
| MA:       | Milos Adası                                                    |
| AD:       | Anaximander Dağları                                            |

## SEMBOL LİSTESİ

|                     |                                                                                          |
|---------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| $S_h$ :             | Hidrat doygunluğu                                                                        |
| $S_a$ :             | Su doygunluğu                                                                            |
| $S_g$ :             | Gaz doygunluğu                                                                           |
| PP:                 | Gözenek basıncı                                                                          |
| OGIP:               | CH <sub>4</sub> hidratı içerisindeki CH <sub>4</sub> miktarı, standart [m <sup>3</sup> ] |
| $\varphi$ :         | Gözeneklilik                                                                             |
| h:                  | Hidrat zonunun kalınlığı, [m]                                                            |
| A:                  | Hidrat zonunun kesitsel alanı, [m <sup>2</sup> ]                                         |
| Å:                  | Ångström Sayısı                                                                          |
| CR:                 | CH <sub>4</sub> 'nın kafesleri doldurma oranı                                            |
| EF:                 | Hidrat içerisindeki CH <sub>4</sub> 'nın yüzey koşullarında genleşme faktörü             |
| MW <sub>CH4</sub> : | CH <sub>4</sub> 'nın moleküller ağırlığı, [g/mol]                                        |
| MW <sub>H2O</sub> : | H <sub>2</sub> O (su) moleküller ağırlığı, [g/mol]                                       |
| N <sub>H</sub> :    | CH <sub>4</sub> hidrat numarası                                                          |
| V <sub>H</sub> :    | Hidrat birim hacmi [1 m <sup>3</sup> ]                                                   |
| $\rho_H$ :          | CH <sub>4</sub> hidrat yoğunluğu, [kg/ m <sup>3</sup> ]                                  |
| $\rho_{CH4}$ :      | CH <sub>4</sub> yoğunluğu, [kg/m <sup>3</sup> ]                                          |
| V <sub>n</sub> :    | hacim veya alt alan hacmi [m <sup>3</sup> ]                                              |
| M <sup>κ</sup> :    | bileşenin kütle birikim terimi κ [kg/m <sup>3</sup> ]                                    |
| A:                  | $\Gamma_n$ yüzey alanı [m <sup>2</sup> ]                                                 |
| F <sub>κ</sub> :    | bileşenin Darcy akış vektörü κ [kg/m <sup>2</sup> ·s]                                    |

|                |                                                                                             |
|----------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|
| $n$ :          | iç birim normal vektörü.                                                                    |
| $q_{\kappa}$ : | bileşenin kaynak/havuz terimi $\kappa$ [ $\text{kg}/\text{m}^2 \cdot \text{s}$ ]            |
| $t$ :          | zaman [s]                                                                                   |
| $\rho$ :       | yoğunluk [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]                                                         |
| $S$ :          | faz doygunluğu                                                                              |
| $F_A$ :        | faz akışı                                                                                   |
| $k$ :          | içsel geçirgenlik [ $\text{m}^2$ ]                                                          |
| $k_{rA}$ :     | görelî geçirgenlik                                                                          |
| $\mu_A$ :      | sulu fazın viskozitesi [ $\text{Pa} \cdot \text{s}$ ]                                       |
| $P_A$ :        | basınç [Pa]                                                                                 |
| $g$ :          | yerçekimi vektörüdür [ $\text{m}/\text{s}^2$ ]                                              |
| $K_0$ :        | içsel hidrasyon reaksiyonu sabiti [ $\text{kg}/\text{m}^2 \cdot \text{Pa} \cdot \text{s}$ ] |
| $\Delta E_a$ : | aktivasyon enerjisi [J/mol]                                                                 |
| $R$ :          | gaz sabiti [8.314 J/mol·K]                                                                  |
| $T$ :          | sıcaklık [K]                                                                                |
| $F_A$ :        | alan ayarlama faktörü,                                                                      |
| $A$ :          | reaksiyonun yüzey alanı [ $\text{m}^2$ ]                                                    |
| $f_{eq}$ :     | denge sıcaklığındaki fugasite(kaçaklık) oranı [Pa]                                          |
| $f_v$ :        | gaz fazı denge sıcaklığındaki fugasite [Pa]                                                 |
| $C_3$ :        | kayanın ısı kapasitesi [J/kg.K]                                                             |
| $U$ :          | özellik iç ısı [J/kg]                                                                       |
| $Q_{diss}$ :   | çözünme ısısı [J/kg]                                                                        |

## ÇİZELGE (TABLO) LİSTESİ

**Tablo 2. 1:** Hidrat kafeslerinin geometrik özellikleri. (Sloan & Koh, 2008) ..... 12

**Tablo 5. 1:** Karadeniz koşullarında hidrat rezervuar modelinin temel özellikleri ..... 50

## DENKLEMLER LİSTESİ

|                    |    |
|--------------------|----|
| Denklem 2. 1 ..... | 14 |
| Denklem 5. 1 ..... | 43 |
| Denklem 5. 2 ..... | 43 |
| Denklem 5. 3 ..... | 46 |
| Denklem 5. 4 ..... | 46 |
| Denklem 5. 5 ..... | 46 |
| Denklem 5. 6 ..... | 46 |
| Denklem 5. 7 ..... | 47 |

## ŞEKİL LİSTESİ

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Şekil 2. 1:</b> Hint Okyanusu'ndaki sedimanlarda oluşan metan hidrat kristallerinin taramalı elektron mikroskobu görüntüsü. 10 mikrometre ( $\mu\text{m}$ ) ölçeği yaklaşık olarak bir inçin 4/10.000'i veya bir insan saçı genişliğinin dörtte biri kadardır (USGS, 2020) .....                                                                                            | 5  |
| <b>Şekil 2. 2:</b> Meksika Körfezi'nde deniz tabanının altından toplanan iri beyaz gaz hidrat örnekleri (USGS, 2020) ...                                                                                                                                                                                                                                                       | 6  |
| <b>Şekil 2. 3:</b> Denizel sedimanlarda gaz hidrat içeren örtü kayaç halini almış istifler ve gaz hidrat içeren sedimanlar altında gelişen serbest gaz birikim alanları. ....                                                                                                                                                                                                  | 7  |
| <b>Şekil 2. 4:</b> Karadeniz'in Gürcistan açıklarından alınmış petrol ile karışık gaz hidrat örnekleri (Dünya Enerji, 2018) .....                                                                                                                                                                                                                                              | 7  |
| <b>Şekil 2. 5:</b> Alaska'daki Drew Point boyunca uzanan kıyı uçurumunun bir kısmının çöktüğü bu görüntüde permafrostun çözülmesi arazi kaybına neden olmuştur (USGS, 2020).....                                                                                                                                                                                               | 9  |
| <b>Şekil 2. 6:</b> Çakıllı kayaçlardan oluşan iri taneli kumları birbirine bağlayan gaz hidrat (beyaz renk). Bu karot, Kanada'nın Mackenzie Deltası'ndaki permafrost ile ilişkili gaz hidratlarını keşfetmek için bir proje sırasında alındı (Beaudoin ve diğ., 2014).....                                                                                                     | 9  |
| <b>Şekil 2. 7:</b> 1 m <sup>3</sup> gaz hidrat ve standart koşullarda içerdiği su ve gaz (Kvenvolden, 1988) .....                                                                                                                                                                                                                                                              | 10 |
| <b>Şekil 2. 8:</b> Yapı I (sI) gaz hidrat kafes görseli (USGS, 2020).....                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 11 |
| <b>Şekil 2. 9:</b> Gaz hidratların sI , sII ve sH yapılarının görseli (Sloan, 1998) .....                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 11 |
| <b>Şekil 2. 10: a)</b> C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> moleküllerinin çapının Yapı I ve Yapı II hidrat kafeslerinin çapına oranı <b>b)</b> CH <sub>4</sub> -C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> gaz karışımının Yapı II hidratının kafeslerini doldurma konfigürasyonu (Merey, 2020).....                                                                                              | 13 |
| <b>Şekil 2. 11:</b> Metan gazı ve gaz hidratların oluşumu (Gürel, 2008).....                                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 15 |
| <b>Şekil 2. 12: a)</b> Denizel ortamda CH <sub>4</sub> hidrat denge zonu, <b>b)</b> Permafrost ortamında CH <sub>4</sub> hidrat denge zonu.....                                                                                                                                                                                                                                | 16 |
| <b>Şekil 3. 1:</b> Gaz Hidratların dünyadaki dağılımı ve gaz hidrat çalışmaları (Çifçi, 2021) .....                                                                                                                                                                                                                                                                            | 18 |
| <b>Şekil 3. 2:</b> Saha ölçeğinde gaz hidrat üretim denemesi sonuçları (T: Termal Yöntem; D: Basınç düşürme; CH <sub>4</sub> -CO <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> : CH <sub>4</sub> -CO <sub>2</sub> /N <sub>2</sub> Yer Değiştirme; FFE: Oluşum Sıvısı Ekstraksiyonu; SF: Katı Akışkanlaştırma; HDWT: Yatay/Yönlü Kuyu Teknolojisi) (Merey ve diğ., 2020'den uyarlanmıştır) ..... | 19 |
| <b>Şekil 3. 3:</b> Dünyadaki gaz hidrat üretim testlerindeki ortalama gaz hidrat üretim debileri (Merey ve diğ., 2020'den uyarlanmıştır) .....                                                                                                                                                                                                                                 | 20 |
| <b>Şekil 3. 4:</b> Dünyadaki tamamlanmış ve projelendirilmiş gaz hidrat sahaları için zaman çizelgesi diyagramları (Collett, 2019) .....                                                                                                                                                                                                                                       | 21 |
| <b>Şekil 3. 5: a)</b> Mallik Sahası, Kanada, <b>b)</b> Ignik Sikumi#1 Kuyusu, Alaska, <b>c)</b> Nankai Çukuru, Japonya, <b>d)</b> Shenhu Alanı, Güney Çin Denizi, Çin, <b>e)</b> 2002-2020 yılları arasında dünyada yapılan gaz hidrat üretim test verileri (Li ve diğ., 2018 ve Xu & Singh, 2020'den uyarlanmıştır.).....                                                     | 24 |
| <b>Şekil 3. 6:</b> Son yıllarda gaz hidrat üretim testlerinde ortalama gaz/su üretim oranı (EPGH, 2008; Schoderbek ve diğ., 2013; Yamamoto ve diğ., 2017; Yamamoto ve diğ., 2019) .....                                                                                                                                                                                        | 25 |
| <b>Şekil 3. 7:</b> 2013-Nankai Çukur testi için üretim dizisi (Merey ve diğ., 2020) .....                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 26 |
| <b>Şekil 3. 8:</b> Metan hidratlardan gaz üretimi için kullanılan bazı üretim yöntemleri (Janick, 2017'den uyarlanmıştır). .....                                                                                                                                                                                                                                               | 28 |
| <b>Şekil 3. 9:</b> Gaz hidratlar üretim metodlarının CH <sub>4</sub> hidrat denge eğrisi üzerinde gösterilmesi .....                                                                                                                                                                                                                                                           | 29 |
| <b>Şekil 3.10:</b> Gaz hidratların Türkiye'deki potansiyeli haritası (Ocakoğlu,2009).....                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 31 |
| <b>Şekil 3. 11:</b> Türkiye'nin yıllık doğalgaz ithal ve yerli üretimi (EPDK, 2019 verilerine göre çizilmiştir) .....                                                                                                                                                                                                                                                          | 32 |
| <b>Şekil 4. 1:</b> Türkiye'nin Karadeniz'deki MEB'nde (kırmızı kesikli çizgi ile sınırlanmış) kazılmış olan kara ve deniz alanlarındaki hidrokarbon arama kuyuları (Özdemir ve diğ., 2020) .....                                                                                                                                                                               | 34 |
| <b>Şekil 4. 2:</b> Karadeniz'de tahmini gaz hidrat rezervlerinin yeri (Yamanlar & Parlaktuna, 2002) .....                                                                                                                                                                                                                                                                      | 36 |
| <b>Şekil 4. 3: a)</b> Karadeniz'in tüm sedimanlarında CH <sub>4</sub> hidrat potansiyeli <b>b)</b> Karadeniz'in kumlu sedimanlarında CH <sub>4</sub> hidrat potansiyeli (Johnson & Max, 2015; Klauda & Sandler, 2003; Korsakov ve diğ., 1989; Krasov & Ciesnik, 1988; Merey, 2017; Parlaktuna & Erdogmus, 2001) .....                                                          | 37 |
| <b>Şekil 4. 4: a)</b> Karadeniz batimetrisi, <b>b)</b> Karadeniz'de deniz tabanından itibaren MHDZ kalınlığı (Merey, 2020).....                                                                                                                                                                                                                                                | 38 |
| <b>Şekil 4.5:</b> Batı Karadeniz Tuna Deltası çevresinde gaz hidrat göstergeleri (Merey, 2020) .....                                                                                                                                                                                                                                                                           | 39 |



|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Şekil 5. 1:</b> Zamanda sonlu farklar (finite-difference) yöntemini kullanarak alan ve geometri tahmin verileri. (Moridis, 2014) .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 46 |
| <b>Şekil 5. 2:</b> TOUGH + HYDRATE kod yapısı .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 47 |
| <b>Şekil 5. 3:</b> TOUGH + HYDRATE ile gaz hidratlardan gaz üretimine ait akış şeması .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 48 |
| <b>Şekil 5. 4:</b> Rezervuar geometrisi ve konfigürasyonu: <b>a) Model 1-a:</b> Karadeniz koşullarında gaz hidrat rezervuarında yapılan dikey kuyu sondajından (tek homojen tabaka) yarım silindirik kesiti <b>b) Model 1-b:</b> Aynı alan ve aynı hidrat hacmine sahip olan rezervuar <b>Şekil 5.4.a</b> silindirik kesiti gibi, yapılan yatay kuyu sondajından (tek homojen tabaka) yarım dikdörtgen prizma kesiti .....                                                                                                                                                                                        | 51 |
| <b>Şekil 5. 5:</b> Rezervuar geometrisi ve konfigürasyonu <b>a) Model 2-a:</b> Batı Karadeniz koşullarında gaz hidrat rezervuarının (çok katmanlı) yarı silindirik bir bölümünden üretilen tek dikey kuyu <b>b) Model 2-b:</b> <b>Şekil 5.4</b> 'daki silindirik kesitle aynı alana ve hidrat hacmine sahip gaz hidrat rezervuarının (çok katmanlı) yarı dikdörtgen bir bölümünden üretilen yatay kuyu. ( <b>Model 2-b-1</b> , üst kum tabakasındaki kuyuya sahiptir-sarı daire-1, kuyunun yerini gösterir; <b>Model 2-b-2</b> , alt kum tabakasında kuyuya sahiptir- siyah daire-2 kuyunun yerini gösterir)..... | 53 |
| <b>Şekil 6. 1:</b> <b>Şekil 5.4.a</b> 'daki <b>Model 1-a</b> 'da 3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa'da basınç düşürme sonuçları; <b>a)</b> Toplam CH <sub>4</sub> üretimi <b>b)</b> CH <sub>4</sub> üretim debisi <b>c)</b> Toplam su üretimi <b>e)</b> Su üretim debisi .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 55 |
| <b>Şekil 6. 2:</b> 3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa'da basınç düşürme sırasında <b>Model 1-a</b> 'da ( <b>Şekil 5.4.a</b> ) HBL'nin ortalama basıncı ve sıcaklığı .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 56 |
| <b>Şekil 6. 3:</b> Farklı zamanlarda ( <b>Şekil 5.4. a)</b> <b>Model 1-a</b> 'daki 3 MPa'da basınç düşürme sırasında: <b>a)</b> Basınç (P) dağılımı <b>b)</b> Sıcaklık (T) dağılımı <b>c)</b> Hidrat doygunluğu (S <sub>h</sub> ) <b>d)</b> Su doygunluğu (S <sub>a</sub> ) <b>e)</b> Gaz doygunluğu (S <sub>g</sub> ).....                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 57 |
| <b>Şekil 6. 4:</b> <b>a)</b> Toplam CH <sub>4</sub> üretimi <b>b)</b> <b>Şekil 5.4.a</b> 'daki <b>Model 1-a</b> 'da 10 m üretim aralığında (HBL'nin üstünde) ve 20 m üretim aralığında 3 MPa basıncında basınç düşürme metodu kullanarak Toplam su üretimi <b>c)</b> Gaz-su üretim oranı .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 58 |
| <b>Şekil 6. 5:</b> <b>Şekil 5.4</b> 'deki <b>Model 1-a</b> ve <b>Model 1-b</b> için gaz üretim simülasyonları karşılaştırması: <b>a)</b> Toplam CH <sub>4</sub> üretimi <b>b)</b> CH <sub>4</sub> üretim debisi <b>c)</b> Toplam su üretimi <b>d)</b> Su üretim debisi (D: <b>Model 1-a</b> dikey kuyu konfigürasyon; Y: <b>Model 1-b</b> için yatay kuyu konfigürasyon) temsil etmektedir. ....                                                                                                                                                                                                                  | 59 |
| <b>Şekil 6. 6:</b> <b>Model 1-b</b> 'de farklı zamanlarda 3 MPa'da basınç düşürme sırasında ( <b>Şekil 5.4 b)</b> <b>a)</b> Basınç (P) dağılımı <b>b)</b> Sıcaklık (T) dağılımı <b>c)</b> Hidrat doygunluğu (S <sub>h</sub> ) <b>d)</b> Su doygunluğu (S <sub>a</sub> ) <b>e)</b> Gaz doygunluğu (S <sub>g</sub> ) .....                                                                                                                                                                                                                                                                                          | 60 |
| <b>Şekil 6. 7:</b> <b>Model 2-a</b> 'da <b>Şekil 5.5.a</b> 'daki (Dikey Kuyu) için 3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa'da uygulanan basınç düşürme sonuçları: <b>a)</b> Toplam CH <sub>4</sub> üretimi <b>b)</b> CH <sub>4</sub> üretim debisi <b>c)</b> Toplam su üretimi <b>e)</b> Su üretimi debisi .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    | 61 |
| <b>Şekil 6. 8:</b> <b>a)</b> CH <sub>4</sub> kurtarım % <b>b)</b> Gaz/su oranı; 3 MPa basıncında basınç düşürme yöntemiyle <b>Model 1-a</b> 'da (20 m üretim aralığı) ve <b>Model 2-a</b> 'da (40 m üretim aralığı) .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         | 61 |
| <b>Şekil 6. 9:</b> <b>Şekil 5.5</b> <b>Model 2-a</b> 'da farklı zamanlarda 3 MPa'da basıncında basınç düşürme sırasında <b>a)</b> Basınç (P) dağılımı <b>b)</b> Sıcaklık (T) dağılımı <b>c)</b> Hidrat doygunluğu (S <sub>h</sub> ) <b>d)</b> Su doygunluğu (S <sub>a</sub> ) <b>e)</b> Gaz doygunluğu (S <sub>g</sub> ).....                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 62 |
| <b>Şekil 6. 10:</b> <b>Şekil 5.5</b> 'deki <b>Model 2-a</b> ve <b>Model 2-b</b> 'deki gaz üretim simülasyonlarının karşılaştırması: <b>a)</b> Toplam CH <sub>4</sub> üretimi <b>b)</b> CH <sub>4</sub> üretim debisi <b>c)</b> Toplam su üretimi <b>d)</b> Su üretim debisi (D: <b>Model 2-a</b> 'de dikey kuyu konfigürasyon; Y1: <b>Model 2-b-1</b> 'de yatay kuyu konfigürasyon; Y2: <b>Model 2-b-2</b> 'de yatay kuyu konfigürasyon                                                                                                                                                                           | 63 |
| <b>Şekil 6. 11:</b> <b>Model 2-b-1</b> 'de (Yatay Kuyu) <b>Şekil 5.5.b</b> 'de 3 MPa'da basınç düşürme sırasında farklı zamanlarda <b>a)</b> Basınç (P) dağılımı <b>b)</b> Sıcaklık (T) dağılımı <b>c)</b> Hidrat doygunluğu (S <sub>h</sub> ) <b>d)</b> Su doygunluğu (S <sub>a</sub> ) <b>e)</b> Gaz doygunluğu (S <sub>g</sub> ) .....                                                                                                                                                                                                                                                                         | 64 |
| <b>Şekil 6. 12:</b> <b>Model 2-b-2</b> 'de (Yatay Kuyu) <b>Şekil 5-2-b</b> 'de 3 MPa'da basınç düşürme sırasında farklı zamanlarda <b>a)</b> Basınç (P) dağılımı <b>b)</b> Sıcaklık (T) dağılımı <b>c)</b> Hidrat doygunluğu (S <sub>h</sub> ) <b>d)</b> Su doygunluğu (S <sub>a</sub> ) <b>e)</b> Gaz doygunluğu (S <sub>g</sub> ) .....                                                                                                                                                                                                                                                                         | 66 |

## BÖLÜM 1

### 1. GİRİŞ

#### 1.1. Tezin Kaynağı

Günümüzde; sanayiden ısınmaya kadar, doğalgazın hayatımızdaki yeri ve önemi tartışılmazdır. Hidrokarbon enerji kaynakları arasında görece en temiz enerji kaynağı doğalgazdır. Günümüzde alışlagelmemiş enerji kaynağı olan gaz hidratlar dünyada önemli bir enerji kaynağı olarak görülmektedir. Türkiye'nin denizel alanlarında da gaz hidrat varlığı birçok çalışma ile gösterilmiştir. Özellikle Karadeniz'de önemli oranda potansiyeli olan gaz hidratların üretim potansiyelinin araştırılması bu çalışmanın önemli hedeflerinden birisi olmuştur. Türkiye'nin yüksek miktarlardaki doğalgaz ithalatı düşünüldüğünde gaz hidratlardan gaz üretimi büyük bir önem arz etmektedir.

#### 1.2. Tezin Konusu

Bu çalışmada; Batı Karadeniz'in Tuna Deltası'nda bulunan potansiyel gaz hidratları ile ilgili veriler kullanılarak, farklı kuyu konfigürasyonlarında elde edilen gaz üretimi hakkında araştırma yapılmıştır.

Batı Karadeniz'de yapılan sondajlar, sismik çalışmaları, deniz tabanından alınan numuneler ve diğer bilimsel amaçlı araştırmalar; özellikle bölgede bulunan kumlarda, biyolojik ve termal gaz hidratları potansiyeli olduğunu ortaya koymuştur. Ayrıca kumda oluşan hidrat rezervleri yüksek hidrat doygunlukları, yüksek geçirgenlik ve yüksek gözeneklilik değerlerinden dolayı; uzmanlar tarafından yüksek potansiyelli bir enerji kaynağı olarak kabul edilmektedir. Bu sebeple; farklı modellerde gerçekleştirilen simülasyonlar ve sonuçları hakkında yapılan değerlendirmeler tezin içerisinde yer almaktadır.

#### 1.3. Tezin Önemi

Yakın dönemde şahit olduğumuz Ukrayna-Rusya Savaşı'nın başlamasıyla birlikte, Rusya'nın doğalgaz kaynağını bir tehdit unsuru olarak kullanması, yenilebilir enerji kaynaklarının hala yetersiz olduğunu ve doğalgazın önemini yeniden ortaya koymuştur. Doğalgaz kısıtlaması, başta Avrupa olmak üzere diğer ülkeleri kaynak arayışına sevk etmiştir. Doğalgaz görece olarak en temiz fosil yakıt olarak bilinmektedir. Yüksek rezerv potansiyelinden dolayı gaz hidratlar önemli doğalgaz kaynaklarından. Gaz hidratlar, yüksek basınç ve düşük

sıcaklık koşullarının sağlandığı deniz sedimanlarında ve permafrost alanlarda su ve gaz molekülleri tarafından oluşturulan buza benzeyen klatral yapılardır ve dünyada yaygın olarak bulunmaktadır.

Bu tez kapsamında Karadeniz’de yüksek miktarlarda bulunduğu öngörülen gaz hidratların üretilme potansiyelini irdelemek ve bunun ileride ekonomik bir enerji kaynağı olması yolundaki çalışmalara katkı sağlamak amaçlanmıştır. Gaz hidratlardan gaz üretimi Türkiye’nin gaz ihtiyacında yurtdışına bağımlılığını ciddi oranda azaltabilir. Bunun için akademik ve sektörel çalışmaların ve projelerin sayısının artması gerekmektedir. Dünya genelinde; hızla artan nüfus ve gelişen sanayinin enerji gereksinimlerinin karşılanması için ülkelerin sahip olduğu enerji kaynaklarını tespit ederek üretime geçirmeleri büyük önem taşımaktadır. Ekonomi ve ekosistem açısından en uygun enerji kaynaklarından birisi de doğalgazdır. Alaşılmadık bir hidrokarbon kaynağı olan gaz hidratların, birçok ülkede ciddi bir rezerve potansiyeline sahip olduğu çeşitli araştırmalarla ortaya konmuştur. Türkiye gibi, yıllık tükettiği gazın yaklaşık % 99’unu doğalgaz ithalatından karşılayan bir ülkede, alternatif doğalgaz rezervleri üzerine çalışmalar yapmanın ciddi bir ihtiyaç olduğu aşıkardır.

Bu tezdeki çalışmadan uluslararası bir enerji dergisi (SCI-Expanded) olan Energy & Fuels’de bir araştırma makalesi yayınlanmıştır. Ayrıca ilgili makalemiz kısa bir sürede 10’dan fazla atıf alma başarısı elde etmiştir:

- Ubeyd, I.M., Merey, S. (2021). Gas Production from Methane Hydrate Reservoirs in Different Well Configurations: A Case Study in the Conditions of the Black Sea. Energy & Fuels, 35 (2), 1281-1296. Doi: 10.1021/acs.energyfuels.0c03522

#### **1.4. Tezde İzlenen Metoloji**

Bu tez çalışmasında, sayısal varsayımı ve simülasyonu gerçekleştirmek için TOUGH + HYDRATE (T + H) kodu kullanılmıştır. Bu kod, Lawrence Berkeley Ulusal Laboratuvarı tarafından geliştirilen TOUGH + ailesinin bir üyesidir (Pruess ve diğ., 2012). Bu kod dilinin tüm nesne yönelimli yeteneklerinden ve gelişmiş hesaplama özelliklerinden yararlanmak için T+H standart FORTRAN 95/2003’te yazılmıştır. T+H, günümüzde dünyada en yaygın olarak kullanılan gaz hidrat üretim simülatörlerinden birisidir.

Bu tezde ilk olarak, Batı Karadeniz’deki potansiyel gaz hidratlarının kökeni araştırılmıştır. Karadeniz sedimanları ile ilgili literatürdeki tüm BSR (TBY) (Bottom

Simulating Reflectors/ Tabana Benzeyen Yansımalar) yansımaları, deniz tabanı örnekleri ve sığ sedimanlardan alınan örnekler analiz edilmiştir ve Karadeniz’de hem biyojenik hem de termojenik gaz hidratları potansiyeli olduğu sonucuna varılmıştır. Üretim analizleri için sedimanlardaki hidrat yapısı oldukça önemlidir. Bu sebeple; Karadeniz koşullarında, literatürde daha önceden elde edilen sismik ve karot çalışmalarından yola çıkarak varsayımsal homojen ve heterojen gaz hidrat jeolojik modelleri oluşturulmuştur. Daha sonra, dikey ve yatay kuyu konfigürasyonlarının bu iki gaz hidrat rezervuarından gaz üretimi üzerindeki etkileri, basınç düşürme (depressurization) yöntemi uygulanarak sayısal olarak incelenmiştir.

### **1.5. Tezin Sınırları**

Araştırmamız için; Batı Karadeniz’de var olan gaz hidratların üretilme potansiyelini incelemek öncelikli öneme sahiptir. Fakat, bu konuda daha önce yapılan yayınların çoğunlukla Merey (2017) tarafından gerçekleştirilen çalışmalarla ile sınırlı olduğunu görülmektedir. Ayrıca; Karadeniz Havzası’nın Türkiye’nin kıyılarına ait bölgelerinde, henüz hiç çalışılmamış alanlar bulunduğu da kaydedilmiştir. Bu tez gaz hidratlardan gaz üretimi konusundan yazılmış ilk Türkçe tezlerden birisidir.

### **1.6. Tezin Amacı**

Dünyanın birçok ülkesinde (ABD, Kanada, Japonya, Çin ve Rusya), permafrost alanlarda ve denizel alanlarda üretim testleri giderek artış göstermektedir. Batı Karadeniz’de yapılan daha önceki bilimsel araştırmalar ve ayrıca en son olarak doğal gaz keşifleriyle birlikte (Sakarya Gaz Sahaları), Türkiye’de de gaz hidratların emarelerinin bulunduğu tespit edilmiştir. Bu bilgiler ışığında, alışılagelmedik hidrokarbon kaynağı olan gaz hidratlar konusunda geleceğe dair yatırımların ön planda tutulması elzemdir.

Çalışmadaki ilk amacımız, Batı Karadeniz’in Tuna Deltası’ndaki gaz hidratların farklı kuyu konfigürasyonlarında gaz üretim potansiyelini araştırmaktır. Diğer amacı ise, Karadeniz’deki potansiyel gaz hidratların kökeninin ve jeolojik yapısının literatür verilerine göre araştırılmasıdır. Çünkü bu tip rezervlerden gaz üretimi için gerekli olan metodunun seçilmesi ve uygulanması için bu bilgiler son derece önemlidir.

Dolayısıyla nihai amacımız, Türkiye’de bulunan enerji kaynaklarını zenginleştirmek adına Batı Karadeniz’deki gaz hidratların üretilmesi potansiyelini araştırmaktır.

## 1.7. Tezin Bölümleri

*Bölüm 1 / Giriş:* Bu bölüm sekiz başlıktan oluşmaktadır. Tezin kaynağı, konusu, önemi, sınırları, izlenen metodoloji, tezin amacı ve son olarak da tezin bölümleri olarak gösterilmiştir.

*Bölüm 2 / Gaz Hidratların Genel Özellikleri:* Bu bölüm dört başlıktan oluşmaktadır, Gaz hidratların tanımı, gaz hidratların kimyası ve son olarak da dünyadaki ve Türkiye'deki gaz hidratların potansiyeli: Literatürde gaz hidratlarla ilgili tanımlarla beraber, harita ve istatistikler kullanılarak dünya ve Türkiye'nin gaz hidrat potansiyeli tartışılmıştır.

*Bölüm 3/Karadeniz'in Genel Özellikleri:* Bu bölümde Karadeniz'in jeolojik özellikleri, araştırma haritaları ve gaz hidratların potansiyeli araştırılmıştır.

*Bölüm 4/Batı Karadeniz'in Tuna Deltası'ndaki Gaz Hidratlar:* Burada, araştırma verileri ve istatistikler kullanarak, Batı Karadeniz'in Tuna Deltası'ndaki gaz hidrat potansiyeli hakkında literatür taraması yapılmıştır.

*Bölüm 5/ Sayısal Model Teorisi ve Simülasyon Yaklaşımı:* Bu bölümde sayısal model ve simülasyon yaklaşımlarındaki teorik bilgilerin yanı sıra, bu tezde çalışılan modellere ait rezervuar geometrisi ve jeolojik özellikleri ile ilgili bilgiler verilmiştir.

*Bölüm 6/ Modellemenin Sonuçları ve Tartışmalar:* Bu bölümde, **Model 1-a** ve **Model 1-b** simülasyonlarının sonuçları ile birlikte **Model 2-a** ve **Model 2-b** simülasyonlarının sonuçları karşılaştırmalı olarak değerlendirilmiştir. **Model 1-a** ve **Model 1-b**'nin simülasyon sonuçlarına dair yapılan tartışmalarla birlikte **Model 2-a** ve **Model 2-b**'nin simülasyon sonuçlarının tartışmaları birbiriyle kıyaslanmıştır. Kıyas kriterleri, birbirleriyle benzer ve farklı özellikleri ortaya konulmuştur.

*Bölüm 7/ Genel Sonuçlar:* Bu bölümde Batı Karadeniz'de yaptığımız çalışmanın sonuçlarından bahsedilmiş olup, alan ile ilgili önerileri sunulmuştur.

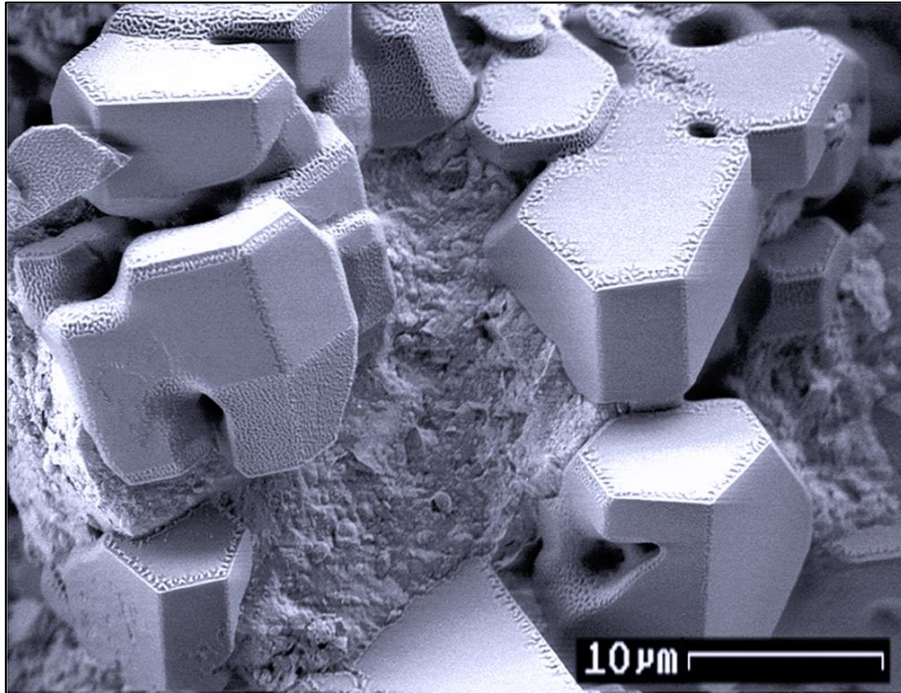
*Kaynaklar:* Bu bölümde, alıntı yapılan yardımcı kaynaklara dair bilgiler listelenmiştir.

## BÖLÜM 2

### 2. GAZ HİDRATLARIN GENEL ÖZELLİKLERİ

#### 2.1. Gaz Hidrat Nedir?

Gaz hidrat (Şekil 2.1), su ve gaz moleküllerinin yüksek basınç ve düşük sıcaklık koşullarında biraraya gelmesiyle oluşan, buza benzeyen kristal yapılardır (Sloan & Koh, 2008). Metan, gaz hidratta bulunan en yaygın gazdır, ancak diğer hidrokarbon & hidrokarbon olmayan gazlar da uygun koşullarda hidrat yapıları oluşturabilirler. Gaz hidratlar, 200 metreden daha derin su derinliklerinde okyanus/deniz tabanındaki sedimanlarda yaygındır ve ayrıca permafrosta sahip alanlarda da bulunurlar. Gaz hidratlar önemli bir enerji kaynağı olarak değerlendirilmektedir. Fakat günümüzde hala gaz hidratlardan ekonomik seviyelerde gaz üretimi gerçekleştirilememiştir. Bununla beraber iklim değişikliğinin gaz hidratların denge koşullarını nasıl etkileyebileceği üzerine de araştırmalar yapılmaktadır (Ruppel & Kessler, 2017).



**Şekil 2. 1:** Hint Okyanusu'ndaki sedimanlarda oluşan metan hidrat kristallerinin taramalı elektron mikroskobu görüntüsü. 10 mikrometre ( $\mu\text{m}$ ) ölçeği yaklaşık olarak bir inçin 4/10.000'i veya bir insan saçı genişliğinin dörtte biri kadardır (USGS, 2020)

### 2.1.1. Denizdeki Gaz Hidratlar

Doğada, derin deniz kıta kenarlarının sedimanları, tipik olarak 200 m ve daha büyük su derinlikleri, dünyadaki gaz hidratların yaklaşık yüzde 99'unu barındırır. Kıta sınırlarındaki çökeltiiler genellikle, bakteriler tarafından metan üretmek için kullanılan konsantrasyonlarda önemli miktarda organik karbon içermektedir. Üretilen bu metan, ayrıca eski mikrobiyal metan ve hatta derin geleneksel gaz rezervuarlarından yukarı doğru göç ederek, deniz tabanının altında gaz hidrat oluşturmak için sediman gözenek sularıyla birleşebilir (USGS, 2020). Gaz hidratlar bazen akışkanların sızıntı bölgelerinde okyanusa/denize sızdığı yerde doğrudan deniz tabanında da oluşur. **Şekil 2.2**'deki gibi, deniz tabanına yakın iri taneli gaz hidratlar, üretilebilir gaz hidrat olarak kabul edilmemektedirler.

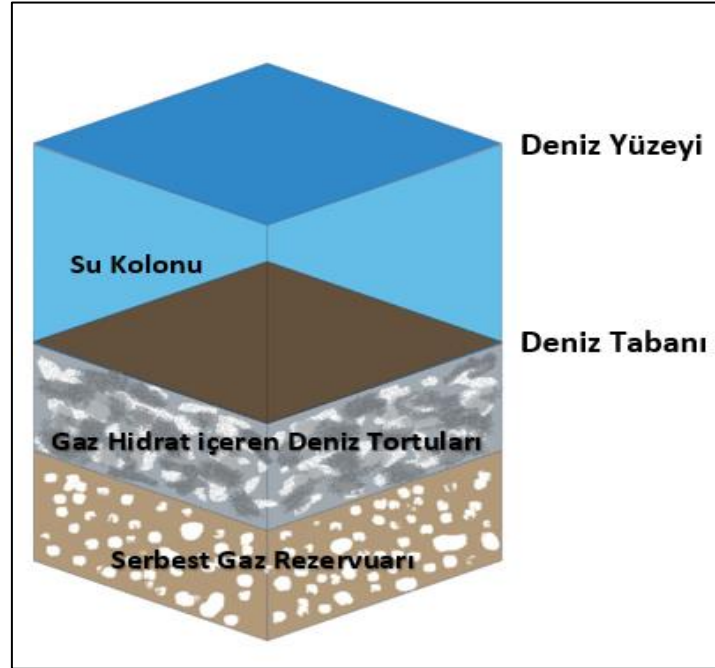


**Şekil 2. 2:** Meksika Körfezi'nde deniz tabanının altından toplanan iri beyaz gaz hidrat örnekleri (USGS, 2020)

Denizel sedimanlar gaz hidrat oluşumu açısından oldukça uygun alanlardır. Gaz hidratların denizel sedimanlar içerisinde kolayca oluşabilir olmasının başlıca sebepleri şunlardır: Su kolonunun yarattığı yüksek hidrostatik basınç, suya doymuş denizel sedimanların hali hazırda düşük sıcaklıkta oluşu, denizel sedimanlar içerisinde bulunan organik maddenin bakteriyel aktivite ile süratle bozulması, ağırlıklı olarak doğalgaz ( $CH_4$ ) olmak üzere gaza dönüşmesidir. Böylelikle; **Şekil 2.3**'de gösterildiği gibi denizel sedimanlar içerisinde oluşan serbest gaz, su kolonunun yarattığı yüksek basınç ve suya doymuş denizel sedimanların soğuk



olmasıyla gaz hidrat oluşturmaya başlar. Bütün bu bilgiler ışığında; 200 m su derinliğinden daha derin kıta kenarları, gaz hidrat oluşumu açısından potansiyel alanlar olarak değerlendirilmektedir. Dolayısıyla, gaz hidrat araştırmaları da çoğunlukla dünyada var olan bu tür alanlarda yoğunlaşmaktadır (Dünya Enerji, 2018).



**Şekil 2. 3:** Denizel sedimanlarda gaz hidrat içeren örtü kayaç halini almış istifler ve gaz hidrat içeren sedimanlar altında gelişen serbest gaz birikim alanları.



**Şekil 2. 4:** Karadeniz'in Gürcistan açıklarından alınmış petrol ile karışık gaz hidrat örnekleri (Dünya Enerji, 2018)

Şekil 2.4'de Karadeniz'in Gürcistan açıklarından alınmış petrol ile karışık gaz hidrat örneği gösterilmektedir. Ayrıca deniz tabanı altında, yüksek basınç ve düşük sıcaklık ortamında



bulunan hidrokarbon gaz molekülleri ile bunları çevreleyen su moleküllerinden oluşan buz benzeri, kristal yapılı gaz hidratların meydana gelebilmesi, dört etkenin bir arada olmasına bağlıdır:

- Düşük sıcaklık,
- Yüksek basınç,
- Su,
- Gaz

Üretilabilir gaz hidratların oluşumu için gereken bazı koşullar ve oluşum sürecini kontrol eden bazı parametreler vardır (Sloan & Koh, 2008; Max & Johnson, 2016):

- Formasyon sıcaklığı (düşük sıcaklık),
- Formasyon basıncı (yüksek basınç),
- Gözenek suyu tuzluluğu,
- Gaz bileşimi (biyojenik / termojenik metan),
- Su ve gaz varlığı,
- Rezervuar kayaç (gözenekli ve geçirimli kumlar) varlığı,
- Rezervuarın üst ve alt sınır tabakalarının mümkün olduğunca düşük geçirimli olması

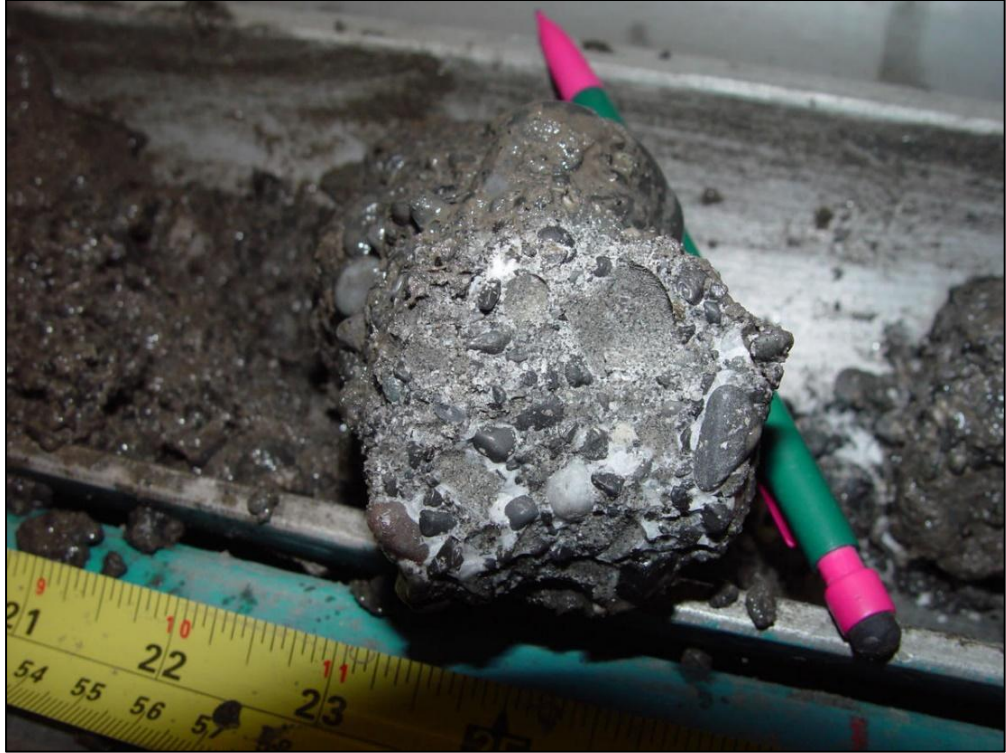
Yukarıda bahsedilen koşullar sağlandığında, gözenekli ortam içerisinde gaz hidrat oluşumu başlayacaktır. Buna karşın; gaz hidrat oluşumunu kontrol eden bu şartlardan herhangi birinin yetersizliği, üretilabilir gaz hidrat oluşumunu engellemiş olacaktır.

### **2.1.2. Permafrost Alanlardaki Gaz Hidratlar**

Küresel olarak, meydana gelen buzul olayları sırasında zeminin derin bir şekilde soğuması nedeniyle, kalıcı olarak donmuş olan sedimanlarda (permafrost) dünyadaki tüm gaz hidratların sadece % 1-3 kısmı mevcuttur. Amerika Birleşik Devletleri (ABD)'nde, permafrostların çoğu, Alaska kuzey yamacında **Şekil 2.5**'de karada yer almaktadır. Son buzul çağında, başlangıçta karada oluşan bazı permafrost alanlar, son 15.000 yılda deniz seviyesi yükselişi ile sular altında kalmıştır ve şimdi Arktik Okyanus Kıta Riftinin sığ sularının altında bulunmaktadır (USGS, 2020).



**Şekil 2. 5:** Alaska'daki Drew Point boyunca uzanan kıyı uçurumunun bir kısmının çöktüğü bu görüntüde permafrostun çözülmesi arazi kaybına neden olmuştur (USGS, 2020)



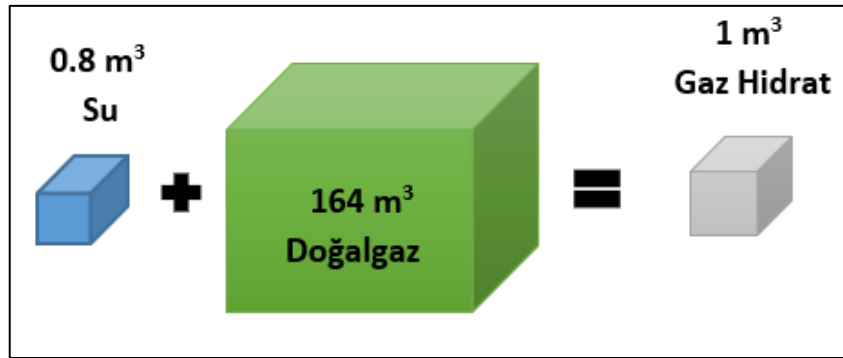
**Şekil 2. 6:** Çakıllı kayalardan oluşan iri taneli kumları birbirine bağlayan gaz hidrat (beyaz renk). Bu karot, Kanada'nın Mackenzie Deltası'ndaki permafrost ile ilişkili gaz hidratlarını keşfetmek için bir proje sırasında alındı (Beaudoin ve diğ., 2014)

Permafrost ortamlar saf metan hidratın kararlı olması için, uygun sıcaklık ve basınç koşullarına sahiptir. Permafrost ile ilişkili gaz hidratlar, muhtemelen buz devri soğuma olayları

sırasında gaz ve su yerinde donduğunda oluşmuştur. Soğuma olaylarından önce, permafrost ile ilişkili gaz hidrat birikintilerinde bulunan gazın tamamı olmasa da çoğu, derin geleneksel gaz rezervuarlarından yukarı doğru göç etmiş olabilir. Kanada Arktik'in Mackenzie Deltası'nda permafrost ile ilişkili gaz hidrat numunesi **Şekil 2.6'**de gösterilmektedir (Collett ve diğ. 2009).

## 2.2. Gaz Hidratların Kimyası

Gaz hidrat, gaz moleküllerini çevreleyen ve kafesler oluşturan su moleküllerinden oluşur. Metana ek olarak, etan, karbondioksit ve hidrojen sülfür gibi gazlar da gaz hidrat içerisinde olabilir. Gaz hidrat, oldukça konsantre bir metan formunu temsil etmektedir. En yaygın kristal yapı için, 1 m<sup>3</sup> gaz hidrat; 1 atm basınç ve 0°C sıcaklıkta açığa çıktığında 0,8 m<sup>3</sup> miktarında su ve 164-180 m<sup>3</sup> miktarda metan gazı bırakacaktır (**Şekil 2.7**) (Kvenvolden, 1988).

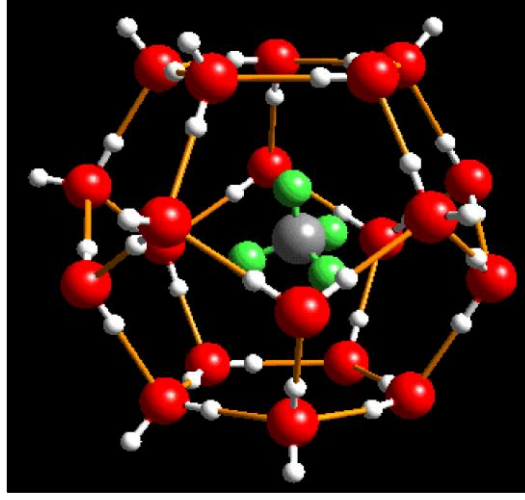


**Şekil 2. 7:** 1 m<sup>3</sup> gaz hidrat ve standart koşullarda içerdiği su ve gaz (Kvenvolden, 1988)

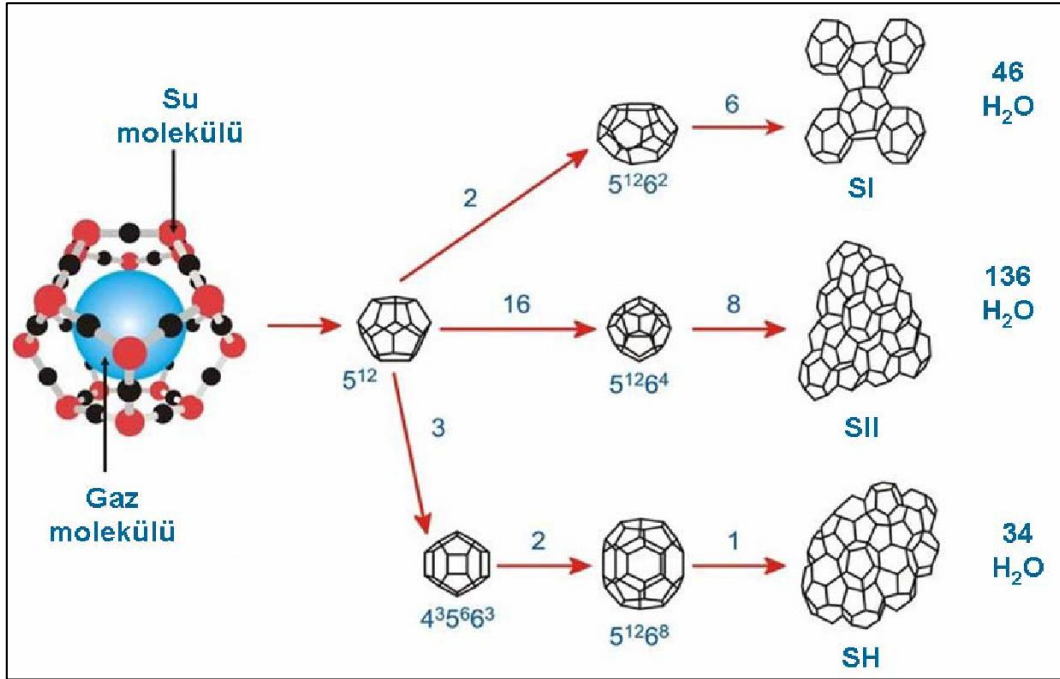
Başlangıçta (1930'lu yıllarda) genellikle gaz hidrat ile tıkanmış olan boru hatlarında petrol ve gaz akışını sağlamaya odaklanan gaz hidrat araştırmaları, 1980'lerden bu yana, dünyada yaygın olarak bulunan ve  $3 \times 10^{15}$  –  $24,8 \times 10^{15}$  metreküpe karşılık gelen, tahminen 1.800–12.400 gigaton karbon içeren ve doğal olarak oluşan bir enerji kaynağı olması sebebiyle ilgi odağı haline gelmiştir (Boswell ve Collett, 2011).

**Şekil 2.8'**de gösterildiği gibi su molekülleri (1 kırmızı oksijen ve 2 beyaz hidrojen), bir metan molekülü (1 gri karbon ve 4 yeşil hidrojen) etrafında beşgen bir dodekahedron oluşturur. Bu, tipik Yapı I (sI) gaz hidrat molekülünün 8 parçasından 2'sini temsil etmektedir. Polihedron veya kafes gibi yönlendirilen su moleküllerinden sadece birkaç çeşit oluşabilir. Bununla beraber; bir sI birim hücresinde, 2 adet 5<sup>12</sup> ve 6 adet 5<sup>12</sup> 6<sup>2</sup> kafes bulunur. sI; küçüğü 5<sup>12</sup> kafesi ve 12 beşgenden, büyüğü ise, 5<sup>12</sup> 6<sup>4</sup> boşluğu, 12 beşgen ve 4 altıgenden meydana gelen iki farklı kafes oluşturur. Büyük kafeslerde sadece metan gazı bulunurken, küçüklerde diğer gazların karışımı da yer alabilmektedir. Ayrıca, sI (Yapı I) hidratı birim hücre başına 46 su molekülüne sahiptir. Nitrojen küçük ve büyük kafeslerde bulunurken propan ve izobütan sadece büyük kafeslerde yer alır. sII (Yapı II) yapısı ise 136 su molekülüne sahiptir. Buna karşın, sH (Yapı

H) yapısı ise, en küçüğü  $5^{12}$  kafes ve orta büyüklükte olanı, 3 kare, 6 beşgen ve 3 altıgenden oluşan  $4^35^66^3$  kafestir. Bir sH birim hücrelerinde, 3 adet  $5^{12}$ , 2 adet  $4^35^66^3$  ve 1 adet  $5^{12}6^8$  boşlukları yer almaktadır (Şekil 2.9) (Sloan, 1998).



Şekil 2. 8: Yapı I (sI) gaz hidrat kafes görseli (USGS, 2020)



Şekil 2. 9: Gaz hidratların sI , sII ve sH yapılarının görseli (Sloan, 1998)

**Tablo 2.1'**de üç farklı gaz hidrat yapısı ve özellikleri verilmiştir. sH yapısındaki gaz hidrat kafeslerinde; metilbütan, siklohegzan, dimetilpentan, sikloheptan gibi ağır hidrokarbonlar bulunmaktadır ve çok bileşenli sistemlerde en kararlı hidrat yapısını oluşturabildikleri ortaya koyulmuştur (Carroll, 2014).

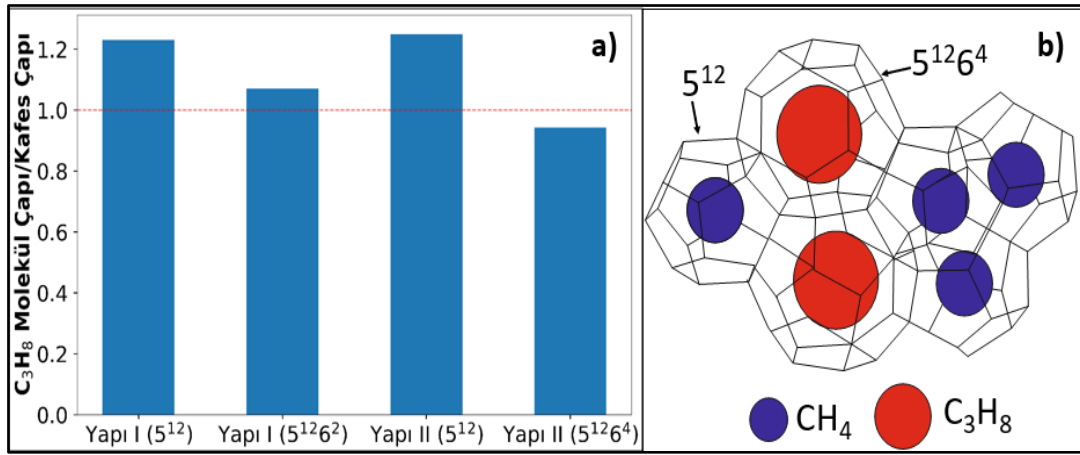
**Tablo 2. 1:** Hidrat kafeslerinin geometrik özellikleri. (Sloan & Koh, 2008)

| <b>Gaz Hidrat</b><br><b>Kristal Yapısı</b> | <b>Yapı I (sI)</b> |              | <b>Yapı II (sII)</b> |              | <b>Yapı H (sH)</b> |               |              |
|--------------------------------------------|--------------------|--------------|----------------------|--------------|--------------------|---------------|--------------|
| <i>Kafes</i>                               | Küçük              | Büyük        | Küçük                | Büyük        | Küçük              | Orta          | Büyük        |
| <i>Kafes Şekli</i>                         | $5^{12}$           | $5^{12} 6^2$ | $5^{12}$             | $5^{12} 6^4$ | $5^{12}$           | $4^3 5^6 6^3$ | $5^{12} 6^8$ |
| <i>Birim Yapıdaki Kafes Sayısı</i>         | 2                  | 6            | 16                   | 8            | 3                  | 2             | 1            |
| <i>Ortalama kafes çapı, Å</i>              | 3,95               | 4,33         | 3,91                 | 4,73         | 3,94               | 4,04          | 5,79         |

Genel olarak gaz hidratlar daha önce bahsedildiği gibi permafrost alanlarında, pasif ve aktif kıtasal şelf ve yamaç alanlarda özellikle deniz derin su tabanında düğüm veya tabaka şeklinde bulunmaktadır. Hidratlar, sedimanların gözeneklerini doldurarak çimento görevi yaptığı için oluşumu ve çözünmesi halinde sedimanların üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. Ayrıca hidratların oluşumu ve çözünmesi sırasında sedimanların üzerindeki etkisi hem denizel yamaç kaymalarında hem de metan üretimi ve taşınım esnasında heyelanlara neden olabilir. Aynı zamanda metan gazı sera etkisi oluşturduğundan dolayı daha hızlı okside olması ekosistem değişikliklerine neden olabilir (Ergün ve diğ., 2000). Yapı sI, Yapı sII ve Yapı sH gaz hidratları kafeslerinin geometrik verileri **Tablo 2.1** ve **Şekil 2.9**'de gösterilmiştir. Kafes yapılarının geometrik farklılığından dolayı, kafes çapları hidrat yapılarında farklılık göstermektedir. Yapılan araştırmalara göre, doğada belirli gazlar veya sıvı molekülleri bulunması halinde hidrat oluşturabilir. Sloan & Koh (2008)'e göre,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{CO}_2$  ve  $\text{H}_2\text{S}$  Yapı sI hidratı oluştururken aynı zamanda  $\text{C}_3\text{H}_8$ , i-  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  ve  $\text{N}_2$ , Yapı II hidratı da oluşturulabilir. Gaz hidratların oluşması ekzotermik (ısı veren), çözünmesi endotermik (ısı alan) süreçleri “Yüksek oranda geri dönüşümlü kimyasal reaksiyon” olarak tanımlamaktadır (Chen ve diğ., 2020; Max & Johnson, 2016). Hidrat yapısının belirlenme sürecinde moleküllerin büyüklüğü önemli bir role sahiptir. Çünkü molekül çapı, hidrat kafeslerine girebilmesi için kafes çapına eşit veya küçük olması gerekmektedir. Örneğin,  $\text{C}_3\text{H}_8$ 'in moleküller çapı yaklaşık olarak 6,2 Ångström (Å)'dür. **Şekil 2.10.a**'da  $\text{C}_3\text{H}_8$  moleküllerinin çapı



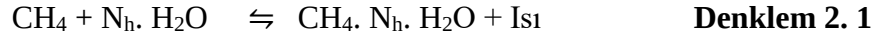
Yapı I ve Yapı II Hidratlarının küçük ve büyük kafeslerinin çaplarına oranı verilmektedir. Sadece bu oranın Yapı II hidratının büyük kafesinde 1'in altında olduğu yani  $C_3H_8$  moleküllerinin sadece Yapı II hidratı oluşturabildiği görülmektedir. Hidrat kafeslerindeki doluluk oranı, hidratın kararlılığı için çok önemlidir. Çünkü,  $C_3H_8$  hidratının küçük kafeslerinin boş olması halinde hidrat kararlılığının  $5^\circ C$ 'nin üzerinde sıcaklığında kolayca çözünebilir. Bu nedenle gaz karışımlarında daha kararlı hidrat elde etmek mümkündür.  $CH_4$ - $C_3H_8$  gaz karışımında %1  $C_3H_8$  bile olsa Yapı II hidratı oluşur (Sloan & Koh, 2008; Carrol, 2014; Seo ve diğ., 2016; Merey, 2017, 2020). **Şekil 2.10.b**'de gösterildiği üzere, yapı II (sII) hidratının büyük kafeslerini  $C_3H_8$  doldururken  $CH_4$  molekülleri daha küçük kafesleri doldurabildiğini görülmektedir. Bu durum **Şekil 2.10.b**'de görsel olarak özetlenmektedir.



**Şekil 2. 10:** a)  $C_3H_8$  moleküllerinin çapının Yapı I ve Yapı II hidrat kafeslerinin çapına oranı b)  $CH_4$ - $C_3H_8$  gaz karışımının Yapı II hidratının kafeslerini doldurma konfigürasyonu (Merey, 2020)

Son dönemde yapılan araştırmalara göre; dünya çapında okyanus/deniz tabanlarından ve permafrost alanlardan alınan gaz ve karot numunelerinden, %100  $CH_4$  kompozisyonuna sahip biyolojik kökenli  $CH_4$  hidratları en yaygın olduğu görülmektedir. Mevcut araştırmalara göre, doğada gaz hidratların yaklaşık olarak %99'unun  $CH_4$  hidrat olduğu belirtilmektedir (Cui ve diğ., 2018; Kvenvolden, 1995). Örneğin Yapı I hidratı oluşturan  $CH_4$  hidratları %100'e yakın  $CH_4$  içermektedir. Ayrıca  $CH_4$  hidratları büyük ve küçük kafesi önemli oranlarda doldururlar.  $CH_4$  ve su moleküllerinden oluşan reaksiyon işlemi **Denklem 2.1**'de gösterilmektedir.  $N_h$  (hidrat numarası) parametresi bir birim  $CH_4$  hidratı oluşumunda kaç tane su molekülü gerektiğini **Şekil 2.9**'de ayrıntılı olarak göstermektedir. Aynı şekilde Yapı I'e ait olan bir birim  $CH_4$  hidratının oluşmasında, teorik olarak 46 tane su molekülü gerektiğini **Şekil 2.10.a**'da göstermektedir. Yapı I hidratın bir biriminde 8 tane kafes olduğu düşünülürse,  $N_h$  değeri 5,75 ( $46/8$ )'dir. Ancak bu değer tuzluluk, pH ve gaz türüne göre 6 civarına da çıkabilmektedir

(Boswell ve diğ., 2020). Açığa çıkmış olan 0,8 m<sup>3</sup> su ve 160-180 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>, kafeslerini doldurma oranına göre 1 m<sup>3</sup> hidrattan yaklaşık olarak standart koşullarda elde edilen miktardır.



Yüksek oranda gazı hapsetme özelliğinden dolayı, denizel ve permofrost alanlarda yüksek miktarda CH<sub>4</sub>'ün CH<sub>4</sub> hidratlarında bulunduğu tahmin edilmektedir. Doğada yaygın olarak bulunan CH<sub>4</sub> hidratının yanı sıra, Karadeniz, Akdeniz, Marmara Denizi ve Meksika Körfezinde termojenik kökenli gaz karışımlarından oluşan Yapı II (**Şekil 2.9**) hidratları da bulunmuştur. Deniz tabanından Yapı II'e ait gaz hidrat numuneleri toplanmakla beraber, Hazar Denizi ve Meksika Körfezinde Yapı H hidratlarının varlığında gösterilmiştir (Hester ve diğ., 2009; Ballas ve diğ., 2018).

### 2.3. Gaz Hidrat Oluşumu ve Kararlılık Koşulları

Bakteriler, binlerce ve milyonlarca yıldır deniz tabanının altında biriken sedimanlarda bulunmaktadır. Organik madde yönünden zengin katmanlar arasında birikerek oluşur. Biyojenik değişimin bir sonucu olarak metan bol miktarda salınmaktadır. Gaz hidratların kristalleştiği geçirgen sedimanlarda gazın yoğunlaşması için hızlı gaz taşınması gerekmektedir. Gaz hidrat oluşumunda, akışkanların (gaz ve su) hidrat bölgesine göçü, faylanma ve faylanma sistemlerinin faaliyeti ile gerçekleşir. Gaz kabarcıkları ya da çözünmüş gaz içeren su yukarıya çıktıkça su içeren sedimanların gözeneklerinde birikmeye başlarlar. Metan gazı, düşük sıcaklık ve yüksek basınçta hidrat oluşumunu sağlar. Gözenek boşluklarına sabitlenerek nodüller (düğüm) veya katmanlar şeklinde oluşur. Gaz hidratlar kutup bölgelerinde sıg sularda, okyanus ortası çökellerinde ve basınç ve sıcaklık koşullarının uygun olduğu kıtasal yamaçlarda çökellerde bulunur (Gürel, 2008). Gaz hidrat bileşimi ve metan çıkışı şematik olarak **Şekil 2.11**'de gösterilmiştir.

Denizel veya permafrost ortamlarda meydana gelen gaz hidrat oluşumu için yüksek metan kaynağı ve uygun termal koşulların sağlanması gereklidir. Oluşumu etkileyen faktörler arasında hidratın kimyasal bileşimi, su tuzluluğu, formasyon sıcaklığı ve jeotermal/hidrobarik gradyan yer almaktadır. Dolayısıyla, denizel ve permafrost ortamlarda hidrat bileşimi ve rezerv miktarı farklılık göstermektedir. Gaz hidrat stabilite bölgesi (Gaz Hidrat Denge Zonu-Gas Hydrate Stability Zone, GHDZ), hidrat oluşumu ve dengede kalması için gerekli basınç ve sıcaklık koşullarının sağlandığı bölgeye verilen addır. Gaz hidrat stabilite bölgesinin üst ve alt derinlikleri; jeotermal gradyan, basınç gradyanı, gözenek tuzluluğu, deniz tuzluluğu, deniz derinliği ve gazın türü gibi parametreler tarafından belirlenmektedir. GHDZ alt sınırından sonra

sıcaklık koşulları gaz hidrat stabilitesini aştığı için, bu bölgenin altından, daha derin derinliklerde gaz hidrat oluşmaz. Gaz hidrat stabilite bölgesinin kalınlığının su derinliği ile arttığı söylenebilir (Kvenvolden, 1988; Ergün ve diğ., 2000).

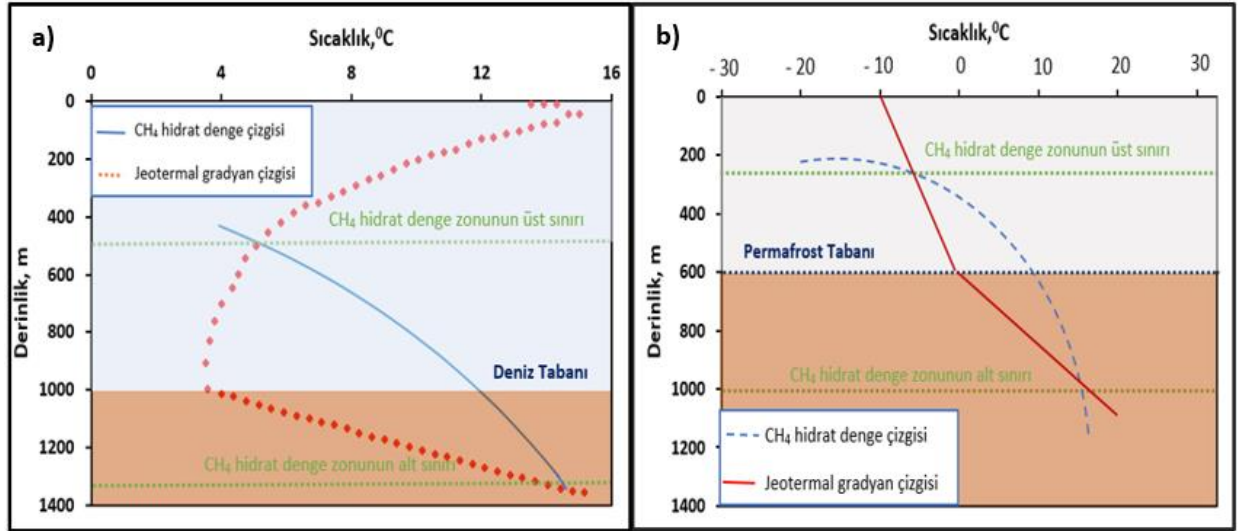


Şekil 2. 11: Metan gazı ve gaz hidratların oluşumu (Gürel, 2008)

Gaz hidratların oluşumu ve kararlılığında rol oynayan en önemli iki parametre basınç ve sıcaklıktır. Şekil 2.12’de açıklandığı gibi basınç ve sıcaklığa bağlı gaz hidrat denge eğrisine göre; basınç arttıkça, diğer bir deyişle derinlik arttıkça, gaz hidratlar görece yüksek sıcaklıklarda oluşabilmektedir. Hidratın bulunduğu ortamda basınç değerinde bir düşme ve/veya sıcaklıkta bir yükselme olduğunda gaz hidrat yapısı bozularak serbest metan gazı ve serbest su açığa çıkar. Gaz hidratın donmuş kara alanlarında (permafrost) ve denizlerde kararlı olduğu bölgenin üst ve alt sınırlarını belirlemek mümkün olmaktadır. Sözü edilen bütün bu faktörler; dünya üzerinde bölgeden bölgeye değişiklik gösterdiğinden her bir gaz hidrat alanının, kendine özgü bir gaz hidrat denge eğrisi ve kararlı olduğu bir yer bölge (GHDZ) mevcuttur.

Denizlerde, permafrost alanlardan farklı olarak su sıcaklığı ve su derinliği de GHDZ’nun oluşumunda önemli rol oynar. Genel anlamda su derinliği arttıkça hidrat bölgesinin zonunun kalınlığı da artmaktadır. Ayrıca gaz hidrat oluşumunda GHDZ içerisine yeterli miktarda gaz ve su göçünün kritik rol oynadığı belirlenmiştir. Permafrost alanlarda ve denizlerde GHDZ’nun alt sınırında serbest gaz var ise BSR ile bu alanlar tespit edilebilir (Max & Johnson, 2016). Bu seviyenin altında jeotermal gradyana bağlı olarak sıcaklık koşulları gaz hidrat kararlılık koşullarını aşmaktadır. Bu nedenle hidrat oluşumu gözlenmez, onun yerine çoğunlukla serbest metan gazı bulunabilir (Şekil 2.12. a ve Şekil 2.12.b).





Şekil 2. 12: a) Denizel ortamda CH<sub>4</sub> hidrat denge zoneu, b) Permafrost ortamında CH<sub>4</sub> hidrat denge zoneu

Gaz hidrat denge bölgesinin (GHDZ) kalınlığı, rezerv hesaplamalarında ve gaz hidrat aramalarında kullanılan en önemli parametrelerden biridir. GHDZ'nin kalınlığını tahmin etmek için jeotermal gradyan, basınç gradyanı, deniz derinliği, tuzluluk ve gaz bileşimi gibi verilere ihtiyaç vardır. Gaz hidratların keşfedildiği 1810 yılından beri farklı sıcaklıklarda ve farklı gaz bileşimlerinde gaz hidrat denge basınçları laboratuvar ortamında deneysel olarak ölçülmektedir. Literatürde bu verilerden çeşitli matematiksel ve istatistiksel denklemler geliştirilmiştir. Örneğin, Merey (2020) tarafından gaz hidratların denge koşullarını ve gaz hidrat özelliklerini tahmin edebilen HEP adlı bir simülasyon geliştirilmiştir. Şekil 2.12, örnek olarak deniz ve permafrost ortamlarındaki gaz hidrat denge bölgesi aralığı hakkında bilgi vermektedir. Şekil 2.12.a'da deniz ortamındaki jeotermal gradyan çizgisi verilmiştir. Denizlerde sıcaklığın yüzeyden deniz tabanına doğru düştüğü bilinmektedir. Bununla birlikte, deniz tabanından itibaren formasyon sıcaklığı giderek artmaktadır (Merey, 2020). HEP programı kullanılarak, hidrostatik basınç koşullarında metan hidrat denge çizgisi Şekil 2.12.a'da gösterilmiştir. Şekil 2.12.a'da örnek olarak gösterildiği gibi, jeotermal gradyan çizgisi ve metan hidrat denge çizgisi iki farklı noktada kesişmektedir. İlk kesişim noktası yaklaşık olarak 475 metre civarında derinlikte yer almaktadır. Buna istinaden deniz yüzeyi ve 475 metrelik deniz derinliği arasında kalan bölge CH<sub>4</sub> hidratı oluşması için gerekli koşullara sahip değildir. Ancak, gerekli yüksek basınç koşulları sağlandığından 475 m deniz derinliğinin altında metan hidratlar oluşabilir. Şekil 2.12.a'da 1320 m'de hidrat denge çizgisi ve jeotermal gradyan çizgisi ikinci defa kesişmektedir. Bu nokta CH<sub>4</sub> hidrat denge zonunun alt sınırını oluşturmaktadır. Bu kesişme noktasının altındaki sıcaklıklarda CH<sub>4</sub> hidrat oluşumu için gerekli basınç koşulları sağlanamadığından bu örnek için 1320 m'nin altındaki çökellerde CH<sub>4</sub> hidrat oluşamaz.

Kısacası, **Şekil 2.12.a**'da jeotermal gradyan çizgisi ile metan hidrat denge çizgisinin kesiştiği iki nokta arasındaki alan “*metan hidrat denge bölgesi (MHDZ)*” olarak ifade edilir. Buna göre deniz derinliğinin 1000 m olduğu **Şekil 2.12.a**'da MHDZ'nin kalınlığı deniz tabanından itibaren 320 metredir. **Şekil 2.12.b**'de ise, jeotermal gradyan çizgisi ve metan hidrat denge çizgisinin permafrost bölgelerinde nasıl davrandığına dair bir görsel sunulmaktadır. **Şekil 2.12.b**'de jeotermal gradyan ve metan hidrat denge çizgisi iki noktada kesişmektedir ve bu derinlikler arasındaki kısım MHDZ olarak ifade edilmektedir. Özetle, MHDZ'lerde metan hidratları tespit etmek için bir araştırma yapılmalıdır. Örneğin Krey ve diğ. (2009)'in tüm dünya için hazırladığı deniz tabanının MHDZ kalınlık haritasına göre deniz tabanından itibaren MHDZ kalınlığı bazı yerlerde yaklaşık 800-900 metreyi bulmaktadır. Termojenik hidratlar için benzer bir harita oluşturulursa, GHDZ'nin kalınlığı daha da artacaktır. Bununla birlikte, günümüzde ekonomik açıdan gaz üretimi için hedef, iri taneli kumlar içerisinde bulunan metan ( $\text{CH}_4$ ) hidratlarıdır.

Deniz tabanından itibaren MHDZ'nin kalınlığı aşağıdaki şartlarla artar:

- Jeotermal gradyanının ve deniz taban sıcaklığının düşük olması,
- Formasyon gözenek suyunun tuzluluğunun az olması,
- Deniz derinliğinin yüksek olmasıdır. Ancak günümüz sondaj teknolojisinde 3600 m deniz derinliğine kadar sondaj yapılabilmektedir.

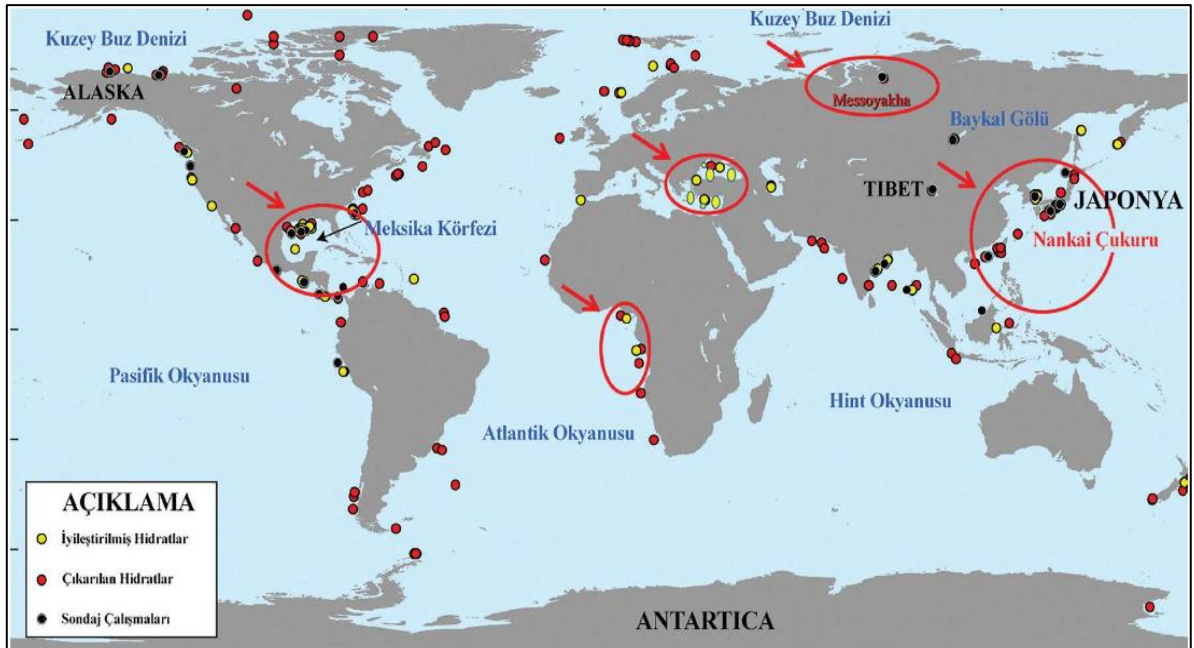
MHDZ kalınlık haritası bazı durumlarda kafa karışıklığına neden olur. Örneğin MHDZ, deniz tabanından itibaren 320 m kalınlıkta ise bu 320 m aralığında metan hidratların olacağı anlamına gelmez. İlgili aralık içerisinde gaz ve su moleküllerinin bir arada olması gerekmektedir. Deniz ortamındaki sık sedimanların gözeneklerinde su bulunması açısından herhangi bir sorun yoktur. Önemli olan, metan oluşumu için ilgili alanda koşulların olması ve metan kaynağı bulunmasıdır. Termojenik veya biyojenik/termojenik karışımlardan kaynaklanan gaz hidratlarına doğada rastlamak mümkündür; ancak sık sedimanlarda gaz kaynağı çoğunlukla biyojenik kaynaklı metandır (Merey, 2020).

## BÖLÜM 3

### 3. DÜNYADAKİ GAZ HİDRATLARIN KONUMU

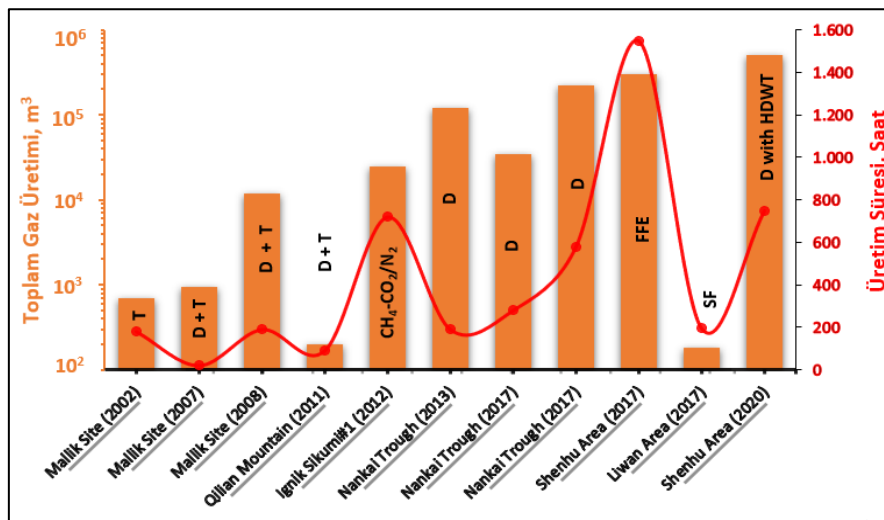
#### 3.1. Gaz Hidratların Dünyadaki Potansiyeli

Gaz hidratlar dünya çapında geniş bir alanı kaplamaktadır (Şekil 3.1). Gaz hidrat arama ve üretim projelerinin sayısında 2002 yılından itibaren sürekli olarak bir artış görülmüştür (Sahu ve diğ., 2020; SBC Energy Institution, 2015; Ye ve diğ. 2020). Aynı süreçte; Kanada, ABD, Japonya ve Çin'de de gaz hidrat üretiminin önem kazandığı belirtilmiştir. Japonya ve Çin'de bulunan denizlerde gaz hidrat üretim testleri yapılmıştır. Gaz hidratlardan ekonomik gaz üretimi için yüksek hidrat doygunluğuna sahip, yüksek geçirgenli ve yüksek gözenekli kumlar önemli hedeflerdir (Collett, 2019). Bununla birlikte, Güney Çin Denizi'nin Shenhua bölgesinde silt & kil içeren gaz hidrat rezervuarları yaygın olarak bulunmaktadır. Bu amaçla 2017 ve 2020 yıllarında Çin sahalarında gaz hidrat üretim testleri yapılmıştır. Silt & kil içerisindeki hidrat rezervuarlarının, düşük gözenekliliğe ve düşük gaz hidrat doygunluğuna sahip olduğu bilinmektedir (Li ve diğ., 2020; Xu & Singh, 2020). Bu durum, bu tür rezervuarların, kum içeren hidrat rezervlerine kıyasla dezavantajlı olduğu anlamına gelmektedir. Bu tür düşük geçirimli formasyonlarda (silt & kil) hidrolik çatlatma ve yatay sondaj teknolojilerine gerek vardır.



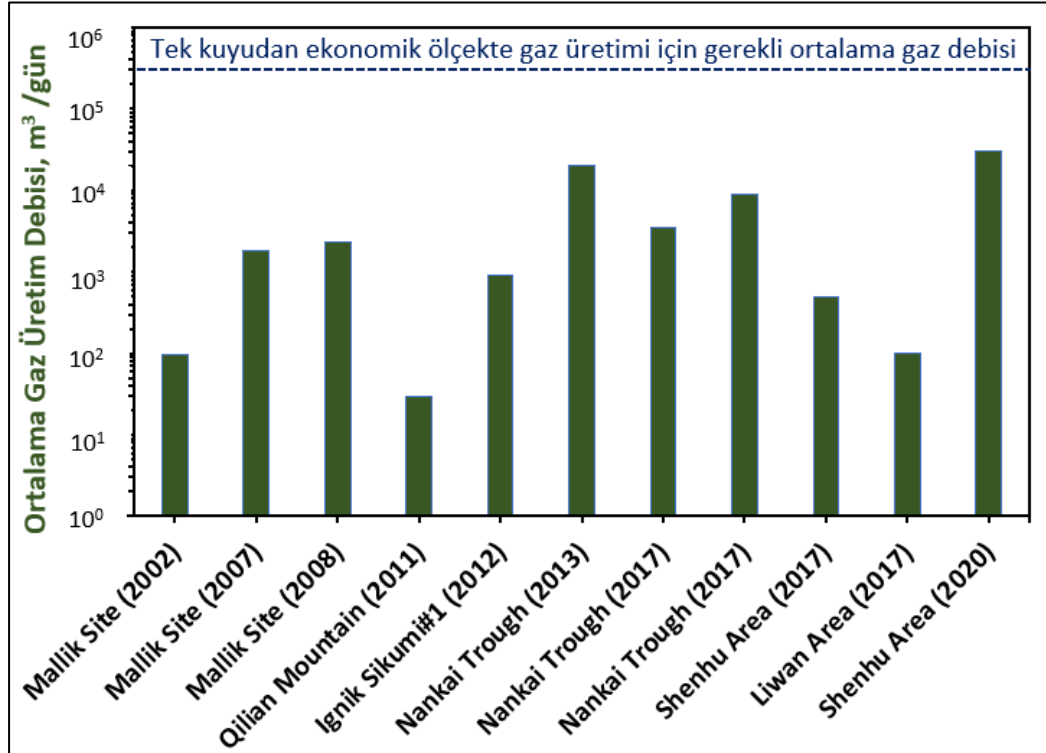
Şekil 3. 1: Gaz Hidratların dünyadaki dağılımı ve gaz hidrat çalışmaları (Çifçi, 2021)

250 yıl önce buhar makinesinin icadıyla başladığı varsayılan “Birinci Sanayi Devrimi”nden günümüze kadar “kömür-petrol-doğalgaz” uygarlığı olarak nitelendirilebilir. “Doğa”, yukarıda bahsedilen geleneksel fosil yakıtlar açısından zengin yerleri belirlerken çok seçici olmuştur. Petrol ve doğalgaz kaynaklarının, dünyanın bazı bölgelerle sınırlı mevcudiyeti bilinen bir gerçektir. Bu açıdan bakıldığında, petrol ve gaza kıyasla çok daha eşit dağılmış olan gaz hidrat kaynakları ve bu kaynakların yakın çevresinde yer aldığı ülkeler için çok daha fazla bağımsızlık sunmaktadır. Bütün dünya ölçeğinde gaz hidratlarda tutulan/depolanmış metan gazı miktarı; dünyadaki tüm fosil yakıtlarında tutulan karbonun en az iki katı, petrol ve doğalgaz kaynaklarının elli katından fazla olarak tahmin edilmektedir (Kvenvolden, 1999). Mevcut gaz hidrat birikimlerinin; güncel teknoloji ile tespit edilmiş sadece küçük bir kısmının ticari potansiyeli belirlenmiş olup, gerçek rezerv ve bunun ülke ekonomilerine sağlayacağı katkı çok daha fazla ve mevcut kaynak devasa boyuttadır. **Şekil 3.1**’de gaz hidratların dünyadaki dağılımları gösterilmektedir. Bu şekilde yer alan daire içindeki alanlarda; Rusya’nın Messoyakha mevkiinde belli bir miktarda gaz hidrat rezervi konvansiyonel gaz rezervinin hemen üzerinde mevcut olup bu alanda 1970’den beri  $9.35 \times 10^9 \text{ m}^3$  gaz üretilmiştir (Ergün ve diğ., 2000). Alaska, Meksika Körfezi, Angola Körfezi, Karadeniz ve Doğu Akdeniz gibi alanlardaki potansiyel gaz hidrat alanları ile, denizde ilk üretimin gerçekleştirildiği Nankai Çukuru, Güney Çin Denizi gibi gaz hidrat alanlarını göstermektedir. Denizel gaz ve gaz hidrat birikimi açısından önemli bir yere sahip olan Karadeniz, Marmara ve Doğu Akdeniz münhasır ekonomik bölgesi içinde yapılacak çalışmalardan elde edilecek potansiyel gaz üretimi, Türkiye ekonomisi açısından oldukça önemlidir.



**Şekil 3. 2:** Saha ölçeğinde gaz hidrat üretim denemesi sonuçları (T: Termal Yöntem; D: Basınç düşürme; CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>: CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> Yer Değiştirme; FFE: Oluşum Sıvısı Ekstraksiyonu; SF: Katı Akışkanlaştırma; HDWT: Yatay/Yönlü Kuyu Teknolojisi) (Merey ve diğ., 2020'den uyarlanmıştır)

Son 20 yılda gerçekleştirilen gaz hidrat üretim testlerinin sonuçlarını ve üretim testlerinde kullanılan yöntemleri **Şekil 3.2**'de gösterilmektedir. Tek bir konvansiyonel (ekonomik) gaz kuyusu için ortalama gaz üretim debisi  $3 \times 10^5$  ile  $5 \times 10^5$  m<sup>3</sup>/gün civarında olması gerektiği belirtilmektedir (Ma ve diğ., 2020). **Şekil 3.3**'te dünyadaki gaz hidrat üretim testlerinde elde edilen gaz üretim debi miktarlarının ticari üretim seviyesinin altında olduğunu gösterilmektedir. Bu nedenle yeni üretim tekniklerine ihtiyaç olduğu ve farklı kuyu konfigürasyonlarının üretim hızını nasıl etkileyeceği üzerine çalışmalara ihtiyaç vardır.



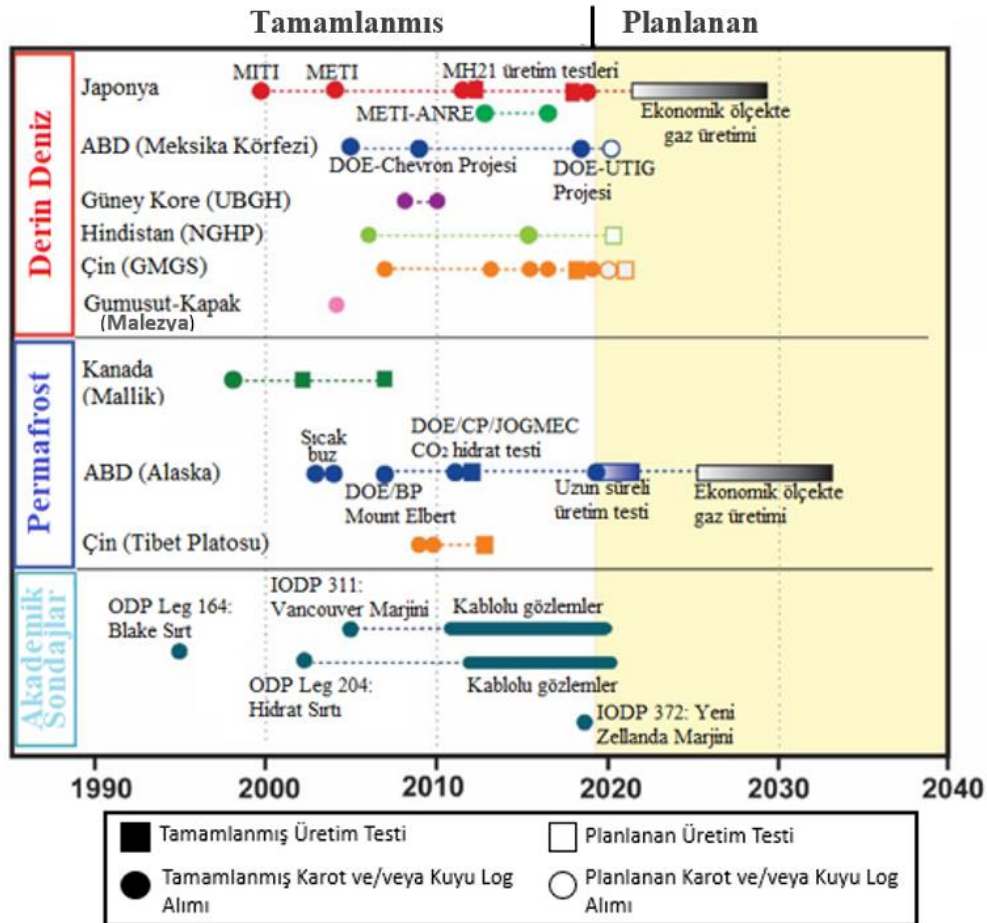
**Şekil 3. 3:** Dünyadaki gaz hidrat üretim testlerindeki ortalama gaz hidrat üretim debileri (Merey ve diğ., 2020'den uyarlanmıştır)

**Şekil 3.3**'te görüldüğü üzere, 2002 ve 2020 yılları arasında gerçekleştirilen gaz hidrat üretim testlerinde; kum üretimi, yüksek su üretim debisi, düşük gaz üretim debisi, ve pompa arızası gibi çeşitli problemlerle karşılaşmıştır. Uzun süreli ekonomik gaz üretimi için düşük gaz üretim debileri yeterli değildir (Chen, Merey ve diğ., 2020; Liu ve diğ., 2019). Yüksek bir gaz üretim debisi elde etmek için yeni sondaj teknikleri, yeni kuyu tamamlama teknikleri ve gelişmiş üretim teknolojileri gereklidir. Sağ ve gevşek denizel sedimanlarda yatay kuyu teknolojisini, gaz hidrat üretim testlerinde ilk olarak kullanan ülke 2020 yılında Çin olmuştur. Yapılan testler, Güney Çin Denizi'nin Shenhu bölgesinde bulunan killi silt rezervlerinde 30 günde gerçekleştirilmiştir. Bu çalışma sonucunda üretilen toplam gaz miktarı yaklaşık 861.400 m<sup>3</sup> miktarındadır. Ortalama günlük gaz üretimi ise 28.700 m<sup>3</sup> olarak kaydedilmiştir. **Şekil 3.3**

incelendiğinde, 2020 yılında Shenhu sahasında gerçekleştirilen testin (yatay kuyu üretimi), 2017 yılında Shenhu sahasında gerçekleştirilen testten (dikey kuyu üretimi) 5,57 katı olduğu görülecektir (Xie, 2020; Ye ve diğ., 2020). Ayrıca 2020 yılında Shenhu Bölgesi'ndeki ortalama gaz üretimi, ticari gaz üretim debisinin yalnızca % 9,6 civarındadır. Bu nedenle gaz üretim debisinin artırılması ve su üretim debisinin azaltılması yönünde çalışmalara ihtiyaç vardır.

### 3.2. Dünyada Gaz Hidratlar Arama Faaliyetleri

Bazı ülkeler, yerel enerji kaynaklarını genişletmek için metan hidrattan gaz üretiminin ticarileştirilmesini hedeflemektedir. Gaz hidrattan gaz üretmeye yönelik yapılan yeni nesil üretim testleri dünyanın farklı bölgelerinde gerçekleştirilmiştir. **Şekil 3.4**'de gaz hidrat arama ve üretim çalışmalarına ait çalışmaları özetlenmektedir. Gaz hidratların bir enerji kaynağı olabileceği fikri 1970 yılında ilk kez gündeme gelmiştir. Fakat 1995 yılına kadar dünya genelinde arama ve üretim faaliyetlerine geçilmemiştir. Dünya genelinde yaşanan siyasi gelişmelerle birlikte, alışlagelmiş hidrokarbon enerji kaynaklarına dayanan rezerv miktarlarının alarm vermesi ve küresel ısınma ile beraber doğalgazın önemini artmıştır.



**Şekil 3. 4:** Dünyadaki tamamlanmış ve projelendirilmiş gaz hidrat sahaları için zaman çizelgesi diyagramları (Collett, 2019)



Genel olarak gaz hidrat rezervuarlarından gaz üretimi esnasında karşılaşılan zorluklar şu şekilde özetlenebilir (Merey, 2020).:

- Sondaj/kuyu tamamlama esnasında gaz hidratların, sıcaklık, basınç ve kimyasal şartlarındaki değişimlere duyarlı olması,
- Düşük gaz üretim debisi,
- Yüksek su üretim debisi,
- Kum üretimi,
- Denizel ortamda deniz tabanının sadece birkaç yüz metre altında yer aldığından katı hidratların gevşek sedimanları bir arada tutması ve çözünmesi ile jeomekanik riskler oluşturmaktadır.

**Şekil 3.4'**de dünya çapındaki önemli gaz hidrat projeleri için zaman çizelgesi grafikleri gösterilmektedir. Gaz hidratları, dünyada diğer hidrokarbon kaynaklarına göre daha eşit bir şekilde dağılmıştır. **Şekil 3.4'**de gösterildiği gibi permafrost ve derin denizlerdeki projelerin amacı, gaz hidratların bir enerji kaynağı olarak potansiyelini değerlendirmek, akademik deniz sondaj projelerinin amacı ise, gaz hidrat yatakları ile ilgili çevresel kritik araştırma sorularını cevaplandırmaktadır. **Şekil 3.4'**deki Akademik Sondaj Projeleri; Okyanus Sondaj Projesi (ODP; 1983–2003), Entegre ODP (IODP; 2003–2013) ve 2013'te başlayan Uluslararası Okyanusta yapılan Keşif Projesi'dir (IODP). Uluslararası derin deniz sondaj projeleri; Ulleung Havzası Gaz Hidratları projesi (UBGH; Güney Kore), Ulusal Gaz Hidratları Projesi (NGHP; Hindistan) ve Guangzhou Deniz Jeolojik Araştırması'dır (GMGS; Çin).

Bununla birlikte birçok yerde gaz hidrat yatakları hala keşfedilmemiştir. Mevcut jeofizik teknikler sedimanları tanımlayabilir ancak sedimanlardaki gaz hidrat miktarını daha iyi belirlemek için yeni teknolojiler geliştirmeye ihtiyaç duyulmaktadır. Günümüzde; derin deniz sondaj, kuyu tamamlama teknolojilerinin kullanımı yoluyla sedimanların karakterizasyonu ve basınçlı gaz hidrat karotları üzerine yapılan çalışmalar oldukça önemlidir. **Şekil 3.4'**te yer alan, 1995 yıllardan günümüze kadar yapılan kapsamlı arama ve üretim testlerinin özeti incelendiğinde 1995 yılından itibaren gaz hidrat arama ve 2002 yılından itibaren gaz hidrat üretim test faaliyetleri hızla artmaya başladığı görülmektedir. Ayrıca aynı diyagramda, Japonya, Çin, ABD ve Hindistan gibi birçok ülke denizel ve permafrost alanlarda yeni gaz hidrat testleri gerçekleştirmeyi planladıkları anlaşılmaktadır. Gaz hidrat üretim testi aşamasına ulaşıncaya kadar öncelikle çalışma alanına ait sismik verilerin toplanması gerekmektedir. Bu sebeple, deniz tabanından sediman, gaz ve gaz hidrat numuneleri toplanarak bölgedeki gaz

hidrat potansiyeli değerlendirilir. Daha sonra sondaj faaliyetlerinde toplanan kuyu log verileri analiz edilir. Sonrasında karot ve gaz numunelerinin jeolojik ve jeokimyasal deneylerden geçirilmesi önem arz etmektedir. Çünkü, gaz hidrat doygunluğu, gaz kompozisyonu, litoloji, gözeneklilik ve geçirgenlik hakkındaki veriler numerik üretim simülasyonlarının yapılması için oldukça önemli verilerdir. Son olarak, elde edilen veriler üretim testi için uygunsa üretim testi planlama aşamasına geçilir (Merey, 2020).

### **3.3. Dünyada Gaz Hidratlar Üretim Faaliyetleri ve Üretim Yöntemleri**

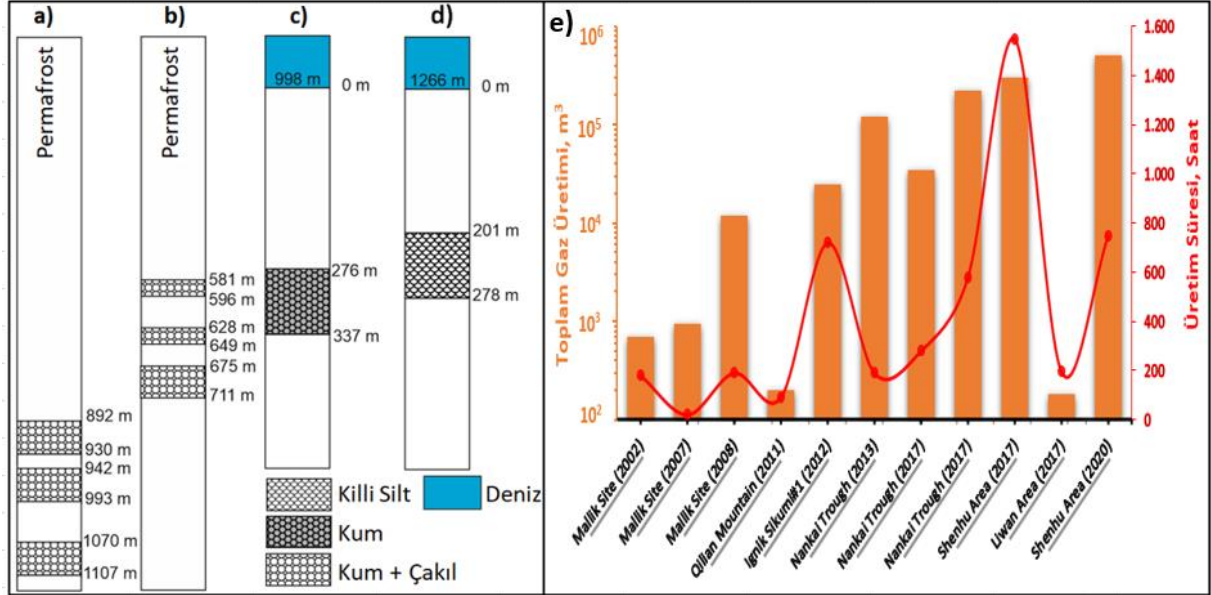
#### **3.3.1. Gaz Hidratlar Üretim Faaliyetleri**

Gaz hidrat üretiminde test aşamasına geçmeden önce ilk olarak; gaz hidrat rezervuar verileri jeofizik etüt, jeolojik keşifler, LWD sondajı ve karot operasyon verileri toplanması gerekmektedir. Gaz hidrat rezervuar verilerinin değerlendirilmesinden sonra üretim testlerinin yapılabileceği yerler seçilir. Test yönteminin tasarlanmasından sonra gaz üretim testi başlatılır. Günümüzde gaz hidratlardan ekonomik ve güvenli gaz üretimini sağlayacak yeni bir yöntem henüz keşfedilmemiştir. Bu nedenle gaz hidrat üretim çalışmaları henüz test (Ar-Ge) aşamasındadır. Uzmanlar tarafından büyük rezerv miktarları sebebiyle geleceğin enerji kaynağı kabul edilen gaz hidratların üretim yöntemleri denizel ve permafrost ortamlarda test edilmiştir (Li ve diğ., 2018; Liu ve diğ., 2019). **Şekil 3.4** ve **Şekil 3.5**'te 2002 ile 2020 yılları arasındaki kümülatif gaz üretimi ve gaz hidrat üretimi test süreleri özetlenmiştir. 2017 yılında Güney Çin Denizi'ndeki Shenhu Bölgesi'nde iki farklı üretim testi uygulanmıştır (Li ve diğ., 2018; Liu ve diğ., 2019). Yapılan testlerden biri "Formasyon Akışkanı Ekstraksiyonu"dur. 2017 yılında Güney Çin Denizi'ndeki Shenhu Bölgesi'nde 60 gün süresince bu yöntem uygulanarak yaklaşık 309.000 standart m<sup>3</sup> gaz üretilmiştir (Li ve diğ., 2018). Formasyon akışkanı ekstraksiyonu yönteminin üç fazlı bir kontrol sistemini birleştirdiği belirtmiştir. Bu yöntemde gaz hidrat içeren gözekli ortamdan akışkan çekilirken hidrat faz durumu ve formasyonun jeomekanik stabilizasyonu da kontrol edilmektedir. 2017-Shenhu Bölgesi testinde, düşük geçirgenliğe sahip kil+siltli gaz hidrat rezervuarından temel olarak basınç düşürme yöntemiyle gaz hidrat çözünmesi sağlamıştır (Liu ve diğ., 2019).

2002 ve 2020 yılları arasında gerçekleştirilen üretim testlerine göre, gaz hidratlardan gaz ve su üretimi yapılırken jeomekanik stabilizasyonu önem arz etmektedir. Ancak basınç düşürme yönteminde iri kumlardaki gaz hidratları çözerken, rezervuarı jeomekanik olarak stabil tutmak oldukça zordur. Dolayısıyla, Shenhu Bölgesi'nin kil+siltli çökellerindeki gaz hidratlardan akışkan üretimi sırasında jeomekanik stabilizasyonu sensörler vasıtasıyla anlık



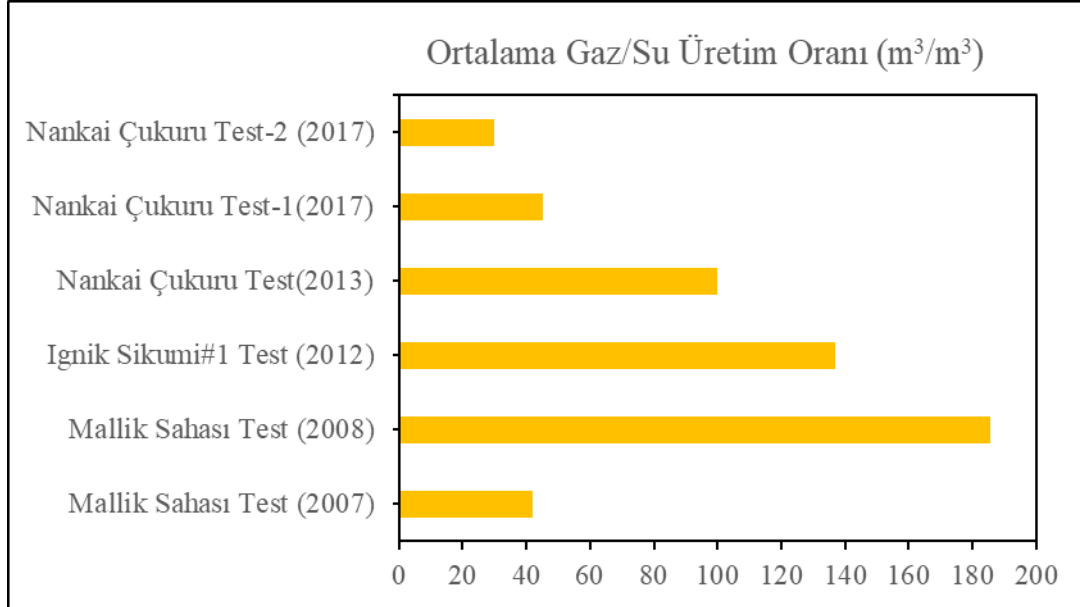
olarak izlendiği ilgili çalışmalarda belirtilmiştir. 2017 yılında ayrıca Çin'in Güney Çin Denizi'ndeki Shenhu Bölgesi'nde, 'Katı Akışkanlaştırma' diye isimlendirilen çok riskli bir yöntemde uygulanmıştır. Bu test yardımıyla, kısa sürede sadece 81 standart m<sup>3</sup> gaz üretilmiştir. (Liu ve diğ., 2019). Ancak bu yöntem çevre, sağlık ve güvenlik açısından, deniz tabanına yakın gaz hidratlarını parçalar haline dönüştürdüğü için büyük tehlike arz etmektedir.



**Şekil 3. 5:** a) Mallik Sahası, Kanada, b) Ignik Sikumi#1 Kuyusu, Alaska, c) Nankai Çukuru, Japonya, d) Shenhu Alanı, Güney Çin Denizi, Çin, e) 2002-2020 yılları arasında dünyada yapılan gaz hidrat üretim test verileri (Li ve diğ., 2018 ve Xu & Singh, 2020'den uyarlanmıştır.)

2002-2020 yılları arasındaki gaz hidrat arama ve üretim faaliyetlerine göre, basınç düşürme yönteminin (%50-%80 gaz geri kurtarımı) CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> yer değiştirme, termal enjeksiyon ve kimyasal enjeksiyon arasındaki en verimli üretim yöntemi olduğunu görülmektedir (SBC, 2015). Gaz hidratlardan gaz üretimi sırasında çıkacak en önemli sorunlardan biri de yüksek su üretim oranıdır. **Şekil 3.6**'de, son gaz hidrat üretim testlerindeki ortalama gaz/su üretim oranları gösterilmektedir. Bu oran 27,2 ile 185,7 arasında değişmektedir. Gaz hidratlarından gazla birlikte üretilen yüksek miktarda su nedeniyle gaz yüzeye kendiliğinden ulaşamaz. Bu nedenle, gaz hidratlardan gaz üretilmesi için suyu harekete geçirmek için üretim pompası gereklidir. **Şekil 3.6**'de analiz edildiğinde en yüksek gaz/su üretim oranı ~185,7 civarındadır. Bu oran basınç düşürme ve termal enjeksiyon kombinasyonunun uygulandığı 2008-Mallik Saha testinde elde edilmiştir.

2023/2024 yılları arasında kısa ve uzun süreli gaz hidrat üretim testleri Alaska’da, Çin’de ve Japonya’da beklenmektedir (Merey & Zhu, 2023). Özellikle uzun süreli gaz hidrat üretim testleri, üretim ile ilgili problemlerin çözülmesi için önemli bir veri seti sunacaktır.

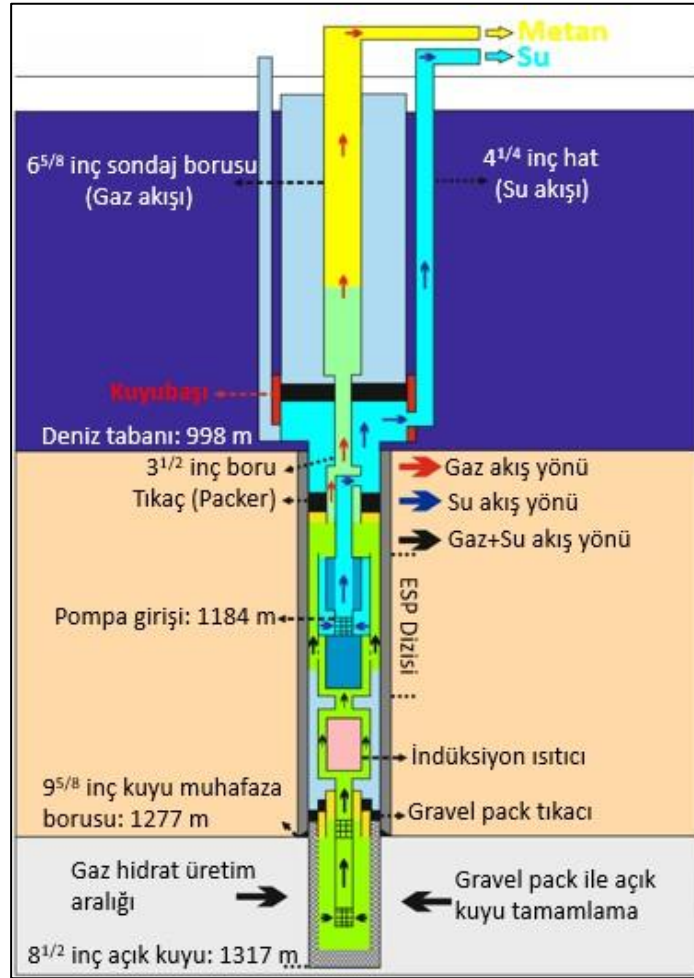


**Şekil 3. 6:** Son yıllarda gaz hidrat üretim testlerinde ortalama gaz/su üretim oranı (EPGH, 2008; Schoderbek ve diğ., 2013; Yamamoto ve diğ., 2017; Yamamoto ve diğ., 2019)

Uzmanlar tarafından, konvansiyonel gaz rezervuarlarında gaz/su üretim oranı 20.000 ( $\text{m}^3/\text{m}^3$ ) ile 89.000 arasında değiştiği belirlenmiştir (SBC, 2015; Hancock ve diğ., 2019). Diğer yandan gaz hidratlardan gaz üretim testlerine göre gaz hidratlardan gaz üretilirken gaz/su üretim oranı 27,2 ile 185,7 arasında değişmektedir. Genel olarak, geleneksel gaz rezervuarları için, su üretimi sınırlardaki (alt-üst tabakalar) bir akiferden kaynaklanabilir. Bazı teknikler kullanılarak (jel işlemleri) gaz kuyularına su akışından kaçınmak mümkün olmakla beraber, gaz hidratlarda su üretimi gaz hidrat çözünme sürecinin bir kaçınılmaz bir parçasıdır (Hancock ve diğ. 2019). Bölüm 2’de bahsedildiği gibi, 1  $\text{m}^3$  gaz hydratta yaklaşık  $\sim 164\text{-}180 \text{ m}^3$  gaz ve  $0,8\text{-}0,9 \text{ m}^3$  su açığa çıkmaktadır. Bu nedenle gaz hidratlar için üretim pompaları kullanılması elzemdir. Son gaz hidrat üretim testlerinde (yani Mallik Sahası, Nankai Çukuru, Shenhu Sahası) elektrikli dalgıç pompalar (ESP’ler) kullanılmıştır (Yamamoto ve Dallimore, 2008; Birchwood ve diğ., 2010; Matsuzawa ve diğ., 2014; Li ve diğ., 2019). Örneğin, Nankai Çukurunda kullanılan ESP dizisi **Şekil 3.7**’de gösterilmektedir.

Permafrost bölgelerinde gerçekleştirilen Mallik Sahası üretim test kuyusunda, ESP ile su üretilerek borularla yüzeye pompalanmıştır. Öte yandan, açığa çıkan gaz ESP dizisindeki gaz separatörü ile ayrılmış olup böylece gaz başka boru ile yüzeye taşınmıştır. ESP girişinde

%10 veya daha fazla serbest gaz olması durumunda ESP dizilerine gaz separatörü eklenir (Bearden, 2007). Bu nedenle, üretim kuyuları için gaz separatörlerinin ESP dizisine takılması gerektiği kaydedilmiştir. ESP'nin alt kısmında yer alan basınç ve sıcaklık sensörleri yardımıyla değişiklikleri izlemek önem arz etmektedir. ESP dizisindeki ısıtıcı, kuyu içinde gaz hidrat oluşumu önlemek amacıyla kullanılmaktadır. ESP dizisinin girişini tıkkama riskine karşılık kum eleği takılması zorunluluktur. Örneğin, Mallik 2L-38 kuyusunda (casingle tamamlanmış ve herhangi bir kum kontrolü yapılmadan perfore edilmiş) ESP, kum üretimi nedeniyle hasar görmüştür (Li ve diğ., 2019).



Şekil 3. 7: 2013-Nankai Çukur testi için üretim dizisi (Merey ve diğ., 2020)

Şekil 3.7'de 2013-Nankai Çukur Testi için kullanılan ESP üretim dizisi gösterilmektedir. 2013-Nankai Çukur testinde gravel pack (açık kuyu çakılla tamamlama tekniği) ile üretim kuyusu (AT1-P) tamamlanmış olmasına rağmen bu teknik kum üretimini engelleyemediği için kum üretimi ( $\sim 30 \text{ m}^3$  kum) AT1-P'de ESP'ye zarar vermiştir (Yamamoto ve diğ., 2017; Li ve diğ., 2019).

### 3.3.2. Gaz Hidrat Üretim Yöntemleri

Günümüzde gaz hidratlarından gaz üretmek için en yaygın olarak kullanılan üç farklı üretim metodu kullanılmaktadır. Bu metotlar esas olarak gaz hidratların iki faz (su ve gaz) durumuna geçmesi prensibine bağlıdır. Çözünmenin meydana gelmesi için gaz hidratların stabilite (denge) şartlarının değiştirilmesi gerekmektedir. Bu koşulların değişimi termal enjeksiyon, inhibitör enjeksiyon ve basıncı düşürme metotları ile sağlanmaktadır. Açığa çıkan serbest gaz, sudan ayırıştırma işlemleri yapılarak kullanıma hazır hale getirilmektedir. Gaz hidratlardan gaz elde etmek için uygulanan yöntemler **Şekil 3.8**'de şematik olarak gösterilmiştir. Gaz hidratlardan gaz üretimi için genel olarak kullanılan en yaygın üretim yöntemleri aşağıda özetlenmiştir:

#### a) Termal Enjeksiyon

Gaz hidratların çözünmesini gerçekleştirmek için termal enjeksiyon yöntemi sıcaklığın artırılmasıyla uygulanan bir tekniktir (**Şekil 3.8**) (Demirbas, 2010; Arora ve diğ., 2015; Janicki ve diğ., 2017). Bu teknikle, gaz hidrat içeren sedimanlara buhar, sıcak su enjeksiyonu, dolaylı olarak elektrik veya mikro-dalga yollarla ısı uygulanır. Bu yöntemle ortamın sıcaklığı arttığından gaz hidrat çözünmeye başlar (**Şekil 3.9**). Böylece hidratın çözünmesiyle açığa çıkan gaz ve su perforelere doğru hareket eder. Termal yöntemler proje maliyetini artırması ve diğer teknik sorunlar (jeomekanik riskleri artırması) bu yöntemin olumsuz taraflarını oluşturmaktadır (Yang ve diğ., 2016).

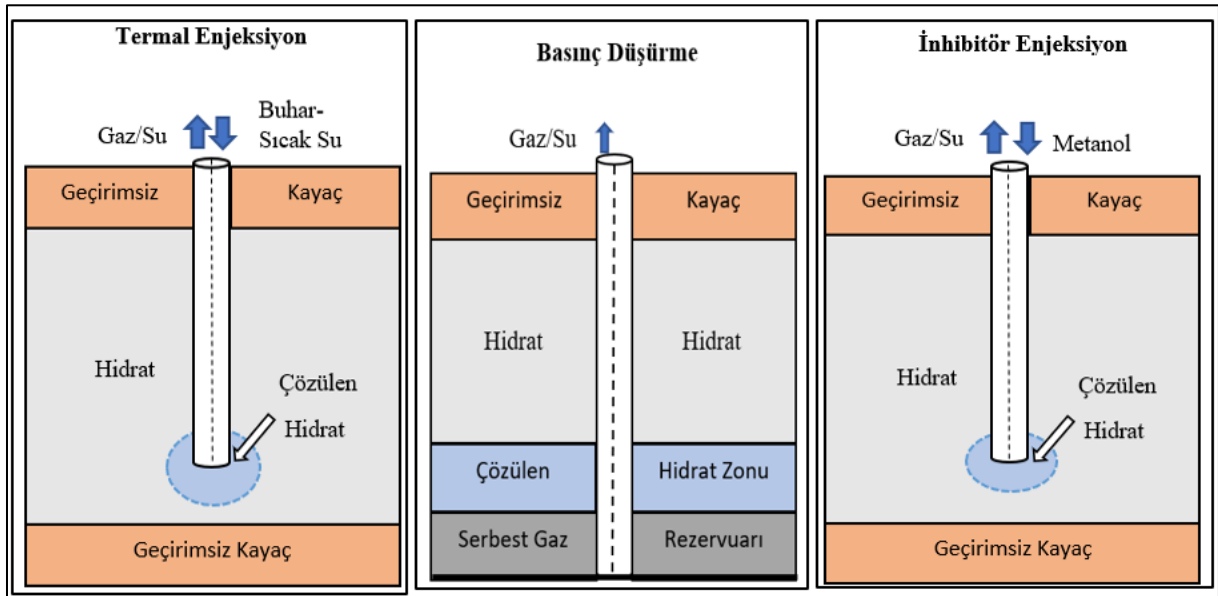
#### b) Basıncı Azaltım

Basıncı azaltım (rezervuar basıncının hidrat dengesinin altına düşürülmesi) yöntemi gaz hidratlardan gaz üretimi için bilinen en ekonomik yöntemlerden biridir (**Şekil 3.8**) (Xu ve Sen, 2015). Aynı zamanda teknik açıdan en kolay uygulanabilir yöntemdir. Hidrat üzerindeki basınç, kararlı bir durumdan kararsız bir duruma düşürüldüğünde, başka herhangi bir enerji girişi uygulamadan çözünme işlemine başlayabilmektedir (**Şekil 3.9**) (Bollavaram ve Sloan, 2003). Basıncı düşürme yöntemi, gözeneklerdeki serbest suyu ve/veya gazı üreterek sağlanabilir. Batı Sibirya Havzasındaki Messoyakha Sahasından ve Barrow Gaz Sahalarından üretim verilerine bakıldığında konvansiyonel gaz rezervuarlarındaki basınç düşümünün komşu hidrat tabakalarında çözünmelere neden olduğu gözlemlenmektedir. Permafrost hidrat rezervlerinin rezervuar modellemesinde, mevcut üretim teknikleri içerisinde basınç düşürme yönteminin yeterli olduğu ve gaz hidrat rezervuarları için ticari olarak en uygun üretim yöntemi olduğunu

göstermektedir (Moridis ve diğ., 2008). Bununla birlikte, gaz hidrat çözünmesi sonucu endotermik soğuma nedeniyle, kuyu cidarında buz oluşumu ve/veya gaz hidratın yeniden oluşumu üretimin ciddi şekilde yavaşlamasına ve gaz üretim debisinin düşmesine neden olabilir. Basınç azalım metoduyla birlikte büyük hacimlerde su üretilebilir. Bununla birlikte hidratın çözünmesi ciddi jeomekanik problemlere uzun vade de yol açabilir. Tüm bu dezavantajlara rağmen günümüzde kumların içerisindeki gaz hidratlardan gaz üretimi için şu anda en yaygın olarak tercih edilen yöntem basınç azalım yöntemidir. Bunun en önemli nedeni herhangi bir dış etken olmadan gaz hidrat rezervuarlarındaki üretim davranışlarını tespit edilmesinin hedeflenmesidir.

### c) İnhibitör Enjeksiyonu

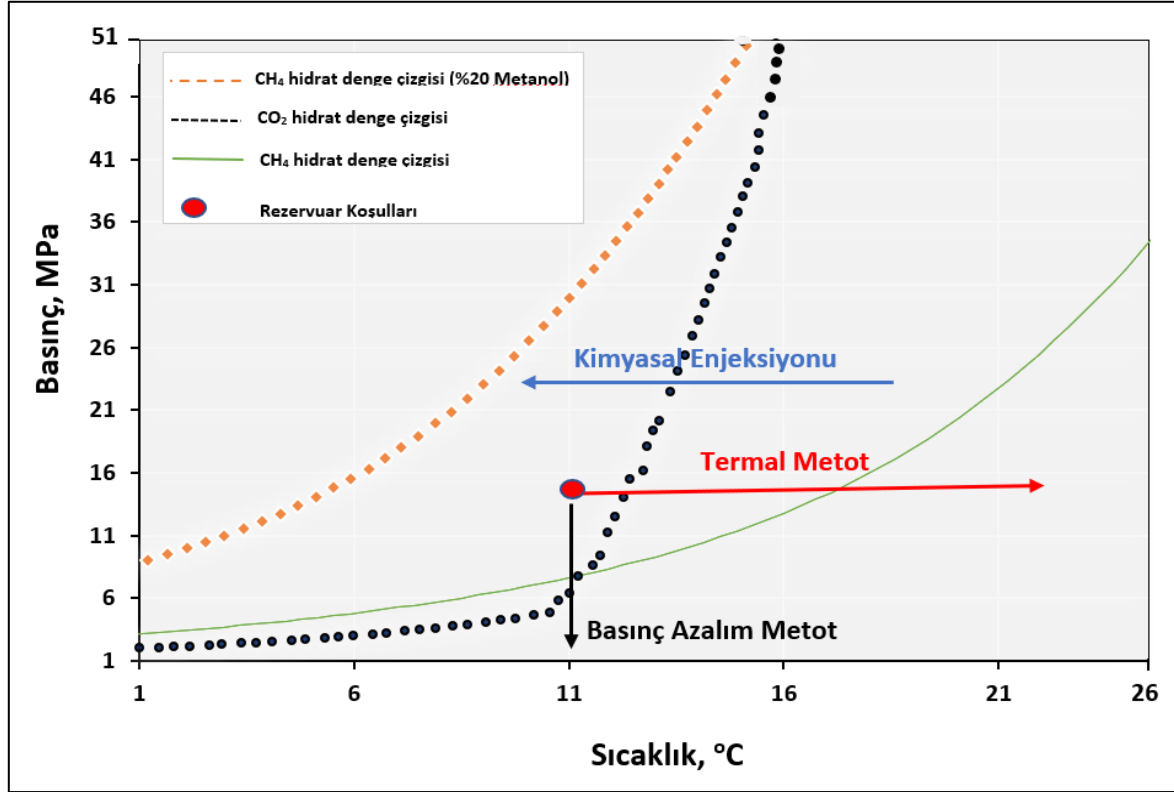
Kimyasal inhibitörün varlığı, sıcaklık ve basınç dengesinin gaz hidrat stabilize (denge) bölgesinden uzaklaşmasına neden olarak gaz hidrat çözünmesine ve bunun sonucunda metan gazının açığa çıkmasına neden olur (**Şekil 3.8**). İnhibitör enjeksiyonu, gaz hidratın çözünmesini hızlandırmak için çeşitli kimyasalların (metanol gibi) rezervuara enjeksiyonu ile uygulanmaktadır (Demirbas, 2010; Arora ve diğ., 2015; Janick, 2017).



**Şekil 3. 8:** Metan hidratlardan gaz üretimi için kullanılan bazı üretim yöntemleri (Janick, 2017'den uyarlanmış).

Demirbaş (2010)'a göre, termal enjeksiyonu ve inhibitör enjeksiyonu çok maliyetli yöntemlerdir. Ayrıca gaz hidratlardan metan üretiminde muhtemelen en etkili üretim yöntemi olan basınç azalım yöntemine göre bu yöntemler oldukça pahalıdır (Arora ve diğ., 2015). Bununla birlikte, şu anda araştırılmakta olan verimli ve sürdürülebilir üretim için birçok karmaşık sorunla birlikte gaz hidratlardan yararlanmak için hiçbir ticari ölçekli teknoloji

gösterilememiştir. Ek olarak, gaz hidratlardan gaz üretilebilirliği belirlemek için bazı jeolojik ve jeofizik faktörlerin dikkate alınması gerekir. Bunlar, gözeneklerdeki gaz hidrat doygunluğu, rezervuarın gözenekliliği ve geçirgenliği, sıcaklık, basınç, gözenek suyu tuzluluğu, gaz bileşimi, gaz hidrat rezervuar kalınlığı, sediman litolojisi, rezervuar heterojenliği ve rezervuarın alt ve üst tabakalarının özelliklerini içermektedir (Grace ve diğ., 2008).



Şekil 3. 9: Gaz hidratlar üretim metotlarının CH<sub>4</sub> hidrat denge eğrisi üzerinde gösterilmesi

Gaz hidrat üretim yöntemlerinin daha net anlaşılması için Şekil 3.9'da gösterildiği gibi kırmızı nokta örnek rezervuar koşullarında hidratların stabil olduğu durumdur. Gaz hidrat basınç-sıcaklık denge grafiğinde gösterildiği gibi hidrat denge çizgisi mevcuttur. Eğer kırmızı nokta hidrat denge eğrisinin üzerinde kalıyor ise hidrat dengededir. **Basınç azalım** metodu uygulandığında rezervuarın gözeneklerindeki serbest su ve/veya serbest gaz üretilerek rezervuar basıncı düşer ve hidrat denge çizginin altına hareket ederek hidrat çözünmeye başlar. **Termal enjeksiyonu** ise rezervuara sıcak su, su buharı, elektrik ile ısıtma veya mikro dalga ile enjekte edilir. Gaz hidrat rezervuarının sıcaklığı termal enjeksiyon metodu ile artırılarak hidrat dengesi sağa yönüne hareket edererek bozulmaya başlar ve hidratın çözünmesi sağlanır. Son olarak Şekil 3.9'da gösterildiği gibi **Kimyasal enjeksiyonu** kimyasal enjeksiyonun (örneğin %20 metanol) rezervuara uygulandığında hidrat denge çizgisini sola kaydırarak mevcut hidrat dengesini bozarak gaz hidratı dengesini bozar ve hidrat çözünmeye başlar.

#### d) CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> Yer Değiştirme Metodu

Son olarak **Şekil 3.9'**de görüldüğü üzere CO<sub>2</sub> hidratı özellikle 11°C ye kadar CH<sub>4</sub> hidrattan daha kararlıdır. Eğer bu sıcaklık altındaki CH<sub>4</sub> hidrat rezervuarına CO<sub>2</sub> enjekte edilirse, CH<sub>4</sub> Yapı I hidratının kafeslerinden çıkarak CO<sub>2</sub> ile yer değiştirmektedir. Bu yöntem CH<sub>4</sub>-CO<sub>2</sub> yer değiştirme yöntemi olarak ifade edilmektedir. CO<sub>2</sub> moleküllerinin büyüklüğünden dolayı sadece Yapı I hidratının büyük kafeslerine girebilmesi üzerine; CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> karışımı enjeksiyonunda CH<sub>4</sub> yer değiştirmesinin daha verimli olacağı ifade edilmektedir. Bu yöntem 2012/2013 yıllarında Alaska'daki Ignik Sikumi-1 kuyusunda (**Şekil 3.5**) test edilmiştir. CO<sub>2</sub> depolama potansiyeli, hidrat yapısının tam bozulmamasından dolayı jeomekanik risklerin ve su üretiminin azalma potansiyeli bu yöntemin avantajlı kısımlarıdır. Ancak CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> maliyeti, saf CO<sub>2</sub> hidratının oluşma risk gibi kısımlar bu üretim tekniğinin olumsuz yönlerini oluşturmaktadır (Chen ve diğ., 2020; Max & Johnson, 2016).

Gaz hidrat üretimindeki zorluklar düşünüldüğünde; gaz hidrat rezervuarlarında gaz ve suyun hidrat içeren gözenekli ortamda akışını modellemek oldukça önemlidir. Tüm gaz hidrat üretim testlerinin tasarımı (üretim pompası seçimi, separatör seçimi gibi) bu üretim simülasyonlarından gelen sonuçlara göre yapılmaktadır. Uzun vadeli gaz hidrat üretim testlerinden daha doğru görelî geçirgenlik değerlerinin elde edilmesi muhtemeldir. Bu nedenle gaz hidrat üretim testlerinde test sürelerinin olabildiğince uzun tutulması hedeflenmektedir. Örneğin, Alaska'da 2023/2024 yılları arasında permafrost alanda (Kuparuk 7-11-12) yer alan kum içerisindeki gaz hidratlardan en az 1 yıllık gaz üretiminin basınç azalım yöntemi ile yapılması planlanmaktadır. **Şekil 3.5'**de 2002-2020 yılları arasında gaz hidrat üretim testi yapılan sahalara ait litoloji ve üretim test verileri de gösterilmektedir. Gaz hidrat üretim çalışmaları daha çok araştırma geliştirme (ArGe) odaklı olduğu için ekonomik kısma henüz odaklanılamamıştır. Örneğin, (Vedachalam ve diğ., 2020)'e göre 4,66 \$/MMBtu doğalgaz fiyatlandırması için etkin geçirgenliği 200 mD ve hidrat doygunluğu ise %75'den yüksek olan gaz hidrat rezervuarları ekonomik açıdan hedef olarak görülmektedir.

#### 3.4. Türkiye'de Gaz Hidratların Potansiyeli

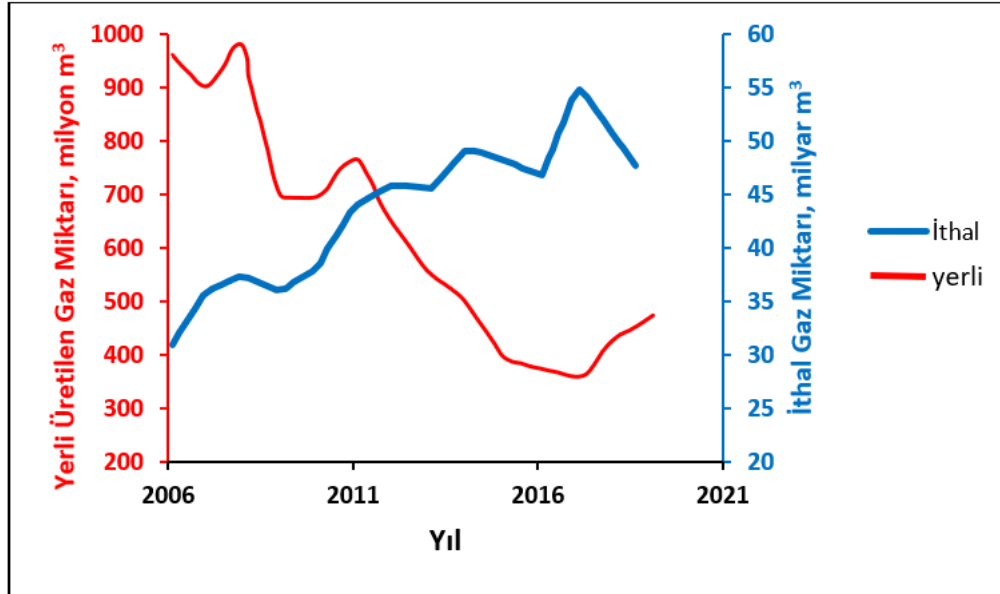
Son zamanlarda, Türkiye'nin açık denizlerinde yapılan gaz hidratları ile ilgili araştırmalar hız kazanmıştır. Özellikle Karadeniz'de, Marmara ve Ege Denizlerinde önemli miktarda gaz hidrat potansiyeli olduğu vurgulanmaktadır. Türkiye kıyılarında bulunan şelf ve açık denizlerde özellikle sismik ve akustik yöntemlerle yapılan bu aramalarda; BSR yansımaları, çamur volkanları, çamur diapirleri, gaz cepleri, gaz bacaları, gaz sızıntıları vb.







tercihlerini yeniden belirlemesi gerekliliğini ortaya çıkarmıştır. **Şekil 3.11**'de görüldüğü gibi yıllık doğalgaz talebi 60 milyar m<sup>3</sup> seviyesine ulaşan Türkiye; Almanya ve İtalya ile birlikte Avrupa'nın en büyük pazarlarından biri olmayı sürdürmektedir. Buna rağmen Türkiye'nin doğalgaz üretiminin 2011-2021 döneminde ulaştığı 476,82 milyon m<sup>3</sup> ortalama miktar ihtiyacı karşılamamaktadır. Türkiye, 2021 yılı içerisinde ithal ettiği 58,70 milyar m<sup>3</sup> doğalgazın %44,87'sine karşılık gelen 26,34 milyar m<sup>3</sup>'ü, Rusya Federasyonu'ndan ithal etmiştir. Boru hatları ile gaz ithal edilen İran'ın payı 9,43 milyar m<sup>3</sup> ile %16,07 olurken, Azerbaycan'ın payı ise Nisan 2021 döneminde süresi biten 6,6 milyar m<sup>3</sup>/yıl kontrat nedeniyle 8,82 milyar m<sup>3</sup> ile %15,03 oranına gerilemiştir (KPMG, 2022). Her ne kadar Karadeniz'deki Sakarya Doğalgaz Sahasının keşfi Türkiye'nin gaz ithalatını önemli oranda azaltacak olsa da hala ciddi oranlarda doğalgaz ithalatına gerek duyulmaktadır. Bu nedenle gaz hidratlardan doğalgaz üretimi ülkemiz için büyük önem taşımaktadır.



**Şekil 3. 11:** Türkiye'nin yıllık doğalgaz ithal ve yerli üretimi (EPDK, 2019 verilerine göre çizilmiştir)

TPAO, 20 Temmuz 2020'de Tuna-1 kuyusunda sondaj gemisi Fatih'i kullanarak sondajla başlanmıştır. Karadeniz'deki ilk ultra derin doğalgaz keşfi Ağustos 2020'de Sakarya gaz sahasında gerçekleşmiştir. Tuna-1, Karadeniz'de deniz yüzeyinden 4.525m derinliğe ulaşmak için 2.115m su derinliğinde delinmiştir. Kuyu, Pliyosen ve Miyosen kumtaşı oluşumlarında doğalgaz içeren rezervuarın 100 metreden fazlasını kesmiştir. Bu keşif, Karadeniz'de bugüne kadar gerçekleştirilen en büyük keşif olmasının yanı sıra 2020 yılında tüm dünya denizlerindeki en büyük keşif olarak kayda geçmiştir. Ağustos 2020'de Tuna-1 kuyusunda keşfedilen ilk rezerv 320 milyar m<sup>3</sup>, Ekim 2020'de Tuna-1 kuyusunda 85 milyar m<sup>3</sup> ek rezerv keşfedilmiştir. Keşif, 4.775 m derinlikte 2.117 m suda bulundu ve erken Pliyosen'den

geç Miyosen dönemine ait kumtaşlarında rezervuarda 30 m'lik ek bir gaz katmanı rastlanmıştır. Daha sonra Haziran 2021'de Amasra-1 kuyusunda 135 milyar m<sup>3</sup>'lük ikinci bir doğalgaz rezerv keşfi gerçekleştirilmiştir. Kaynaklara göre Aralık 2022'de Çaycuma-1 kuyusunda 58 milyar m<sup>3</sup> olarak üçüncü doğalgaz rezerv keşfi yapılmıştır. Tuna-1 ve Amasra-1 kuyularındaki güncellemelerle birlikte toplam rezerv, 710 milyar metreküpe ulaşmıştır. Sakarya gaz sahasındaki başarılı arama sondajı, TPAO'yu en son teknolojiyi kullanarak blokta üç boyutlu (3D) sismik verilerin saha değerlendirmesini ve edinimini gerçekleştirmeye teşvik etmiştir. Projenin ilk etabında toplam 10 adet değerlendirme kuyusu planlanmıştır. Türkali-1, Türkali-2, Türkali-3 ve Türkali-4 ekspertiz kuyularının sondajı Fatih tarafından yapılırken, TPAO'nun bir diğer altıncı nesil sondaj gemisi Kanuni, kuyu tamamlama operasyonlarını ve sondaj testlerini gerçekleştirmek için kullanılması planlamaktadır. Tuna-1'in yaklaşık 4 km kuzeybatısında yer alan Türkali-1 kuyusunda toplam 3.920 m derinlikte sondaj yapılırken, Türkali-2 kuyusunda 3.950 m derinlikte sondaj tamamlanmıştır. Birinci faz değerlendirme programının tamamlanmasıyla projede yılda 20 milyar metreküp doğalgaz üretilmesi, Türkiye'nin gaz ihtiyacının neredeyse %25'ini karşılaması beklenmektedir (TPAO, 2020).

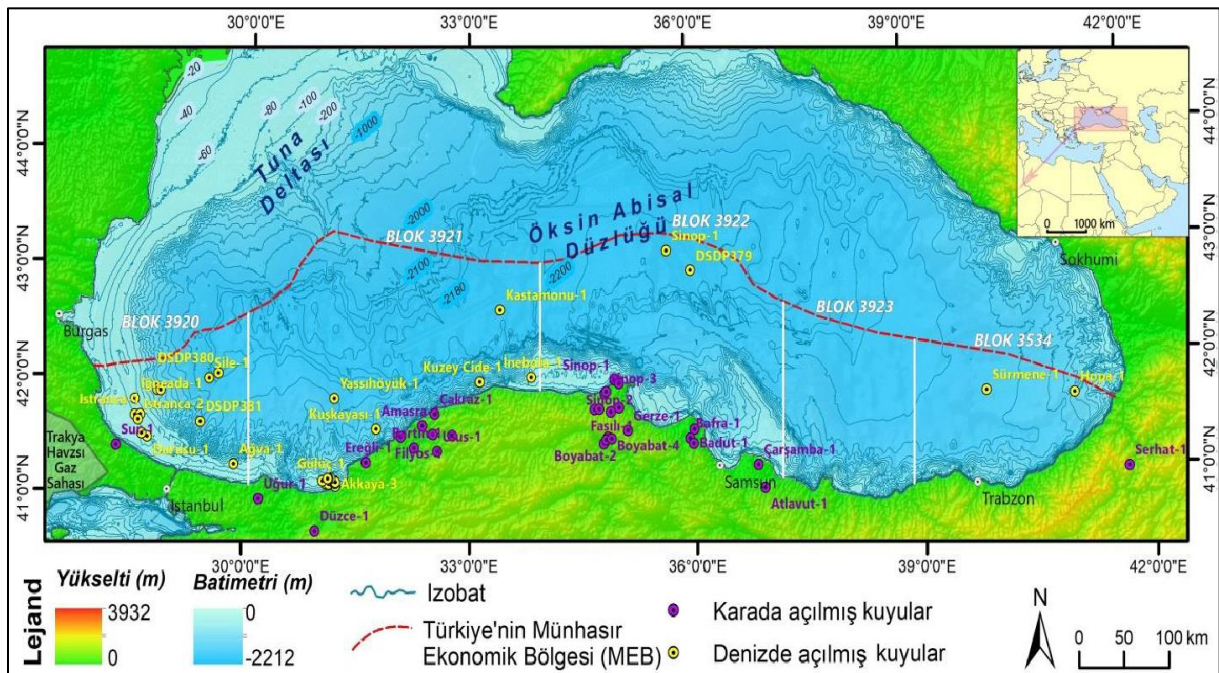
Arama faaliyetlerine ek olarak, TPAO Sakarya ve Amasra Sahalarının rezerv değerlendirmeleri için DeMac firması ile çalışma yürütülmüş ve bunun sonucunda Batı Karadeniz'deki bu iki sahada toplam yerinde gaz miktarı ~1 tcm (trilyon metre küp) olarak raporlanmıştır (TPAO, 2023). Bu sahaların sığ kısımlarında gaz hidrat potansiyelinin olduğu (Merey, 2020) tarafından vurgulanmıştır. Özellikle Sakarya Gaz projesi sırasında elde edilen sondaj verileri, sismik verileri ve diğer verilen bu gaz hidrat yapılarının tanımlanması ve üretim potansiyelinin değerlendirilmesi için büyük önem arz etmektedir.

## BÖLÜM 4

#### 4. KARADENİZ'İN GENEL ÖZELLİKLERİ

#### 4.1. Karadeniz Jeolojik Özellikler

Karadeniz, dünyanın en büyük iç denizlerinden biridir. Elips şeklinde bir havza sahip olan Karadeniz Havzasının, aynı zamanda çok çeşitli jeolojik özelliğe sahip olduğunu bilinmektedir (**Şekil 4.1**). Çeşitli çamur volkanları, sediman taşınmasında önemli rol oynayan aktif kanal, faylar ve metan sızıntıları gibi birçok jeolojik yapı oluşumları içermektedir. Genel olarak Karadeniz'in jeolojik ve tektonik yapısı ile ilgili birden fazla çalışma mevcuttur. Karadeniz, 423.000 km<sup>2</sup>'lik alanı, 534.000 km<sup>3</sup>'lük hacmi ve maksimum 2200 m derinliğine sahiptir (Murray, 1991). Karadeniz'in Kuzeyinde Kerç Boğazı ile Azak Denizi'ne olan bağlantısı aynı zamanda güneyinde İstanbul ile Marmara Denizi üzerinden Akdeniz'e bağlantılıdır.



**Şekil 4. 1:** Türkiye'nin Karadeniz'deki MEB'nde (kırmızı kesikli çizgi ile sınırlanmış) kazılmış olan kara ve deniz alanlarındaki hidrokarbon arama kuyuları (Özdemir ve diğ., 2020)

Karadeniz, petrol ve doğalgaz potansiyeli açısından önemli bir konuma sahiptir aynı zamanda derin deniz arama alanında çok az sayıda kuyu açılmış bir havzadır (Özdemir ve diğ., 2020). Bilindiği üzere çok miktarda hidrokarbon sızıntısı, kıta kenarları yanı sıra potansiyel

rezervuar kaya numuneleri, sismik kesitlerde görüntülenen olası kapanlar, Karadeniz’de büyük bir hidrokarbon potansiyeline işaret etmektedir (Simmons ve diğ., 2018). Karadeniz’de arama faaliyetleri son yıllarda özellikle son 30-40 yılda detaylı sismik, jeofizik ve sondaj verileri elde edilmiştir. Buna ilaveten, bulunan veriler farklı araştırmacılar tarafından aynı litostratigrafik veya tektonik birimler için farklı tanımlar, terminolojiler ve isimler kullanılarak değerlendirmelerde bulunmuştur. Bu değerlendirmelerin neticesinde, ortak bir yolun izlenmesi bölgedeki petrol ve gaz yataklarının keşfi açısından çok büyük bir önem arz etmektedir. **Şekil 4.1**’de (Özdemir ve diğ., 2020) Türkiye tarafından Karadeniz’de karada ve deniz alanlarında açılan kuyular gösterilmektedir.

#### **4.2. Karadeniz’de Hidrokarbon Potansiyeli**

Karadeniz’de basınç ve sıcaklık şartları ve su derinlikleri 100-150 metreye kadar olan oksijen açısından zengin ortamda görülen yüksek biyolojik aktivitesi ve 150 ile 200 metrelerden sonra hidrojen sülfür olarak zengin bir oksijensiz ortam içinde oluşan anoksik mikrobiyal yaşam, jeokimyasal döngü ve organik karbonca zengin sedimantasyon, gaz hidratların oluşumu için uygun koşulları oluşturmaktadır (Deuser, 1974; Korsakov ve diğ., 1989; Karabakal ve Parlaktuna, 2005).

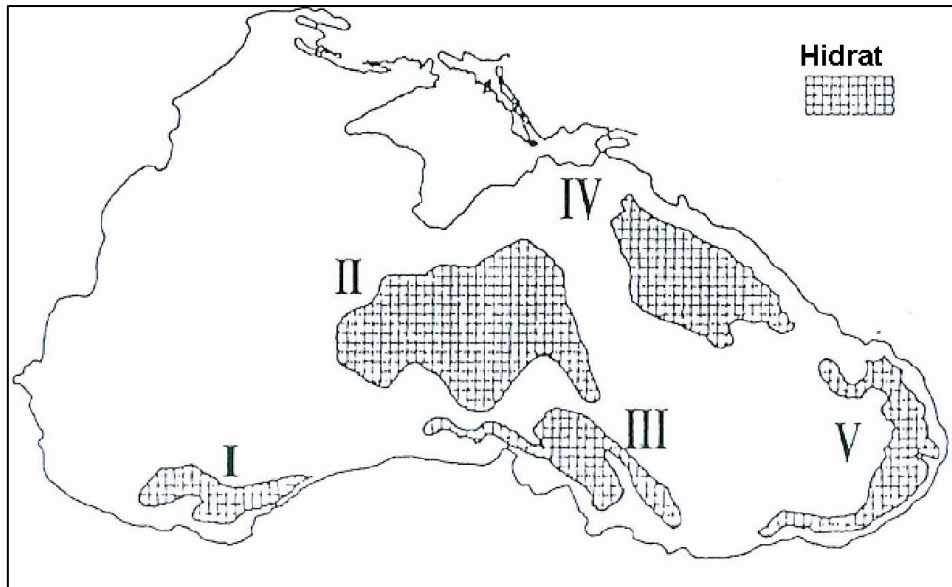
Türkiye’nin Münhasır Ekonomik Bölgesi (MEB)’inde gerçekleştirilen jeofizik arama neticesinde bölgede Tabana Benzeyen Yansımalar (TBY), deniz tabanında çamur volkanları, gaz sızıntıları ve hidrokarbon emareleri olması petrol ve doğalgaz olma olasılığın bir göstergesidir. (Özdemir ve Palabıyık, 2019) tarafından yapılan çalışmalarında, Karadeniz’de petrol kaynak kayalarının rift zonlarında oluştuğunu belirtilmiştir. Buna ek olarak (Robinson ve diğ., 1996; Tari, 2015; Tari ve diğ., 2015; Keskin ve Tüysüz, 2017) çalışmalarında Karadeniz rift havzasının gelişimi de incelenmiştir. Uzmanlar tarafından, Karadeniz geleneksel enerji kaynağı sahip olduğu petrol ve doğalgaz potansiyeli dışında gaz hidrat açısından da çok önemli bir enerji alanı olarak söylenmektedir (Merey, 2020).

Karadeniz bölgesinde son yıllarda TPAO olmak üzere ve uluslararası şirketler tarafından gerçekleştirilen petrol, doğalgaz, jeofizik araştırmalar, sismik, sondaj ve üretim faaliyetleri dışında, geleceğin enerji kaynağı olarak görülen gaz hidrat arama faaliyetleri de hız kazanmıştır. (Yefremova ve Zhizhchenko, 1974) tarafından Karadeniz sedimanlarında ilk defa olarak gaz hidrat lokasyon belirtilmeksizin gözlemlenmiştir (Ocakoglu, 2009). Bundan sonraki takip edilen yıllarda Karadeniz’de geleneksel olmayan gaz hidrat enerji potansiyelini araştırmak için bölgede birkaç çalışmada yapılmıştır. Bu çalışmalardan birisi (Yamanlar &

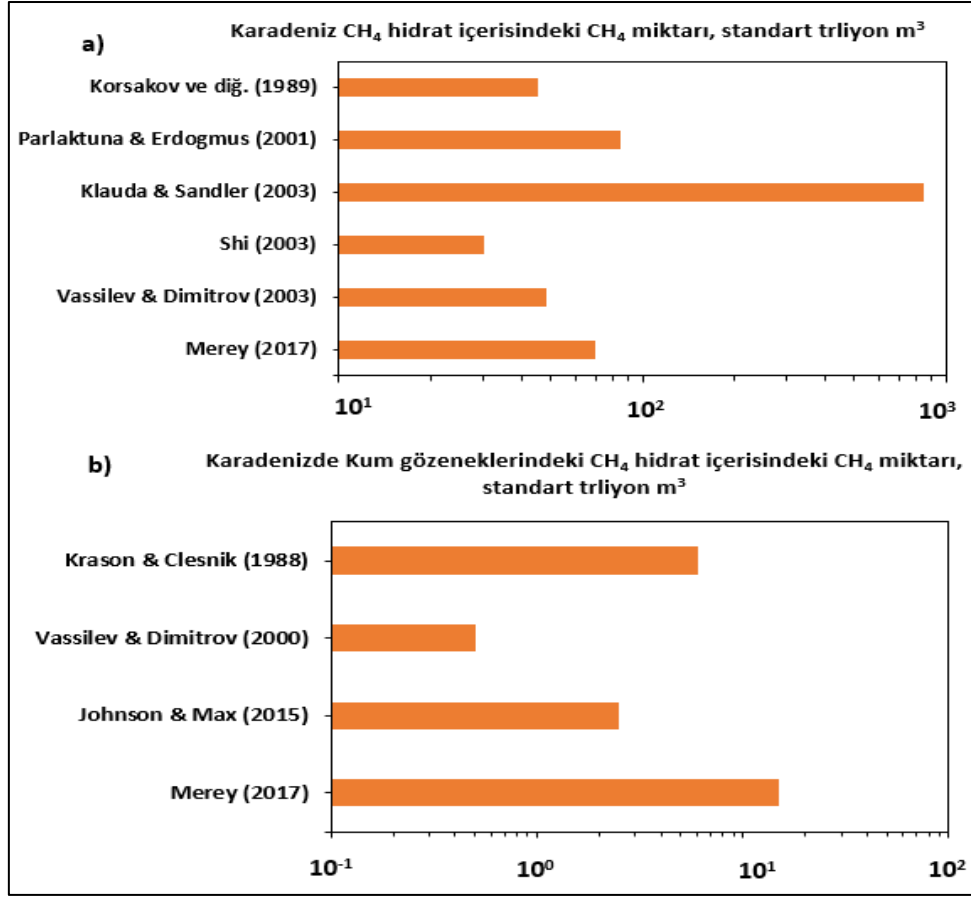
Parlaktuna, 2002) tarafından akustik ve çok kanallı sismik yöntemleri kullanarak beş farklı alanda Karadeniz'deki gaz hidrat bölgelerini haritalama çalışmaları yapılmıştır (**Şekil 4.2**).

#### 4.3. Karadeniz'de Gaz Hidrat Potansiyeli

Karadeniz'deki tahmini gaz hidratların beş bölge olarak **Şekil 4.2**'de gösterilmiştir. Kaynaklara göre gaz hidrat potansiyeli  $8 \times 10^{10} \text{ m}^3$  olarak verilmektedir (Yamanlar & Parlaktuna, 2002). Karadeniz'de yapılan başka bir çalışmada, Karadenizin yaklaşık olarak %68,5'nin ( $\sim 288.080 \text{ km}^2$ ) hidrat potansiyeline sahip olduğunu vurgulanmıştır (Vassiliev & Dimitrov, 2003). Benzer şekilde Karadeniz'de yapılan çalışmalarda gaz hidratlardaki gaz rezervi ( $6.89\text{-}9.66 \times 10^{13} \text{ m}^3$ ) olarak farklı hesaplamalar yapılmıştır (Gürel, 2008). **Şekil 4.3**'de gösterildiği gibi Karadeniz'de hem  $\text{CH}_4$  hidrat içerisinde  $\text{CH}_4$  rezervi hem de Karadeniz Kum gözeneklerinde  $\text{CH}_4$  hidrat içerisindeki  $\text{CH}_4$  miktarı farklı çalışmalarda hesaplanmıştır. Örneğin bölgede yapılan araştırmalara göre Karadeniz'de Türkiye'nin münhasır ekonomik bölgesindeki tüm sedimanlar içerisindeki (silt, kil, kum, şeyl vb.) **Şekil 4.3.a**'da  $\text{CH}_4$  hidratlarda yaklaşık olarak 114,2 standart trilyon  $\text{m}^3$   $\text{CH}_4$  bulunabileceği hesaplanmıştır. Ayrıca hesaplamalara göre **Şekil 4.3.b**'de kum içerisindeki  $\text{CH}_4$  hidratları için yapıldığında ise bu hidratlar içerisinde 4,63 standart trilyon  $\text{m}^3$   $\text{CH}_4$  rezervlerin olabileceği tahmin edilmektedir (Johnson & Max, 2015; Klauda & Sandler, 2003; Korsakov ve diğ., 1989; Krason & Ciesnik, 1988; Merey, 2017; Parlaktuna & Erdogmus, 2001).



**Şekil 4. 2:** Karadeniz'de tahmini gaz hidrat rezervlerinin yeri (Yamanlar & Parlaktuna, 2002)

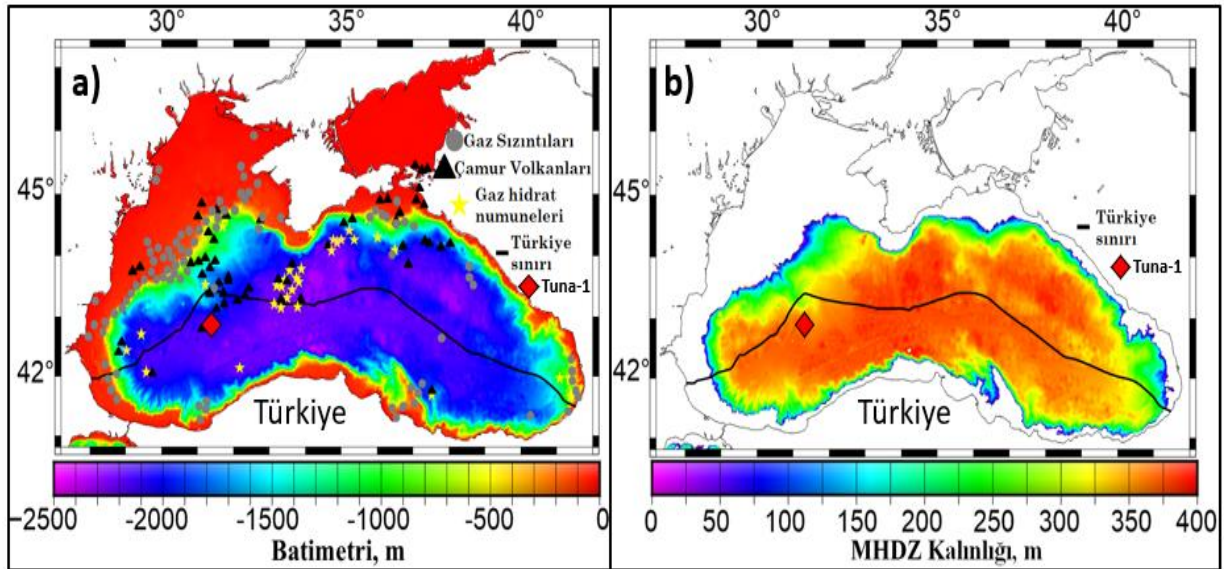


**Şekil 4. 3:** a) Karadeniz'in tüm sedimanlarında CH<sub>4</sub> hidrat potansiyeli b) Karadeniz'in kumlu sedimanlarında CH<sub>4</sub> hidrat potansiyeli (Johnson & Max, 2015; Klauda & Sandler, 2003; Korsakov ve diğ., 1989; Krasov & Ciesnik, 1988; Merey, 2017; Parlaktuna & Erdogmus, 2001)

Karadeniz'de bulunan deniz tabanının altındaki metan hidrat denge bölgesinin (MHSZ) kalınlığı, 160 m ile 500 m arasında değişmektedir (Shi, 2003). **Şekil 4.4.b'**ye göre, Karadeniz'de deniz tabanının altındaki ortalama MHSZ kalınlığı, yaklaşık olarak 266 m'dir. Karadeniz'in derin sularında MHSZ kalınlığı ise, 400 m'nin üzerindedir. Karadeniz koşullarında, MHSZ'nin ortalama üst sınırı yaklaşık 657 m su derinliğidir. Bu durum, Karadeniz'de CH<sub>4</sub> hidrat varlığı için su derinliğinin 580-700 m'den (ortalama 657 m) daha yüksek olması gerektiği anlamına gelir (Demirbaş, 2010; Merey, 2020). Tabana Benzeyen Yansımalar (TBY-BSR), gaz sızıntıları ve çamur volkanları gibi Karadeniz'de; devasa gaz hidrat varlığına dair birçok gösterge saptanmıştır (Merey, 2017; Popescu ve diğ., 2006; Wagner-Friedrichs, 2007). Ayrıca, Karadeniz'de Tuna-1 kuyusunda (2117 m su derinliği, deniz seviyesinden 4775 m derinlikte **Şekil 2.12.a**) metan hidrat denge zonu içerisinde kalan alanlarda sondaj sırasında gaz okumaları yapılmıştır. **Şekil 4.5'**de Batı Karadeniz'de gaz hidrat tespit edilen noktalar ya da çeşitli gaz hidrat göstergeleri özetlenmektedir (Merey, 2020). Karadeniz'de MHSZ içinde kum tabakaları vardır. Jeofizik araştırmalarla tespit edildiğine göre Batı Karadeniz'in Tuna Deltası'nda, geçirgen kumlu-siltli çökellerde (yani, türbidit ve büyük

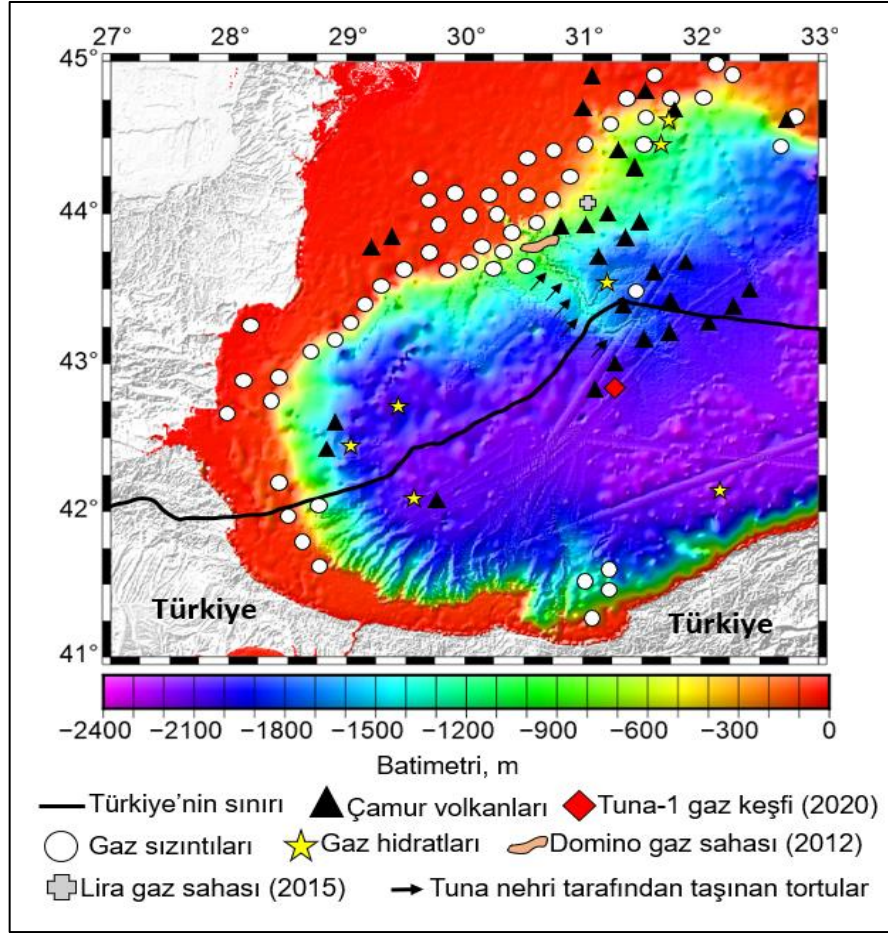


paleo-nehir sistemlerinin kanal-set sistemleri) rezervuar kalitesinde gaz hidrat birikimleri mevcuttur (Haeckel ve diğ., 2015). Bunun yanı sıra, Tuna Deltası'nda 750 m ile 1830 m su derinliği arasında çok sayıda (TBY) belirlenmiştir (Popescu ve diğ., 2006). Karadeniz'in Tuna Deltası'nda gaz hidrat araması için; 2017 yılında MeBo sondaj ünitesi (robotik dalgıç sondaj ünitesi) ile 765 m ile 1400 m arasındaki su derinliklerinde sondaj, log ve karot operasyonları gerçekleştirilmiştir (Riedel ve diğ., 2020). Bu sondajlarda sondaj aralığı 144 m ile 203 mbsf (deniz tabanından itibaren derinlik, m) arasında tutulmuştur. Karadeniz'de çoğunlukla siltli killere yaygın olmakla birlikte, Karadeniz'de toplanan karot örneklerinde çok sayıda iri kum elde edilmiştir (Ballas ve diğ., 2018; Fulga, 2011; Janicki ve diğ., 2017; Malakhova ve diğ., 2010; Menlikli ve diğ., 2009; Merey, 2017; Onal & Demirbag, 2019; Riedel ve diğ., 2020; Vasilev, 2015).



Şekil 4. 4: a) Karadeniz batimetrisi, b) Karadeniz’de deniz tabanından itibaren MHDZ kalınlığı (Merey, 2020)

Karadeniz’in karot numunelerindeki tahmini gaz hidrat doygunlukları, %9,1 ile %50 arasında değişmekte olduğu belirtilmiştir (Heeschen ve diğ., 2011; Naudts ve diğ., 2009; Pape ve diğ., 2011; Schwalenberg ve diğ., 2016; Vassilev & Dimitrov, 2003). Karadeniz’in hem biyojenik hem de termojenik gaz potansiyeline sahip olduğu örneklerin jeokimyasal analizleri ile saptanmıştır. Şekil 4.3’te görüldüğü gibi Karadeniz’de birkaç CH<sub>4</sub> hidrat rezerv tahmini bulunmaktadır. Bununla beraber, teknik olarak üretilebilir CH<sub>4</sub> miktarı, 0,55 ila 13,6 standart tcm (trilyon metre küp) arasında değişmektedir (Merey, 2017). Bu nedenle Karadeniz’de gaz hidrat potansiyelinin değerlendirilmesi için yeni jeofizik araştırmalara, sondaj ve karot çalışmalarının yapılması gerekmektedir.



Şekil 4.5: Batı Karadeniz Tuna Deltası çevresinde gaz hidrat göstergeleri (Merey, 2020)

Şekil 4.4'te görüldüğü gibi Türkiye'nin Karadeniz'deki münhasır ekonomik bölgesi, Karadeniz'in önemli bir kısmı kapsamaktadır. Doğada ilk defa gaz hidrat örneklerinin toplandığı yerlerden birisi olan Karadeniz'in (Tuna Deltası), gaz hidrat açısından önemli bir potansiyeli vardır (Trofimuk ve diğ., 1973; Demirbas, 2009). Şekil 4.4.a ve Şekil 4.4.b'te görüldüğü üzere Karadeniz'de hidrat oluşumu için gerekli kaynak gaz varlığı, deniz tabanındaki gaz sızıntıları ve buna bağlı oluşan çamur volkanları ile gösterilmektedir. Karadeniz anoksik bir ortam olup hidrokarbon potansiyeline sahip bir deniz olarak görülmektedir (Merey, 2020). Sakarya sahasındaki ilk keşif kuyusu olan Tuna-1 kuyusu Şekil 4.5'te gösterilmektedir. İlgili şekilde görüldüğü gibi bu alanda birçok çamur volkanı, gaz sızıntısı ve gaz hidrat potansiyeli mevcuttur.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan açıklamaya göre deniz derinliğinin yaklaşık olarak 2115 m olduğu Tuna-1 kuyusunda, deniz tabanının altından 1350 m civarındaki kısmında net kalınlığı 100 m'den fazla olan Pliyosen ve Miyosen kumları içinde doğalgaz keşfi yapılmıştır. Sakarya Sahasının Kuzey Batısında açılan Çaycuma-1 kuyusunda Karadeniz derin deniz alanlarındaki üçüncü büyük gaz keşfi gerçekleştirilmiş. Karadeniz'de 29



Ekim 2022'de sondajına başlanan Çaycuma-1 kuyusu başarıyla tamamlandığını açıklanan TPAO 2020 yılında Sakarya Sahası'nda, 2021 yılında ise Amasra Sahası'nda yapılan keşiflerin hemen ardından gelmiştir. Yapılan son açıklamaya göre, kalınlığı 30 m olan kum tabakalarında (Erken Pliyosen-Geç miyosen kumları) gaz bulunduğu duyurulmuştur. Bu açıklamalardan anlaşılacağı üzere bu alanda türbidit (kum/kil-silt ardanmalı tabakalar) yapıları bulunmaktadır.

(Merey, 2020)'e göre, bir bölgede gaz hidrat aramacılığında gaz sızıntısı, çamur volkanı gibi göstergeler ile birlikte, o bölge için deniz tabanının altından itibaren MHDZ kalınlığının hesaplanması da gerekmektedir. Karadeniz'in batimetresine ait (**Şekil 4.4.a** ve **Şekil 4.5**), sıcaklık (deniz tabanı ortalama sıcaklığı 9°C) ve tuzluluk (%1,75- 2,23 ağırlık) gibi verilerini kullanarak, MHDZ kalınlığını pesimist bir yaklaşımla hesaplanarak **Şekil 4.4.b**'de gösterilen harita elde edilmiştir. Maksimum 400 m'lere kadar ulaşan MHDZ kalınlığı ortalama olarak 266 m civarındadır. (Merey, 2020) tarafından verilen bilgilere göre, **Denklem 5.1** ve **Denklem 5.2**'i kullanarak Monte Carlo simülasyonu ile Türkiye'nin Karadeniz'deki münhasır ekonomik bölgesinde yer alan muhtemel CH<sub>4</sub> hidrat rezerv miktarı hesaplanmıştır. Sonuç olarak Karadeniz'de Türkiye'nin münhasır ekonomik bölgesindeki tüm sedimanlar içerisindeki (silt, kil, kum, şeyl vb.) CH<sub>4</sub> hidratlarda yaklaşık olarak 114,2 standart trilyon m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> bulunabileceği hesaplanmıştır. Aynı hesaplama sadece kum içerisindeki CH<sub>4</sub> hidratları için yapıldığında ise bu hidratlar içerisinde 4,63 standart trilyon m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> rezervlerin olabileceği tahmin edilmektedir. Her ne kadar Karadeniz'de hem biyojenik hem termojenik kökenli gaz hidrat mevcut olsa da (Davis & Heesemann, 2012), dünyada ekonomik gaz üretimi için çoğunlukla hedef, kum içerisindeki yer alan biyojenik kökenli gaz hidratlardır (Moridis ve diğ., 2013). **Şekil 4.4.b**'de görüldüğü gibi Tuna-1 kuyusunun bulunduğu bölgede MHDZ kalınlığı yaklaşık olarak 400-410 m civarındadır. Tuna-1 kuyusunda MHDZ'na yakın derinliklerde Pliyosen ve Miyosen kumlarının tespit edilmesi Sakarya sahasında MHDZ'nun kum içerisindeki gaz hidrat yapılarına rastlama olasılığını arttırmaktadır. Dolayısıyla, önemli miktarda CH<sub>4</sub> hidratının Karadeniz'de teknik açıdan üretilebileceği öngörülmektedir.

#### **4.4. Karadeniz'in Tuna Deltası'nda Gaz Hidrat Potansiyeli**

**Şekil 4.5**'te gösterildiği gibi, Ağustos 2020 tarihinde Karadeniz'in Sakarya Bloğunda Fatih Sondaj gemisi tarafından kazılan Tuna-1 kuyusunda farklı kum tabakaları içerisinde yeralan neredeyse %100 CH<sub>4</sub> içeren konvansiyonel doğalgaz kaynağı keşfedilmiştir. 29 Ekim 2022'de Karadeniz'de Sakarya Sahasının Kuzey Batısında açılan Çaycuma-1 kuyusunda Karadeniz derin deniz alanlarındaki yeni bir gaz rezervi keşfi gerçekleştirilmiştir. Yetkililerin

(Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı) ifadelerine göre, Tuna-1 kuyusunun sığ kısmında 100 m civarında gaz okumaları sondaj çamurunda tespit edilmeye başlanmıştır. 100 mbsf (deniz tabanından itibaren derinlik, m) içerisi gaz hidrat denge koşulları içerisinde yer almaktadır. Kısacası, gaz hidratların önemi bu keşif ile birlikte daha da artmıştır ve Karadeniz’deki gaz hidrat konusunda daha kapsamlı çalışmalara ihtiyaç vardır.

**Şekil 4.5**’de görüldüğü üzere Batı Karadeniz’de önemli gaz hidrat potansiyeli mevcuttur. Literatüre bakıldığında, Karadeniz gaz hidratlarından yapılan gaz üretiminin analiz edilmesi üzerine, sadece (Merey, 2017) tarafından yapılan doktora tezi bulunmaktadır. Ancak bu tezde Karadeniz gaz hidratları için genel bir analiz yapılmıştır ve üretim kuyularında sadece dikey kuyulardan üretim yapılması analiz edilmiştir. Öte yandan, Güney Çin Denizi’nin Shenhu Alanında yeralan gaz hidratlardan, Mart 2020’de yatay üretim kuyusu kullanılarak 30 gün süren üretim testi yapılmıştır (Xu ve Singh,2020). Bu üretim testi ile, yatay kuyu yardımıyla daha fazla debide gaz üretiminin yapılacağı öngörülmektedir. Tüm bu nedenlerden dolayı bu çalışmada Batı Karadeniz’in Tuna Deltasında koşullarında farklı rezervuar ve kuyu konfigürasyonlarında (dikey, yatay ve yönlü) gaz hidratlardan gaz üretiminin analizi hedeflenmiştir.

## BÖLÜM 5

### 5. SAYISAL MODEL TEORİSİ VE SİMÜLASYON YAKLAŞIMI

Sayısal model teorisi ve simülasyon yaklaşımı genel olarak gaz hidrat rezervuarlarından elde edilen veriler (jeofizik, sismik, sondaj, log ve karot alma faaliyetlerinden) doğrultusunda, ilk olarak bilgisayar ortamında gaz hidrat rezervuarlarının jeolojik modeli oluşturulmasını içermektedir. Gaz hidrat sahasında yapılan gaz üretim testi öncesinde, ilgili sahanın farklı numerik üretim simülasyonları yapılmasıyla birlikte üretim testi süreci için ilk olarak bu bilgileri elde etmek önemlidir. Gaz hidrat rezervuarlarından gaz üretiminin sayısal olarak modellenmesini amaçlayan dünyada çeşitli simülatörler bulunmaktadır. En yaygın kullanılan simülatörler şunlardır: HydrateResSim, TOUGH + HYDRATE, CMG-Stars, STOMP-HYD-KE, Mix3HydrateResSim, MH-21, Houston Üniversitesi simülatörlerdir (Merey, 2020). Esas olarak, gaz hidratlardan ( $\text{CH}_4$ ) gaz ve su üretimi; bu simülatörler kullanılarak üretilen metan hidratların rezervuar modeli aracılığıyla basınç düşürme (azalım) yöntemi, termal yöntem, kimyasal enjeksiyon yöntemi veya bunların kombinasyonu uygulanarak bu simülatörlerden numerik olarak tahmin edilebilir. Ayrıca STOMP-HYDT-KE ve Mix3HydrateResSim simülatörleri kullanılarak gaz hidratlardan gaz üretimi  $\text{CH}_4\text{-CO}_2/\text{N}_2$  yer değiştirme yöntemi kullanarak sayısal olarak modelleme yapılabilir (Merey, 2017). Bilindiği üzere su ve gaz bileşenleri konvansiyonel (geleneksel) gaz rezervuarı simülasyonlarında gözenekli ortamdaki temel bileşenleri oluşturmaktadır. Aynı zamanda konvansiyonel gaz üretimi simülasyonlarında rezervuar sıcaklığının genel olarak sabit olduğu varsayılmaktadır. Gaz hidrat simülasyonlarında, gaz hidratların çözünmesi endotermik (ısı alan) ve oluşumu ekzotermik (ısı veren) olduğundan izotermal olmayan şartlar bulunmaktadır. Bu nedenle simülasyon hesaplamalarında bu koşullar ve gaz hidrat denge koşulları dikkate alınması elzemdir. Özet olarak gaz hidrat üretim simülatörleri karmaşık olduğu için, normal simülatörlerden farklı bir özelliğe sahiptir. Söz konusu bu simülatörlerin doğruluğunun artırılması adına uzun süreli gaz hidrat üretim verilerine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu bilgileri teyit etmek maksadıyla (Gaddipati, 2008; Johnson & Max, 2015) tarafından yukarıdaki bahsedilen simülatörleri kullanılarak dünyada aynı rezerv koşullarının simülasyonları gerçekleştirilmiş fakat diğer rezervlerde yapılan simülasyonlardan çıkan sonuçları tamamen farklı olduğunu ispat edilmiştir. 2013 yılında Nankai Çukuru'ndaki yapılan gaz hidrat testlerinden elde edilen verilere göre kum

üretimi ve jeomekanik koşulların bu üretim simülasyonlarına entegre edilmesinin gerektiğine dikkat edilmiştir.

Bu bilgilere ek olarak 2020 yılında dünya çapında en yaygın kullanılan gaz hidrat üretim simülatörlerinin (HydrateBiot Code + FEM; TOUGH + HYDRATE; GEOS w/; MIX3HRS-GM: STOMP-HYDT-KE; UC Berkeley THM Code; Geo-COUS) olarak ikinci uluslararası gaz hidrat üretimi yazılımı karşılaştırması çalışmasında açıklanmış ve bu simülatörlerinin üretim esnasında jeomekanik davranışları tahminleri de karşılaştırılmıştır (White ve diğ., 2020). Aynı koşullar altında rezervuar üretim simülasyonlarının gerçekleştirildiği bu karşılaştırma çalışmasının sonuçları arasında önemli ölçüde farklılıklar görünmektedir (Merey, 2020). İşte bunun gibi çalışmalar yapıldığında gaz hidrat üretim simülatörlerinin güvenilirliği geliştirilmesine imkân sağlayacaktır. Bu nedenle simülatörleri geliştirip daha doğru değerlere elde etmek için saha bazında yapılan üretim testlerinin sayısı ve üretim sürelerini arttırması gerekmektedir. Ayrıca bu simülasyonlarda kullanılan çeşitli veri toplama yöntemleri ve doğruluğu da oldukça önemlidir. Örnek olarak, görelî geçirgenlik değeri, gaz ve suyun hidrat içeren gözenekli ortamda akışını modellemek için oldukça önemlidir.

Günümüzde, CH<sub>4</sub> hidrat rezerv miktarı Monte Carlo simülasyonu vasıtasıyla **Denklem 5.1** ve **Denklem 5.2**'i kullanarak hesaplanmaktadır. Gaz hidrat rezervuar modellemelerinde de simülasyonu yapılacak model için yerinde gaz hesabı bu denklemlerle yapılmaktadır.

$$OGIP = \varphi \times S_h \times h \times A \times EF \times CR \quad \text{Denklem 5. 1}$$

$$EF = \frac{MW_{CH_4}}{MW_{CH_4} + N_H MW_{H_2O}} \times \frac{V_H \rho_H}{\rho_{CH_4}} \quad \text{Denklem 5. 2}$$

OGIP: CH<sub>4</sub> hidratı içerisindeki CH<sub>4</sub> miktarı, standart m<sup>3</sup>;  $\varphi$ : gözeneklilik; h: hidrat zonunun kalınlığı, m; A: hidrat zonunun kesitsel alanı, m<sup>2</sup>; CR: CH<sub>4</sub>'nın kafesleri doldurma oranı; EF: hidrat içerisindeki CH<sub>4</sub>'nın yüzey koşullarında genleşme faktörü; MW<sub>CH<sub>4</sub></sub>: CH<sub>4</sub>'nın moleküller ağırlığı, g/mol; MW<sub>H<sub>2</sub>O</sub>: H<sub>2</sub>O (su) moleküller ağırlığı, g/mol; N<sub>H</sub>: CH<sub>4</sub> hidrat numarası; V<sub>H</sub>: birim hidrat hacmi (1 m<sup>3</sup>);  $\rho_H$ : CH<sub>4</sub> hidrat yoğunluğu, kg/ m<sup>3</sup>;  $\rho_{CH_4}$ : CH<sub>4</sub> yoğunluğu, kg/m<sup>3</sup> (0 °C ve 1 atm'de 0,718 kg/m<sup>3</sup>)

## 5.1. Sayısal Simülatör

Gözenekli ortamdaki gaz hidratların sayısal simülatörleri, hidrat içeren rezervuarların uzun vadeli üretim performansını tahmin etmek için gerekmektedir (White ve diğ., 2020). Gaz hidrat modellemesinde gözenekli ortamda yapılan simülasyon aşamalarına ilişkin olarak kullanılan çeşitli materyallerin test edilmesi ve karşılaştırması, bu modellemenin doğruluğu ve güvenilirliği için yapılmaktadır (White ve diğ., 2020; White ve diğ., 2008). Bu materyaller, çeşitli fiziksel, kimyasal ve termal aşamalardan geçirerek geliştirilmektedir (White ve diğ., 2020). Genel olarak hidratların oluşumu ve çözünümü ya da durum dengesi ya da kinetik reaksiyonlardan modellenir (Liu ve diğ., 2012). Birinci yaklaşım, iki ana karşımı (su ve gaz) basınç ve sıcaklık koşullara göre farklı fazlarda hidratlar oluşabilir. İkinci yaklaşımda ise, hidrat yeni bir kütle bileşeni olarak ele alınır ve modelin kinetik parametrelerinden faz geçişleri hesaplanır (Bello ve diğ., 2022). Yin ve diğ. (2018) tarafından toplam 27 iyi bilinen hidrat oluşum kinetik modelinin haritasını çıkarılmıştır. Gözenekli ortamda hidrat oluşmasını modellemek için rezervuar simülasyon kodlarında sadece birkaç model geliştirilmiş ve uygulanmıştır (Uddin ve diğ., 2008; Palodkar & Jana, 2019; Bello ve diğ., 2022).

Bu çalışmadaki gaz hidrat üretim simülasyonları, Lawrence Berkeley Ulusal Laboratuvarı'nda (LBNL) geliştirilen sentetik bir sayısal simülatör olan T + H kodu (Moridis ve diğ., 2013) kullanılarak gerçekleştirilmiştir. Dünyada iyi bilinen ve yaygın olarak kullanılan (doğrulanmış) bir yazılımdır. LBNL tarafından geliştirilen T + H kodu, metan hidrat faz değişiminin izotermal olmayan davranışını ve CH<sub>4</sub>-hidratlarının tipik koşulları altında akışkan akışını modellemek için yapılmıştır. Aynı zamanda bu tür sistemlerle ilişkili kütle ve enerji dengesinin birleştirilmiş denklemlerini çözerek gerçekleştirilmektedir (Moridis ve diğ., 2004; Jin ve diğ., 2018). T+H kodu, gaz hidratlarının doğal oluşumlarının sayısal olarak değerlendirilmesinde ve hidrat oluşumuna ilişkin deneylerin modellenmesinde kullanılmıştır (Yin ve diğ., 2018; Li ve diğ., 2020). Ayrıca T+H simülatörü, metan hidratı içeren gözenekli yapıların davranışını simüle etmek için geliştirilmiştir ve hem çok fazlı, çok bileşenli akışı hem de kütle ve ısıнын gözenekli ortamlarda taşınmasını ele alır (Moridis ve diğ., 2013). Gaz hidrat oluşumu ekzotermik ve çözünmesi endotermik bir işlemdir, bu nedenle bir izotermal olmayan simülasyon koşulları gerekmektedir. Simülatörün ayrıntılı açıklamaları, onun altında yatan fizik, yetenekler ve sayısal modelin sınırlamaları (Moridis ve diğ., 2014)'te daha detaylı olarak yer verilmektedir. T+H kodu ile, akışkanlar ve ısı transferi, rezervuar akışkanlarının termodinamik özellikleri, termodinamik değişiklikler ve faz davranışı ve CH<sub>4</sub>-hidrat oluşumunun ve / veya çözünmesinin izotermal olmayan kimyasal reaksiyonu da dahil olmak

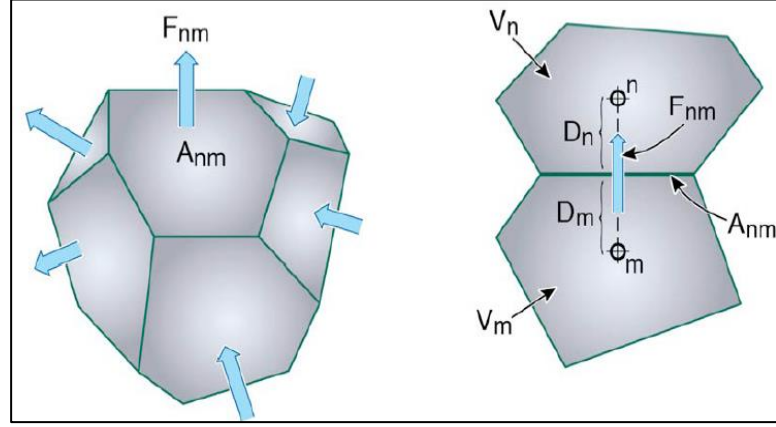
üzere karmaşık jeolojik ortamdaki CH<sub>4</sub>-hidratların üretimi ya da oluşmasını modellenenebilir (Moridis ve diğ., 2013). T+H simülatörü tamamen örtük bir sayısal şema kullanır. Aynı zamanda ısı ve olası tüm fazlar arasında gaz (G), su (A) ve hidratı (H) çeşitli kütle bileşenlerinin formüllerini de açıklamaktadır. Ayrıca bu simülatör hidratın oluşumu ve çözünmesi, tipik olan faz değişimi ve fazlar arasındaki durum geçişlerini doğrusal olmayan denklemlerle hesaplamaktadır. Simülatörün iki temel sınırlaması vardır: (a) temsili bir hacim tanımlanabilir ve (b) Hidrat içeren sistemdeki akışı tanımlamak için Darcy akış yasası uygulanır. T + H kodu kullanılarak hem rezervuar ölçeğini hem de karot ölçeğini içeren çeşitli kıyaslama problemleri test edilmiştir (Kneafsey ve Moridis, 2014; Yin ve diğ., 2018). Aynı zamanda kinetik modelin kısa vadeli ve karot ölçekli süreçleri modellemek için daha uygun olduğu sonucuna varmışlardır (Kim ve diğ., 1987; Kneafsey ve Moridis, 2014).

Simülasyon işlemleri sırasında her hücre (grid) için akış denklemleri (Darcy denklemi), ısı denklemleri ve diğer hidrat denge denklemleri ile çözülmektedir. T + H'nin ana özellikleri şunları içerir (Moridis, 2014):

- CH<sub>4</sub> gazı (%100), su, tuz, kimyasal vb. dikkate alınarak kütle korunum denklemi (**Denklem 5.3 ve Denklem 5.4**);
- Gözenekli ortam akışı için Darcy yasası denklemi (**Denklem 5.5**);
- Hidrat çözünme hızını sıcaklık/basınç ve fugasite ile ilişkilendiren CH<sub>4</sub> hidrat çözünme dinamikleri (**Denklem 5.6**);
- Çözünme reaksiyonunun termal etkilerini ve akış ve iletimden kaynaklanan ısı transferi dikkate alan enerji koruma denklemi (**Denklem 5.7**).

Sıkıştırma (compaction) ile gözeneklilik/geçirgenlikteki değişimi izleyen birkaç jeomekanik denklem olmasına rağmen, TOUGH+HYDRATE (T+H) kodu, kum hareketini ve diğer jeomekanik ilgili değişiklikleri tahmin edemez. Bununla birlikte, diğer jeomekanik simülatörlerle (FLAC gibi) birleştirilerek çalıştırılabilir. Simülasyonlarda, kum, hidrat ve buzun gözenekli ortamda sabit olduğu ve hareket etmedikleri varsayılmaktadır. T+H simülatörünü kullanarak, gaz (%100 CH<sub>4</sub>) hidratlarından gaz üretim simülasyonlarını basınç düşürme, termal enjeksiyon, kimyasal enjeksiyon ve bunların kombinasyonları kullanılarak yapmak mümkündür. Her sistem için bir dizi birleştirilmiş doğrusal olmayan ve cebirsel denklem (bileşen ve eleman sayısı:  $N_K \times N_E$  denklemleri) oluşturulur. Bu tamamen örtük denklemler, Newton-Raphson yinelemesi kullanılarak lineer olarak tanımlanır ve ortaya çıkan Jacobian matris denklemi, önceden koşullandırılmış bir eşlenik gradyan çözücü ailesi ile çeşitli çözüm seçeneklerinden biri kullanılarak çözülür.

TOUGH+HYDRATE simülöründe hücreler (grid) arasında ısı ve kütle transferlerin geçiş sürecini zamanda sonlu farklar yöntemi (finite-difference) denklemleri ve Newton-Rapson iterasyonu kullanılarak seçilen zaman aşamalarında oluşturulan denklemler T+H simülörü ile çözüldüğünü gösteren **Şekil 5.1**'de görülmektedir (Moridis, 2014).



**Şekil 5. 1:** Zamanda sonlu farklar (finite-difference) yöntemini kullanarak alan ve geometri tahmin verileri (Moridis, 2014)

$$\frac{d}{dt} \int_{V_n} M^K dV = \int_{\Gamma_n} F^K \cdot n d\tilde{A} + \int_{V_n} q^K dV \quad \text{Denklem 5. 3}$$

Burada  $V$ ,  $V_n$  hacim veya alt alan hacmi [ $m^3$ ];  $M^K$  bileşenin kütle birikim terimi  $\kappa$  [ $kg/m^3$ ];  $A$ ,  $\Gamma_n$  yüzey alanı [ $m^2$ ];  $F_K$  bileşenin Darcy akış vektörü  $\kappa$  [ $kg/m^2 \cdot s$ ];  $n$  iç birim normal vektörü.  $q_K$  bileşenin kaynak/havuz terimi  $\kappa$  [ $kg/m^2 \cdot s$ ];  $t$  zaman [ $s$ ]. Burada  $M^K$  **Denklem 5.2**'de tanımlanmaktadır.

$$M^K = \sum_{\beta=A,G,I,H} \varphi S_{\beta} \rho_{\beta} X_{\beta}^K \quad K = w, m, i \quad \text{Denklem 5. 4}$$

Burada  $\varphi$  gözeneklilik,  $\rho$  yoğunluk [ $kg/m^3$ ];  $S$  faz doygunluğu,  $X$  ilgili fazlardaki bileşenlerin kütle kesridir.

$$F_A = -K \frac{K_{rA} \rho_A}{\mu_A} (\nabla P_A - \rho_A g) \quad \text{Denklem 5. 5}$$

Burada  $F_A$  faz akışı;  $k$  içsel geçirgenlik [ $m^2$ ];  $k_{rA}$  görelî geçirgenlik;  $\rho_A$  sıvı yoğunluğu;  $\mu_A$  sıvı fazın viskozitesi [ $Pa \cdot s$ ];  $P_A$  basınç [ $Pa$ ];  $g$  yerçekimi vektörüdür [ $m/s^2$ ]

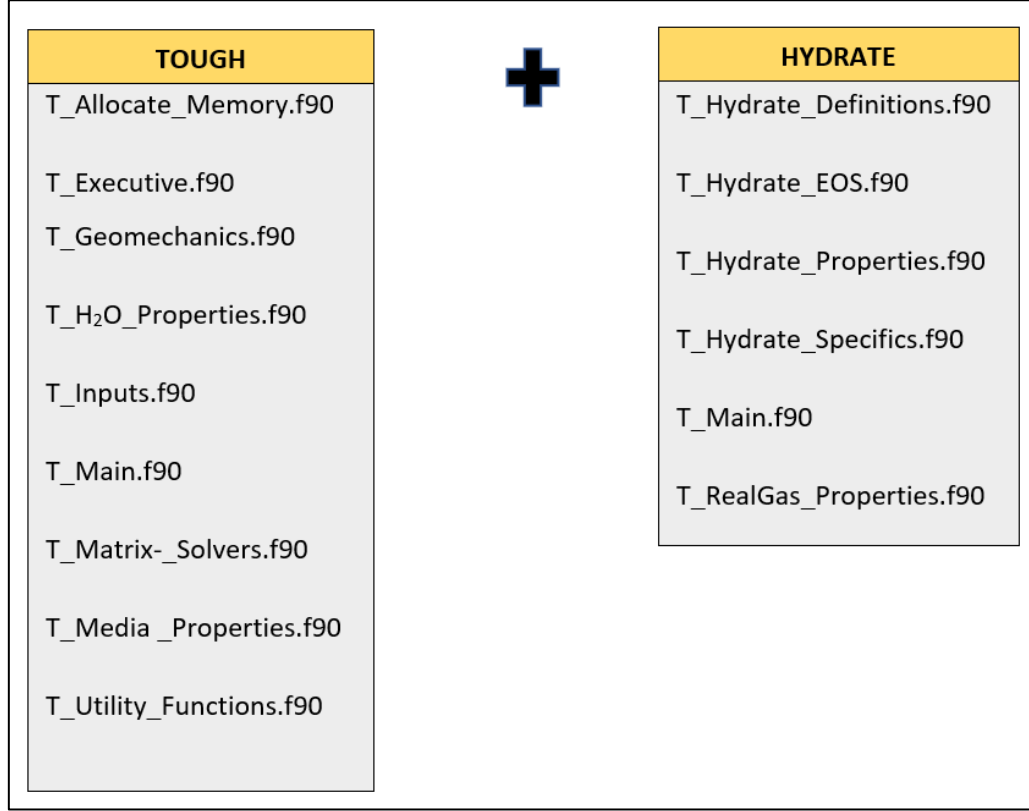
$$Q_H = \frac{\partial M}{\partial t} - K_0 e^{\left(\frac{\Delta E_a}{RT}\right)} F_A A (f_{eq} - f_v) \quad \text{Denklem 5. 6}$$

Burada  $K_0$  içsel hidrasyon reaksiyonu sabiti [ $kg/m^2 \cdot Pa \cdot s$ ],  $\Delta E_a$  aktivasyon enerjisi [ $J/mol$ ],  $R$  gaz sabiti [ $8.314 J/mol \cdot K$ ],  $T$  sıcaklık [ $K$ ],  $F_A$  alan ayarlama faktörü,  $A$  reaksiyonun

yüzey alanı [m<sup>2</sup>];  $f_{eq}$  denge sıcaklığındaki fugasite(kaçaklık) oranı [Pa],  $f_v$  gaz fazı denge sıcaklığındaki fugasite [Pa].

$$M^\theta = (1 - \varphi) \rho_R C_R T + \sum_{\beta=A,G,I,H} \varphi S_\beta \rho_\beta U_\beta + Q_{diss} \quad \text{Denklem 5. 7}$$

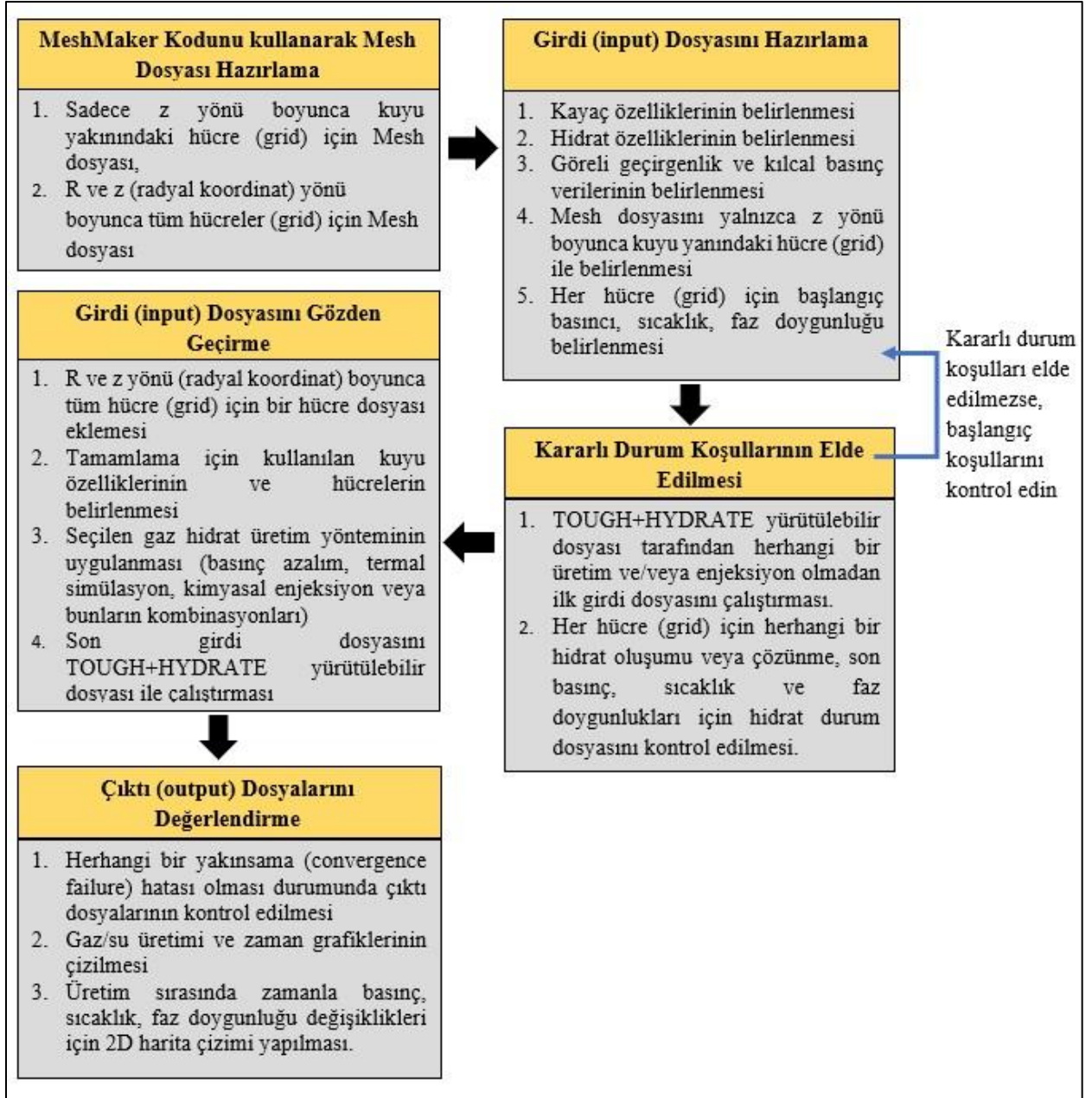
Burada  $C_3$  kayanın ısı kapasitesi [J/kg.K];  $U$  özgül iç ısı [J/kg];  $Q_{diss}$  çözünme ısısı [J/kg].



Şekil 5. 2: TOUGH + HYDRATE kod yapısı

Şekil 5.2’de T+H kodunun yapısı ve içerdiği modüller kısaca özetlenmektedir. Ayrıca bu çalışmada model oluşturmada izlenen aşamalar Şekil 5.3’de detaylı bir akış şeması ile özetlenmiştir.





Şekil 5. 3: TOUGH + HYDRATE ile gaz hidratlardan gaz üretimine ait akış şeması

## 5.2. Rezervuar Özellikleri ve Geometrisi

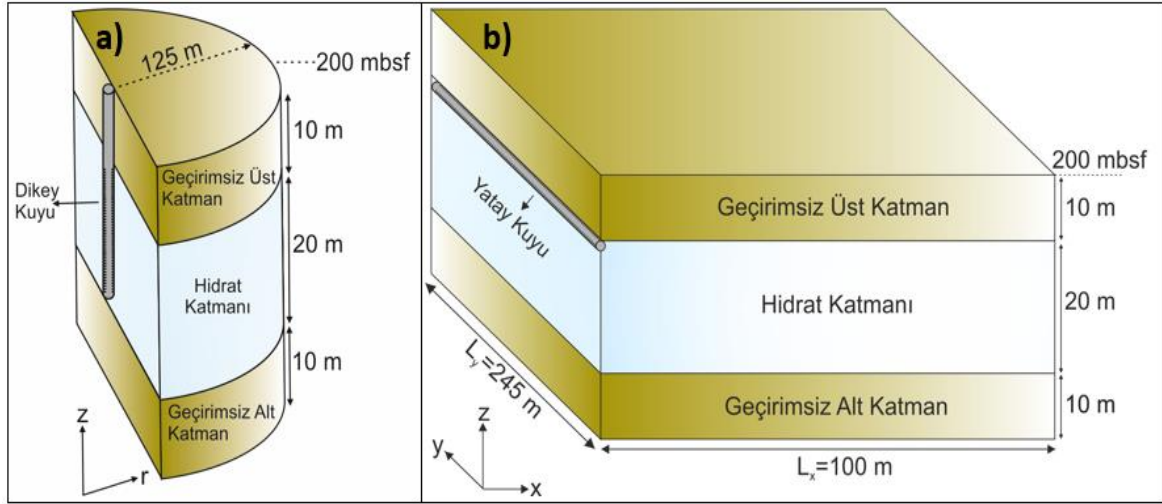
Bu çalışmada, Batı Karadeniz koşullarında gaz hidratlarından gaz üretimi için, üretim kuyusu konfigürasyonunun etkisini T+H kodu ile sayısal modelleme ile araştırmayı amaçlamaktadır. İlk olarak, Batı Karadeniz'in ortalama koşullarına göre iki varsayımsal rezervuar modeli oluşturularak kapsamlı bir literatür taraması yapılmıştır. Bu amaçla, çalışmada kullanılan gaz hidrat rezervuar özellikleri, **Tablo 5.1**'de özetlenmektedir. **Tablo 5.1**'deki parametrelerin bazıları; Batı Karadeniz ile ilgili literatür verilerinden elde edilmiş, bazıları ise

iki farklı varsayımsal gaz hidrat rezervuarından çıkan varsayımlardır. Batı Karadeniz koşullarında görelî geçirgenlik ve kılcal basınç verilerinin bulunmaması nedeniyle (Feng ve diğ., 2019; Yu ve diğ., 2019) **Tablo 5.1**'de listelendiğı gibi, literatürdeki görelî geçirgenlik ve kılcal basınç parametreleri kullanılmıştır. Temel olarak, iki farklı varsayımsal rezervuar modeli (**Model 1** ve **Model 2**) 1500 m su derinliğinde oluşturulmuştur. Tuna Deltasında deniz derinliği 750 m ila 2200 m arasında değişmektedir. 1500 m derinliğinin bu tezde seçilmesinin nedeni dünyadaki mevcut gaz hidrat üretim testlerinin 1000-1500 m aralığındaki deniz derinliklerde gerçekleşmiş olmasıdır. **Model 1**'de, tek bir hidrat katmanını içeren tabaka (HBL), **Şekil 5.4**'de gösterildiğı gibi geçirimsiz bir üst tabaka ve geçirimsiz bir alt tabaka ile sınırlanmıştır. Hidrat içermeyen katmanın üst sınırındaki derinlik 200 mbsf'dir (Deniz tabanının 200 m altındadır). Üst ve alt katmanlarının suya tamamen doygun olduğu kabul edilmektedir. Gaz hidrat tabakasındaki basınç azalım metodu etkili bir sonuç vermesi için üst ve alt katmanları olabildiğince geçirimsiz olmalıdır. Geçirimli alt ve üst tabakalar basınç azalım metodunun etkisini olumsuz yönde etkilemektedir.

**Şekil 5.4**'de görüldüğü gibi **Model 1**'de HBL, CH<sub>4</sub> hidrat içeren kum tabakasıdır. Çin'deki üretim testleri dışında, dünyadaki tüm diğer gaz hidrat üretim testleri, hidrat içeren kumlarda gerçekleştirilmiştir, çünkü hidrat içeren kumlar, daha yüksek geçirgenlik, daha yüksek gözeneklilik ve daha yüksek gaz hidrat doygunluğu (S<sub>h</sub>) değerlerine sahiptir. **Şekil 3.5**'te görüldüğü gibi bu üretim testleri kısa sürelidir ve ortalama gaz üretim oranları düşüktür. Bu nedenle bu çalışmanın esas amacı, farklı kuyu konfigürasyonlarında uzun vadeli üretim davranışlarını tahmin etmeyi amaçlamaktadır. Bu amaçla **Model 1-a**'da **Şekil 5.4. a**'daki gibi dikey kuyu ile gaz hidratlardan gaz üretimi sağlanmaktadır. **Şekil 5.4.a**'da **Model 1-a** için homojen hidrat tabakasında dikey kuyu ve üretim aralığı gösterilmektedir. Diğer yandan, **Şekil 5.4.b**'de görüldüğü gibi **Model 1-b** için yatay kuyu konfigürasyonu gösterilmektedir. **Model 1-b** yarım dikdörtgen (kartezyen) prizma şeklinde bir modeldir ve bu model yatay kuyudan gaz üretimi sağlamak için seçilmiştir. **Model 1-a** ve **Model 1-b** iki modelde, kum içeren tek hidrat (homojen) tabakasının içinde bulunan CH<sub>4</sub> miktarı (~40,13 milyon standart m<sup>3</sup>) aynıdır. Bu nedenle aynı rezervuar koşullarına sahip olup farklı kuyu konfigürasyonlarına sahiptirler. Aynı zamanda **Model 1-a** ve **Model 1-b**'de, silindirik rezervuardaki dikey kuyu ve dikdörtgen prizma rezervuarındaki yatay kuyudan gaz üretimi açısından aynı HBL'nin hidrat içeren tabaka hacmine sahiptir. Çünkü benzer hidrat özellikleri sahiptir, bunun için gaz hidratlardan gaz üretim davranışı her iki modelde de (**Model 1-a** ve **Model 1-b**) sunulduğu gibi karşılaştırılabilir.

**Tablo 5. 1:** Karadeniz koşullarında hidrat rezervuar modelinin temel özellikleri

| Parametre                                                         | Model 1         | Model 2                             | Referans                                                                      |
|-------------------------------------------------------------------|-----------------|-------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| Su derinliği, m                                                   | 1500            | 1500                                | Varsayım                                                                      |
| Gaz kompozisyonu                                                  | CH <sub>4</sub> | CH <sub>4</sub>                     | (Merey, 2017; Soloviev ve Ginsburg, 1994; Zander ve diğ., 2017)               |
| Hidrat içeren kum kalınlığı, m                                    | 20              | 20 (Alternatif katmanların toplamı) | Varsayım                                                                      |
| Hidrat içeren kil kalınlığı, m                                    | -               | 20 (Alternatif katmanların toplamı) | Varsayım                                                                      |
| Geçirimsiz üst tabaka kalınlığı, m                                | 10              | 10                                  | Varsayım                                                                      |
| Geçirimsiz alt tabaka kalınlığı, m                                | 10              | 10                                  | Varsayım                                                                      |
| Basınç gradyanı, MPa/m                                            | 0.01            | 0.01                                | (Janicki ve diğ., 2017; Merey, 2017)                                          |
| HBL hidrat içeren tabakanın ilk basıncı, MPa                      | 17.35           | 17.55                               | Basınç gradyanından hesaplanmış.                                              |
| Deniz tabanı sıcaklığı, °C                                        | 9               | 9                                   | (Schicks ve diğ., 2020; Stanev ve diğ., 2014; Vassilev, 2015; Vassilev, 2006) |
| Jeotermal gradyanı, °C/km                                         | 30              | 30                                  | (Kucuk ve diğ., 2015; Vassilev, 2006; Zander ve diğ., 2020)                   |
| HBL, hidrat içeren tabakanın ilk sıcaklığı, °C                    | 15.9            | 16.5                                | Jeotermal gradyanından hesaplanmış.                                           |
| HBL, hidrat içeren tabakanın gözenekliliği                        | 0.45            | 0.45 (kum) / 0.40 (kil)             | (Bialas ve diğ., 2020; Riedel ve diğ., 2020)                                  |
| Mutlak geçirgenlik ( $k_x=k_y=k_z$ ) in HBL, mD                   | 1000 (kum)      | 1000 (kum) / 25 (kil)               | Varsayım                                                                      |
| HBL, İlk hidrat doygunluğu ( $S_h$ )                              | 0.5             | 0.5 (kum) / 0.25 (kil)              | (Pape ve diğ., 2011; Schicks ve diğ., 2020; Schwalenberg ve diğ., 2015)       |
| HBL, ilk su doygunluğu ( $S_A$ )                                  | 0.5             | 0.5 (kum) / 0.75 (kil)              | $1-S_h$                                                                       |
| Tane yoğunluğu, kg/m <sup>3</sup>                                 | 2650            | 2650                                | (Riedel ve diğ., 2020; Zander ve diğ., 2020)                                  |
| Kuru termal iletkenlik, W/m.K                                     | 1               | 1                                   | (Hillman ve diğ., 2018; Vasilev, 2015; Vassilev ve Dimitrov, 2003)            |
| Islak termal iletkenlik, W/m.K                                    | 3.1             | 3.1 (kum) / 1.7 (kil)               | (Hillman ve diğ., 2018; Vasilev, 2015)                                        |
| Gözenek suyu tuzluluğu, g/kg                                      | 3               | 3                                   | (Janicki ve diğ., 2017; Popescu ve diğ., 2006; Riedel ve diğ., 2020)          |
| <i>Göreceli geçirgenlik modeli (Değiştirilmiş Stone Denklemi)</i> |                 |                                     |                                                                               |
| n                                                                 | 3.572           | 3.572 (Kum) / 5 (Kil)               | (Feng ve diğ., 2019; Yu ve diğ., 2019)                                        |
| $S_{irA}$                                                         | 0.20            | 0.20 (Kum) / 0.55 (Kil)             |                                                                               |
| $S_{irG}$                                                         | 0.02            | 0.02 (Kum) / 0.05 (Kil)             |                                                                               |
| <i>Kılcal basınç modeli (van Genuchten Denklemi)</i>              |                 |                                     |                                                                               |
| $S_{irA}$                                                         | 0.19            | 0.19 (Kum) / 0.54 (Kil)             | (Feng ve diğ., 2019; Yu ve diğ., 2019)                                        |
| $\lambda$                                                         | 0.45            | 0.45 (Kum) / 0.15 (Kil)             |                                                                               |
| $P_o$ , MPa                                                       | 0.1             | 0.1 (Kum) / 0.1 (Kil)               |                                                                               |



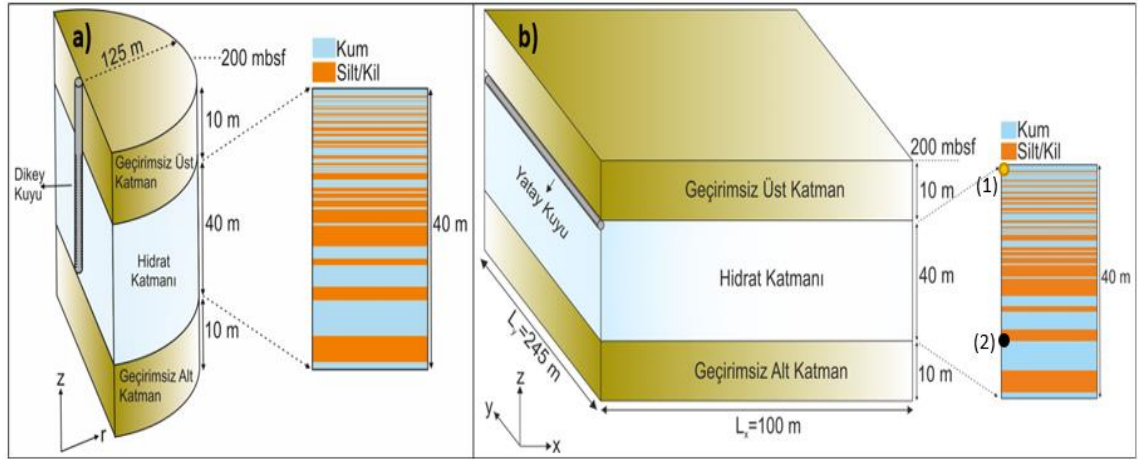
**Şekil 5. 4:** Rezervuar geometrisi ve konfigürasyonu: **a) Model 1-a:** Karadeniz koşullarında gaz hidrat rezervuarında yapılan dikey kuyu sondajından (tek homojen tabaka) yarım silindirik kesiti **b) Model 1-b:** Aynı alan ve aynı hidrat hacmine sahip olan rezervuar **Şekil 5.4.a** silindirik kesiti gibi, yapılan yatay kuyu sondajından (tek homojen tabaka) yarım dikdörtgen prizma kesiti

**Tablo 5.1,** T + H sayısal simülasyonları için **Model 1**'in girdi (input) parametrelerini listelemektedir. **Şekil 5.4.a**'daki **Model 1-a**, Karadeniz koşullarında gaz hidrat rezervuarının (tek bir homojen tabakası HBL) silindirik bir kesitten çıkan dikey kuyuyu içermektedir. **Model 1-a** geometrileri, r ve z yönünde sırasıyla 125 m ve 40 m olduğu göstermektedir. Örtü tabakasının en üst kısmı ve alt tabakasının en alt kısmı birçok çalışmada olduğu gibi bu çalışmada da sabit basınç-sıcaklık katmanları olarak kabul edilmiştir (Li ve diğ., 2020; Merey, 2017; Moridis ve diğ., 2008; Yang ve diğ., 2014). Gaz hidratın çözünmesi sırasında HBL'deki sıcaklık düşüşü nedeniyle belirlenen sınır tabakalarından ısı transferi sağlamaktadır. Gaz hidratların çözünmesi endotermik (ısı alan) olması, rezervuar sıcaklığında düşüşe neden olur bu yüzden alt ve üst tabakalardan ısı transferi önemlidir. Bu çalışmada en üst ve en alt hücrelerde (grid) (z yönünde-aktif olmayan tabakalar) Dirichlet sınır koşullarına göre (sabit basınç ve sıcaklık) uygulanmıştır. Aynı zamanda diğer iki yönünün (r yönünde) sınır hücre (grid) için Neumann sınır koşullarına göre (kütle ve ısı olmayan akış) uygulanmıştır. TOUGH kodlarının MeshMaker'ı kullanılarak **Model 1-a** küçük hücelere (grid) ayrılmıştır. Literatüre göre, genellikle gaz hidrat rezervuarlarında, z eksenı boyunca hücre (grid) boyutu 0,5 m'dir (Feng ve diğ., 2019; Li ve diğ., 2020; Moridis ve diğ., 2007; Yu ve diğ., 2019). **Model 1-a** için **Şekil 5.4. a**'daki z eksenı boyunca, hücrelerin boyutları HBL içerisinde ve üst & alt sınırları (boundaries) için sırasıyla 0,4 m ve 1 m'dir. Sınır hücrelerinde (grid) gaz hidrat olmadığı için iri boyutlar seçilmiştir. **Model 1-a** için **Şekil 5.4.a**'daki r eksenı boyunca 110 logaritmik hücre (grid) seçilmiştir. Kısacası, **Model 1-a** 70 (z yönü boyunca-kartezyen) x 110 (r yönü boyunca-

logaritmik) hücre (grid) bloklarına ayrılmıştır. **Şekil 5.4.a**'da görüldüğü gibi, silindirik modelin (**Model 1-a**) merkezine 0,1 m yarıçaplı dikey bir üretim kuyusu yerleştirilmiştir. **Şekil 5.4.b**, **Model 1-b** gösterdiği gibi yatay bir kuyu konfigürasyonuna sahip olan kartezyen bir koordinat sistemi kullanılmıştır. **Model 1-b**'deki HBL'nin kalınlıkları ve sınırları **Model 1-a**'daki kalınlıklara benzetilmektedir. Ayrıca, jeolojik modelde **Model 1-a** ve **Model 1-b** için aynı rezervuar özellikleri (**Tablo 5.1**) kullanılmıştır, dolayısıyla HBL'de iki modelde de aynı CH<sub>4</sub> miktarı mevcuttur. **Şekil 5.4.b**'deki **Model 1-b**'de yatay kuyu y eksenine (yaklaşık 245 m) boyunca yer almaktadır. Başlangıçta, 0,1 m yarıçaplı tek yatay kuyu HBL'nin en üst kısmına yerleştirilmiştir. Böylece, gazın yukarıya (kuyuya) doğru akışı ve HBL (gaz hidrat içeren tabaka)'nin alt kısmında yerçekiminden dolayı su birikmesi nedeniyle daha yüksek gaz üretimi beklenmektedir. Bu rezervuarın x ve z eksenindeki yatay boyutu sırasıyla 100 m ve 40 m'dir. 20 m kalınlığındaki HBL (hidrat içeren katman: hydrate-bearing layer), %50 doygunlukta CH<sub>4</sub> hidrat içeren homojen bir kesittir. x-z düzleminde, **Model 1-b**'deki rezervuar 145 (x yönü boyunca) ve 102 (z yönü boyunca) tane hücreye (grid) ayrılmıştır. Bu bölgedeki ısı ve kütle transferinin önemli olduğu için yatay üretim kuyusu çevresinde daha hassas (~0.1 m) hücre (grid) boyutu seçilmiştir. HBL'de ise kuyudan uzakta ortalama hücre boyutu 0,4 m'dir. Öte yandan, alt ve üst (örtü) tabakalarında (1 m)'lik boyutlu hücreler tercih edilmiştir. Örtü sınırının üst tabaka katmanı ve altı sınırının alt tabaka katmanı etkin olmayan (sabit basınç ve sıcaklık) tabaka olarak ayarlanmıştır, bu nedenle sayısal simülasyonlar sırasında bu etkin olmayan tabakalarda basınç ve sıcaklık sabit olarak uygulanmıştır.

Deniz ortamında türbidit yaygın olarak bulunur. Türbidit, değişen ince sediment katmanları (yani kil, siltler) ve iri sedimanları da (kumlar gibi) içerir. Böylece iri kum tabakaları ince killeri/siltleri ile ayrılır. İri kumların geçirgenliği, ince killeri/siltlerin geçirgenliğinden daha yüksektir. Bu nedenle genellikle iri kumların gaz hidrat doygunluğu daha yüksektir. Nankai (Japonya) Çukurunda, alınan gaz hidrat kesitleri, araldanmalı iri kumları ve silt/kil katmanlarını içerir (Feng ve diğ., 2020; Yuan ve diğ., 2017). Karadeniz'de benzer şekilde araldanmalı iri kum katmanları da var olduğu gösterilmektedir (Merey & Sinayuc, 2016; Riedel ve diğ., 2020). Aynı zamanda, bu tezde hidrat içeren kum ve killeri türbidit sistemlerinden gaz üretimini de araştırmak amaçlanmaktadır. Ardından, varsayımsal olarak, **Şekil 5.5**'deki gibi **Model 2-a** ve **Model 2-b** oluşturulmuştur. Bu modellerde 25 adet hidratlı iri kum tabakası (**Şekil 5.5**'de mavi renk) (kalınlıkları 0,1 m ile 5 m arasında değişmektedir) ve 25 adet hidratlı kil tabakası (**Şekil 5.5**'de turuncu renk) (kalınlıkları 0,1 m ile 3,8 m arasında) bulunmaktadır. **Şekil 5.4**'daki **Model 1**'e benzer şekilde, aynı rezervuar özelliklerine ve aynı hidrat hacmine

(59,57 milyon standart  $m^3$   $CH_4$ ) sahip olan silindirik ve dikdörtgen (kartezyen) rezervuar modellerinde dikey ve yatay kuyu üzerinden gaz üretim simülasyonları T + H simülator kodunu kullanarak yapılmıştır. **Şekil 5.5.a**'daki **Model 2-a**, aralanmalı iri kum (20 m) ve kil (20 m) içeren 40 m kalınlığında HBL içermektedir. HBL tabakası, geçirimsiz ve suya doymun tabakalarla sınırlandırılmıştır. **Model 2-a**'daki HBL tabakası, z eksenı boyunca iri kum kesitlerinde 55 kartezyen hücre (grid) (0,1 m ila 0,5 m) ve kil kesitlerinde 50 kartezyen hücre (grid) (0,1 m ila 0,5 m) olarak seçilmiştir. Üst tabakası ve alt tabakası için kalın hücreler (2 m-boyutunda) seçilmiş olup daha sonra, r-yönü boyunca 110 logaritmik hücreler seçilmiştir. **Şekil 5.5.a**'daki gibi **Model 2-a**, 115 (z-yönü boyunca) x 110 (r-yönü boyunca) hücre bloklarına ayrılmıştır. **Şekil 5.5.a**'da görüldüğü gibi, silindirik modelin (**Model 2-a**) merkezine 0,1 m yarıçaplı dikey bir üretim kuyusu (40 m üretim aralığı ile birlikte) yerleştirilmiştir.



**Şekil 5. 5:** Rezervuar geometrisi ve konfigürasyonu **a) Model 2-a:** Batı Karadeniz koşullarında gaz hidrat rezervuarının (çok katmanlı) yarı silindirik bir bölümünden üretilen tek dikey kuyu **b) Model 2-b:** **Şekil 5.4**'daki silindirik kesitle aynı alana ve hidrat hacmine sahip gaz hidrat rezervuarının (çok katmanlı) yarı dikdörtgen bir bölümünden üretilen yatay kuyu. (**Model 2-b-1**, üst kum tabakasındaki kuyuya sahiptir-sarı daire-1, kuyunun yerini gösterir; **Model 2-b-2**, alt kum tabakasında kuyuya sahiptir- siyah daire-2 kuyunun yerini gösterir).

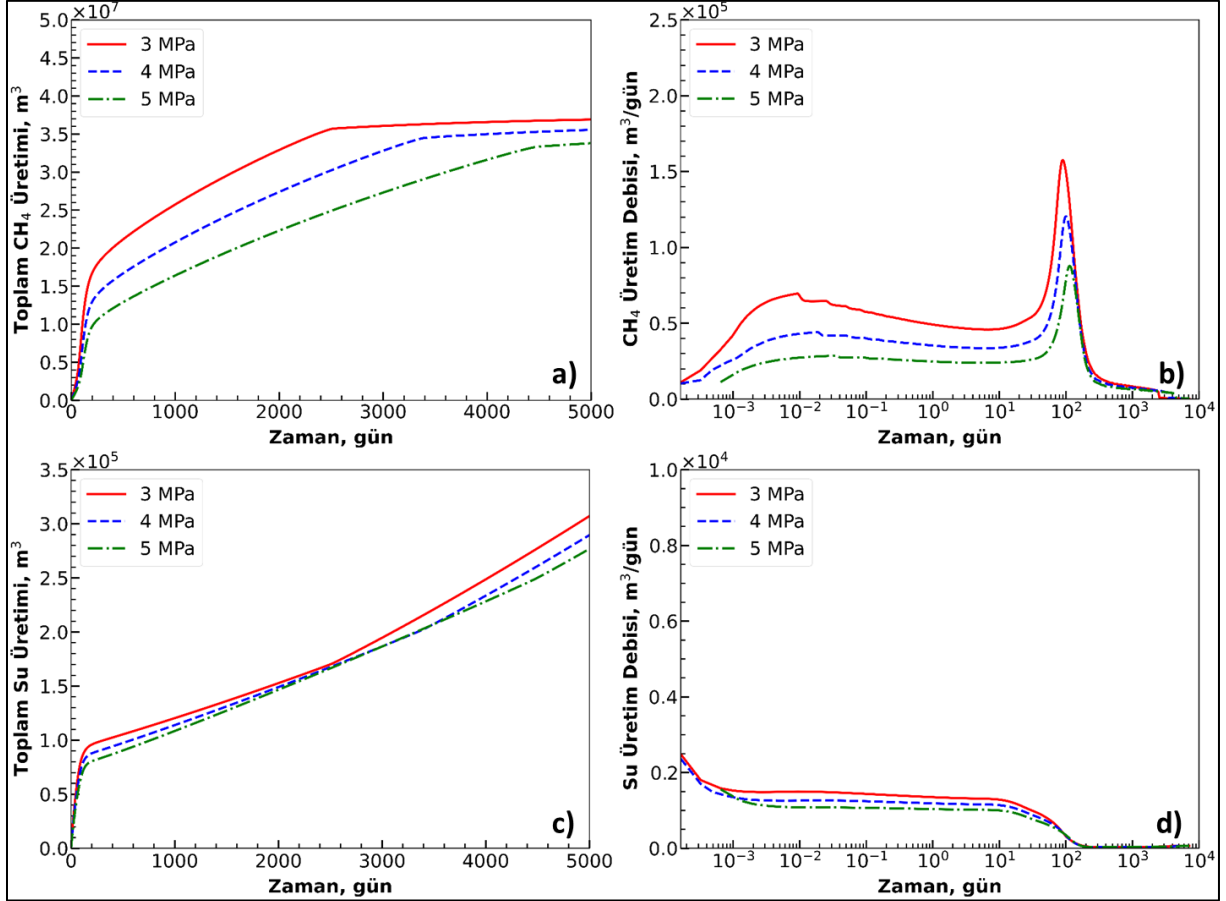
Yatay kuyu konfigürasyonunun (245 m uzunluk) türbidit sistemindeki gaz hidratlardan gaz üretimi üzerindeki etkisi **Şekil 5.5.b**'de **Model 2-b**'de analiz edilmiştir. Başlangıç olarak, 0,1 m yarıçaplı tek yatay kuyu HBL'nin tepesine yerleştirilmiştir. Bu rezervuarın x ve z eksenindeki yatay boyutları sırasıyla 100 m ve 60 m'dir. HBL tabakasının 40 m kalınlığında olup, **Tablo 5.1**'de gösterildiği gibi (%50 kum ve %25 kil) doymunluğu sahip, aralanmalı kum ve kil kesitinde  $CH_4$  hidrat içeren heterojen bir kesittir. **Model 2-b**'deki x-z düzleminde rezervuar, 145 (x-yönü boyunca) ve 128 (z-yönü boyunca) hücreye ayrılmıştır. Bu bölgedeki ısı ve kütle transferinin önemli olduğu için yatay üretim kuyusu çevresinde daha hassas (~0.1 m) bir hücreleme (gridding) uygulanmıştır. HBL'de kuyudan itibaren ortalama hücre boyutu

(grid) 0,4 m'dir. Öte yandan, alt ve örtü (üst) tabakalarında (1 m)'lik büyük hücre boyutu tercih edilmiştir. Örtü sınırının üst tabaka katmanı ve altı sınırının alt tabaka katmanı etkin olmayan tabakalar olarak ayarlanmıştır. Bu nedenle sayısal simülasyonlar sırasında, etkin olmayan tabakalarda basınç ve sıcaklık sabit olarak uygulanmıştır. Seçilen hücre (grid) boyutu ve sayısında eldeki verinin çözünürlüğü ve simülasyonlar için kullanılan bilgisayarın kapasitesi etkilidir. Eğer çok sayıda çok küçük hücre tercih edilecek ise süper bilgisayar sistemlerine ihtiyaç duyulabilir. Bu çalışmada kullanılan bilgisayarın özellikleri (Intel(R) Core(TM) i7-7700HQ CPU @ 2.80GHz, Ram: 16 GB) sınırlamasına göre hücre boyutu seçilmiştir.

## BÖLÜM 6

### 6. MODEL SONUÇLARI VE TARTIŞMA

Bu bölümde, **Bölüm 5**'de detaylı bir şekilde açıklanan modellerden gaz üretiminin T+H simülatörü ile analizi sonucu elde edilen sonuçlar detaylı bir şekilde tartışılmaktadır.

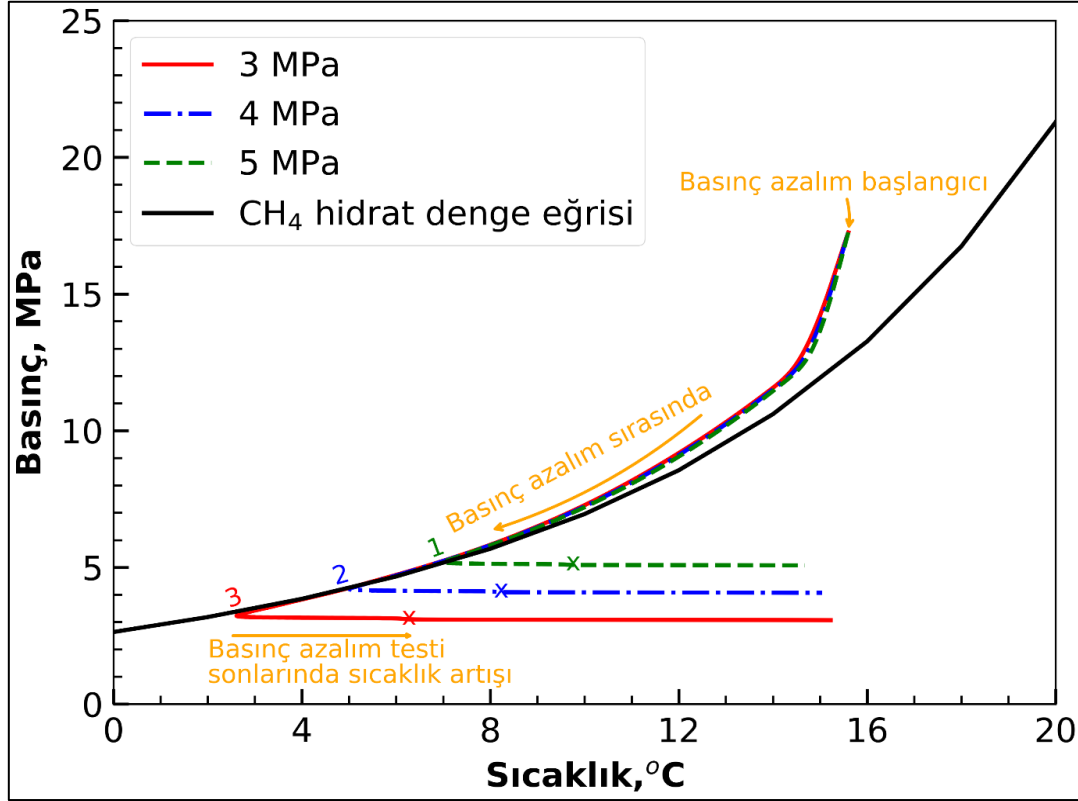


Şekil 6. 1: Şekil 5.4.a'daki Model 1-a'da 3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa'da basınç düşürme sonuçları; a) Toplam CH<sub>4</sub> üretimi b) CH<sub>4</sub> üretim debisi c) Toplam su üretimi e) Su üretim debisi

Bu tezde, Batı Karadeniz koşullarında farklı kuyu konfigürasyonlarındaki (Şekil 5.4 ve Şekil 5.5) metan hidrat rezervuarlarından gaz üretimi için T+H simülatörü kullanılarak simüle edilmiştir. Bu simülasyonların sonuçları bu bölümde gösterilmiştir. Şekil 6.1, Şekil 5.4.a'da Model 1-a'daki HBL (hidrat içeren tabaka)'den gaz üretim simülasyonlarının sayısal sonuçlarını gösterilmektedir. Basınç düşürme metodu 3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa'da kullanarak (gaz hidrat bölümünde dikey kuyu boyunca sabit basınç) T + H simülatörü uygulanmıştır. Gaz hidrat çözünmesi sırasında rezervuar sıcaklığında bir düşüş gözlenmiş ve bu durum analiz edilmiştir. Böylece Şekil 6.2, Model 1-a'daki (Şekil 5.4.a) CH<sub>4</sub> hidrat denge eğrisi ve HBL'nin

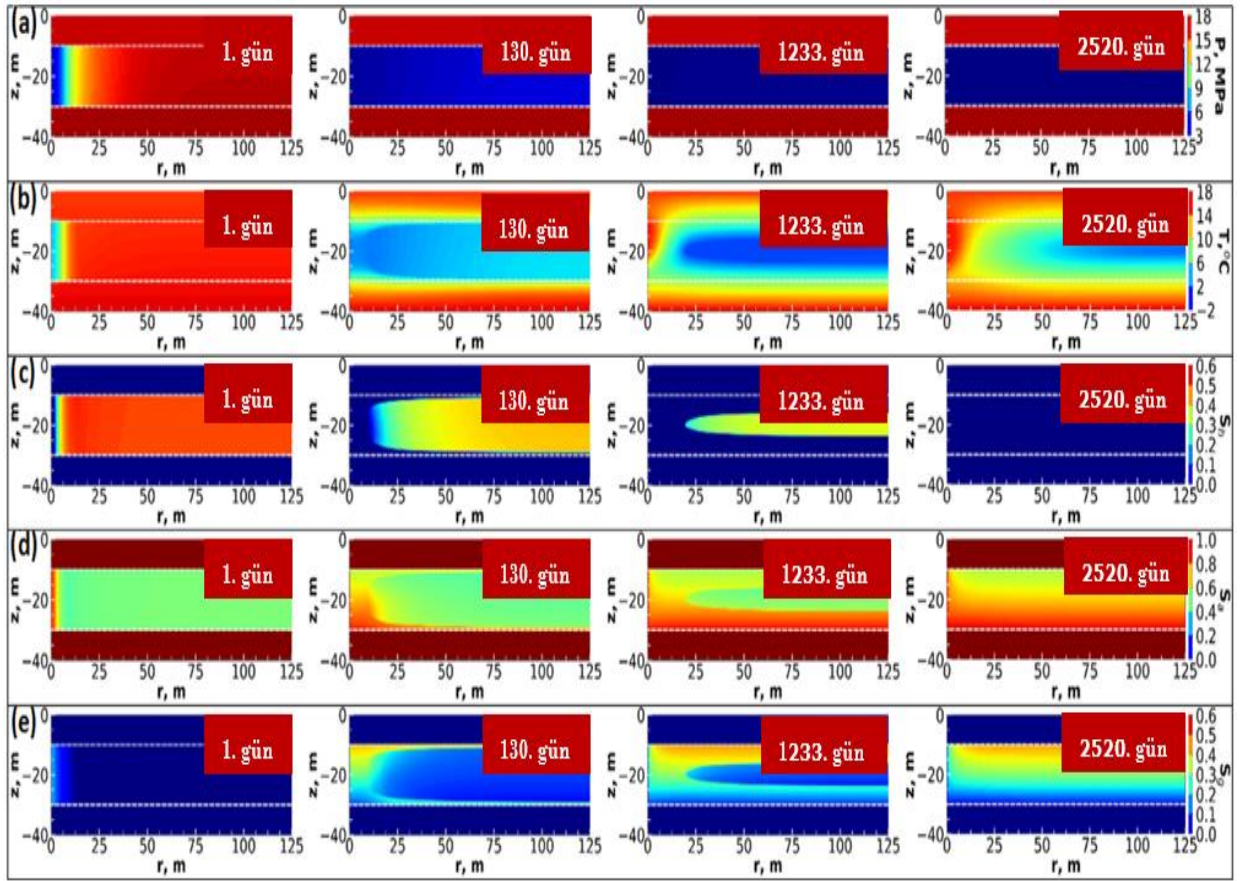


ortalama basınç-sıcaklığı için basınç düşürme metodunda farklı basınçlarındaki değişimler gösterilmektedir. 2D (boyutlu) rezervuar özelliklerindeki dağılım (değişim) şekilleri, basınç düşürme sırasında gaz hidrat rezervuarındaki değişiklikleri görmek için kullanışlıdır. **Şekil 6.3**, 3 MPa'da; basınç düşürme sırasında **Model 1-a**'da farklı zamanlarda basınç, sıcaklık, hidrat doygunluğu, su doygunluğu ve gaz doygunluğunu gösterilmektedir.



**Şekil 6. 2:** 3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa'da basınç düşürme sırasında **Model 1-a**'da (Şekil 5.4.a) HBL'nin ortalama basıncı ve sıcaklığı

**Model 1-a**'da (Şekil 5.4.a), HBL'den gaz üretimi ve basınç düşürme metodu uygulanarak T + H kodu ile simüle edilmiştir. Bu simülasyonların sonuçları **Şekil 6.1**, **Şekil 6.2** ve **Şekil 6.3**'da gösterilmektedir. Bu simülasyonlarda, gaz üretimi, 20 m'lik bir hidrat tabakası içinden dikey bir kuyu ile sağlanmıştır. Simülasyonlar, **Şekil 6.3.d**'de **Model 1-a**'daki suyun çoğunluğu HBL'nin alt kısmında biriktiğini göstermektedir. Bu nedenle, su üretimini azaltmak için HBL'nin ilk üst 10 m'sinde tamamlanmış dikey bir kuyu ile başka bir sayısal simülasyon gerçekleştirerek, 3 MPa'da basınç düşürme metodu uygulanmıştır. Simülasyon parametreleri **Tablo 5.1**'de listelenmiş olup **Model 1-a**'da HBL'nin üst yarısında 10 m aralıklarla tamamlanan dikey kuyu ve **Model 1-a**'da HBL'nin 20 m aralığında tamamlanan dikey kuyu sayısal simülasyonlar yapılmış ve **Şekil 6.4**'de bu iki perfore aralığında yapılan simülasyonların karşılaştırmasını göstermektedir.

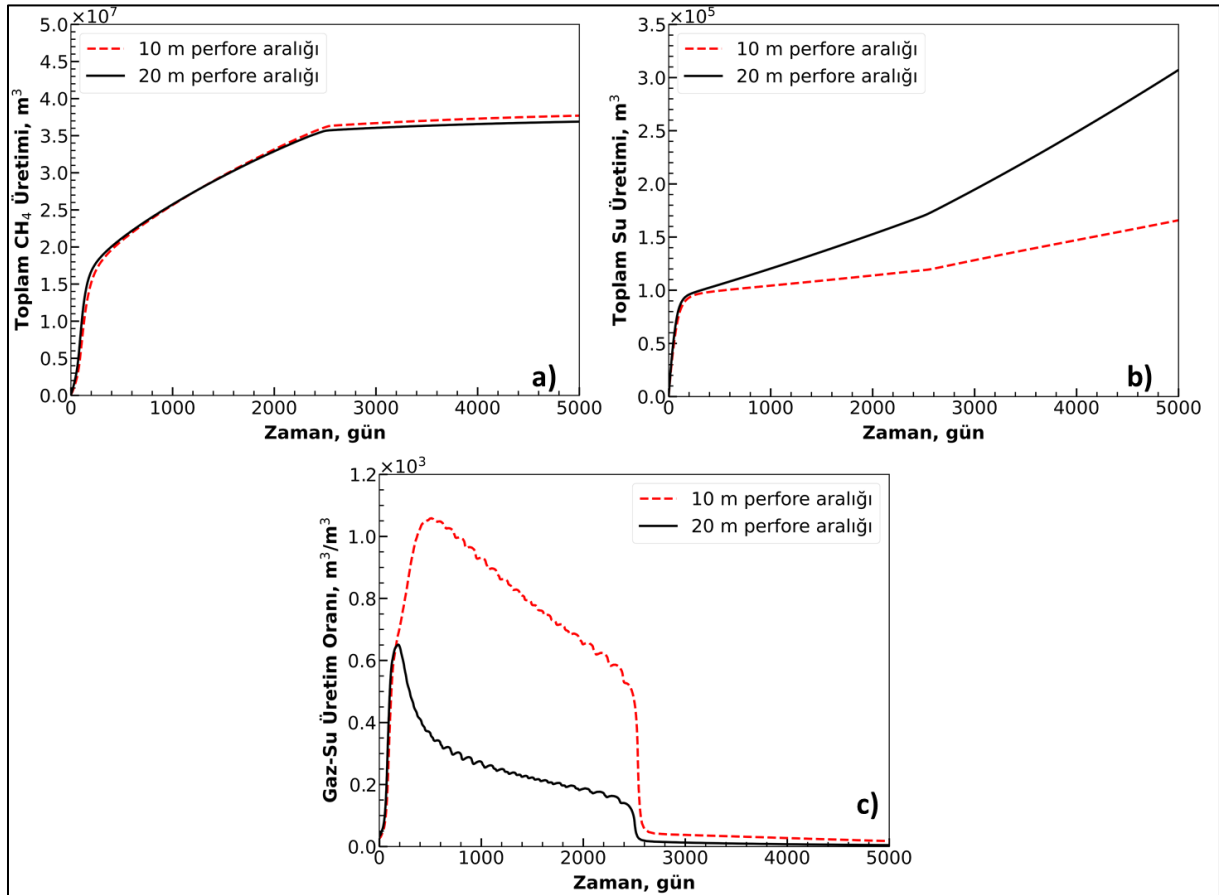


Şekil 6. 3: Farklı zamanlarda (Şekil 5.4. a) **Model 1-a**'daki 3 MPa'da basınç düşürme sırasında: **a)** Basınç (P) dağılımı **b)** Sıcaklık (T) dağılımı **c)** Hidrat doygunluğu ( $S_h$ ) **d)** Su doygunluğu ( $S_a$ ) **e)** Gaz doygunluğu ( $S_g$ )

Şekil 6.1'deki gaz üretim oranları (dikey kuyu konfigürasyonunda basınç düşürme metodu ile **Model 1-a**'da gösterilen) ticari gaz üretim seviyesinden ( $3 \times 10^5$  ila  $5 \times 10^5$  m<sup>3</sup>/gün) daha düşük olduğunu göstermektedir (Şekil 3.3). Ayrıca bu çalışmada, gaz hidratlardan gaz üretimi için yatay kuyuların avantaj ve dezavantajlarını araştırmayı hedeflemektedir. Bu nedenle Batı Karadeniz (Tuna Deltası) koşullarında **Model 1** ve **Model 2**'deki HBL için yatay kuyu konfigürasyonları T + H simülatörü ile analiz edilmiştir. İlk olarak, **Model 1-b** (Şekil 5.4.b) 'deki gibi HBL'den sayısal gaz üretim simülasyonları yapılmıştır. Bu simülasyonda su üretimini en aza indirmek için **Model 1-b**'deki (Şekil 5.4.b) yatay kuyu açılmış ve HBL'nin üstüne yerleştirilmiştir. Şekil 5.4.b'deki gibi **Model 1-b**'deki yatay kuyunun yönü 245 m'lik y eksenini boyunca yerleştirilmiştir. **Model 1-b**'nin rezervuar özelliklerini, Tablo 5.1'de özetlemektedir. Hem **Model 1-a** hem de **Model 1-b**, benzer rezervuar özelliklerine (Tablo 5.1'deki gibi) ve aynı zamanda HBL'de CH<sub>4</sub> aynı miktara sahiptir.

**Model 1-a**'de (Şekil 5.4'de) dikey kuyuda yapılan üretim aralığı 20 m olarak seçilmiş olup gaz üretimi sağlanmıştır; fakat bu üretim aralığında yer çekim kuvveti ve kumların sahip olduğu yüksek gözeneklerinden dolayı çok yüksek miktarda su üretimi gerçekleştirilmiştir. Su

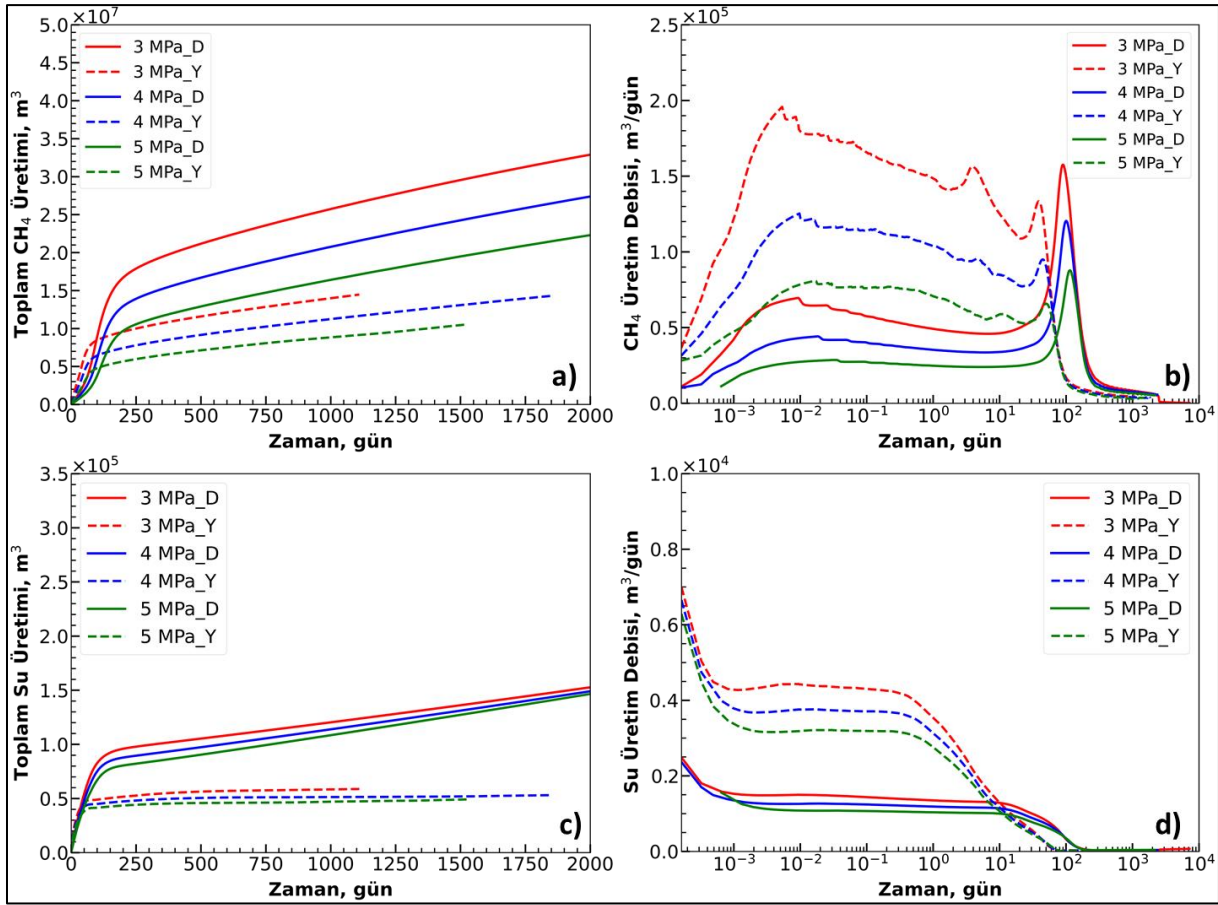
üretimi en aza indirmek için dikey kuyunun en üst kısmında 10 m'lik kısmında perfore açılmış ve 10 m ile 20 m perfore aralığı arasındaki  $\text{CH}_4$  üretimi, su üretimi ve gaz-su üretim oranları **Şekil 6.4**'de gösterilen sonuçlarda karşılaştırma olanağı sağlanmıştır. Buna göre hidrat içeren kısmın üst 10 m'de açılan perforlerden üretim sağlandığında gaz üretiminde ciddi bir değişiklik olmamıştır. Ancak 10 m-perfore yapılan modelde ciddi oranda su üretimi, 20 m-perfore modeline göre azaltılmıştır. Bu durum doğru tamamlama teknikleri ile gaz hidrat üretim kuyularında üretilen suyun miktarının azaltılabileceğini göstermektedir. Ancak bunun tespiti için gaz hidrat rezervuarının saha verileriyle detaylı bir şekilde tanımlanmasına gerek vardır.



**Şekil 6. 4:** a) Toplam  $\text{CH}_4$  üretimi b) **Şekil 5.4.a**'daki **Model 1-a**'da 10 m üretim aralığında (HBL'nin üstünde) ve 20 m üretim aralığında 3 MPa basıncında basınç düşürme metodu kullanarak Toplam su üretimi c) Gaz-su üretim oranı

**Şekil 6.5**'de **Model 1-a** (dikey kuyu konfigürasyonu) ve **Model 1-b**'nin (yatay kuyu konfigürasyonu) gaz üretim davranışı ve su üretim davranışı karşılaştırılmıştır. Rezervuar parametrelerindeki değişiklikler, 2 boyutlu dağılımları **Şekil 6.5**'de gösterilmiştir. Aynı zamanda **Model 1-b**'deki basınç (P), sıcaklık (T),  $\text{CH}_4$  hidrat doygunluğu ( $S_h$ ), su doygunluğu

( $S_a$ ) ve gaz doygunluğu ( $S_g$ ) dağılımlarını 3 MPa'da basınç düşürme sırasında x-z koordinatlarında **Şekil 6.6**'de gösterilmektedir.

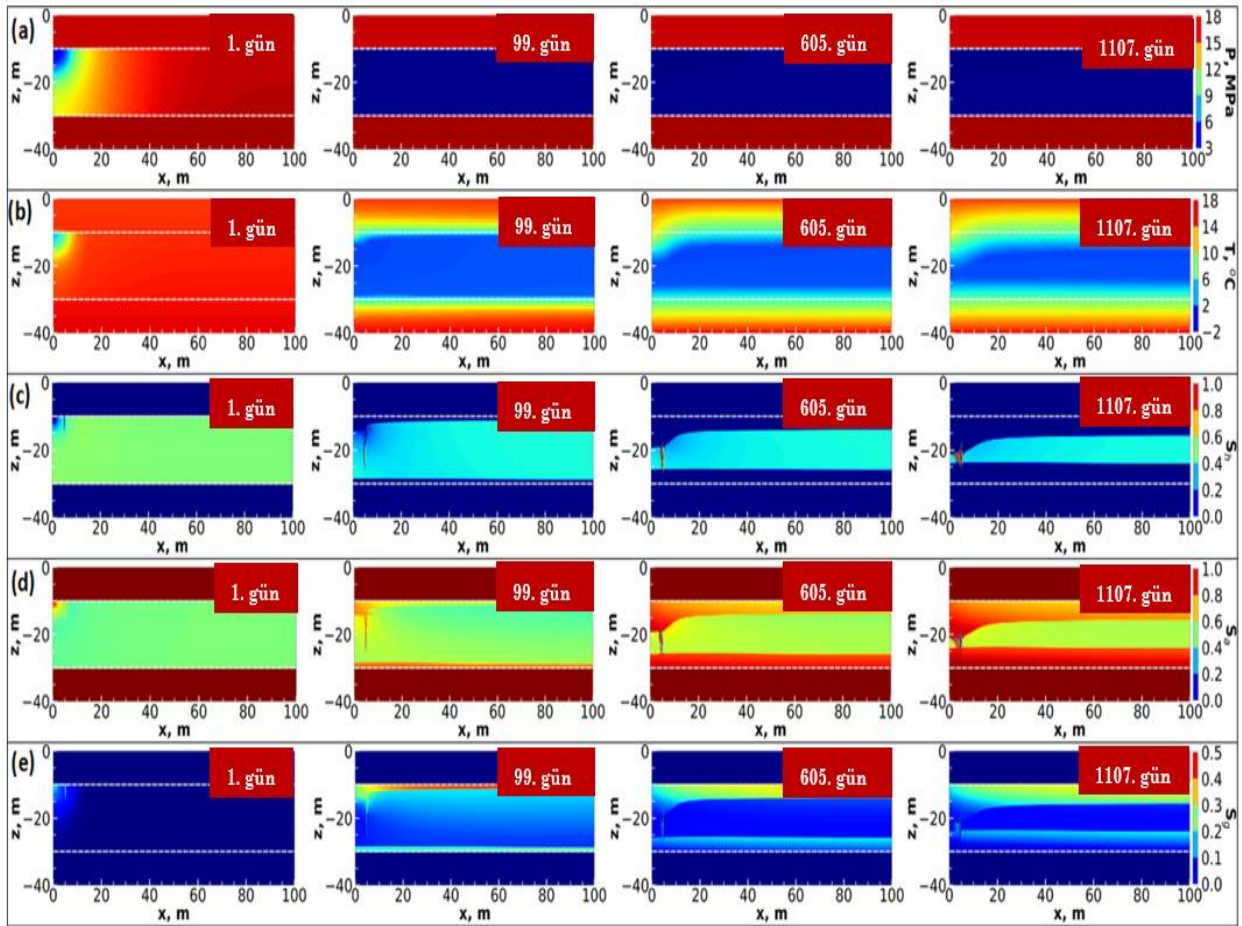


**Şekil 6. 5:** Şekil 5.4'deki **Model 1-a** ve **Model 1-b** için gaz üretim simülasyonları karşılaştırması: **a)** Toplam  $CH_4$  üretimi **b)**  $CH_4$  üretim debisi **c)** Toplam su üretimi **d)** Su üretim debisi (D: **Model 1-a** dikey kuyu konfigürasyonu; Y: **Model 1-b** için yatay kuyu konfigürasyonu) temsil etmektedir.

Her ne kadar Karadeniz'de heterojen hidrat içeren katmanların bulunması muhtemel olsa da, literatürdeki tüm dikey kuyu konfigürasyonlu sayısal simülasyonlar, homojen bir HBL için yapılmıştır. Bu tezin özgünlüğü ise; Batı Karadeniz koşullarında hem dikey kuyu hem de yatay kuyu konfigürasyonları için heterojen hidrat içeren katmanlardan elde edilecek gaz üretimini araştırmayı da amaçlanmıştır. Bu amaçla, **Model 2**'deki (**Şekil 5.5**) heterojen HBL'den gaz üretim simülasyonları için varsayımsal sayısal T+H simülatörü kullanılmıştır. **Model 2**'de (**Şekil 5.5**) görüldüğü gibi,  $CH_4$  hidratları içinde kum ve kil katmanları mevcuttur. **Model 2**'deki kum ve kil tabakalarının rezervuar parametreleri **Tablo 5.1**'de özetlenmiştir. Düşük geçirgenliği sahip olan kil katmanları nedeniyle **Model 2**'deki üretim davranışı, **Model 1**'deki davranıştan farklıdır. İlk olarak, **Model 2-a** (**Şekil 5.5.a**) için dikey kuyu konfigürasyonunda sayısal simülasyonlar uygulanmıştır. Bu modelde HBL'de 40 m üretim aralığı ile basınç düşürme

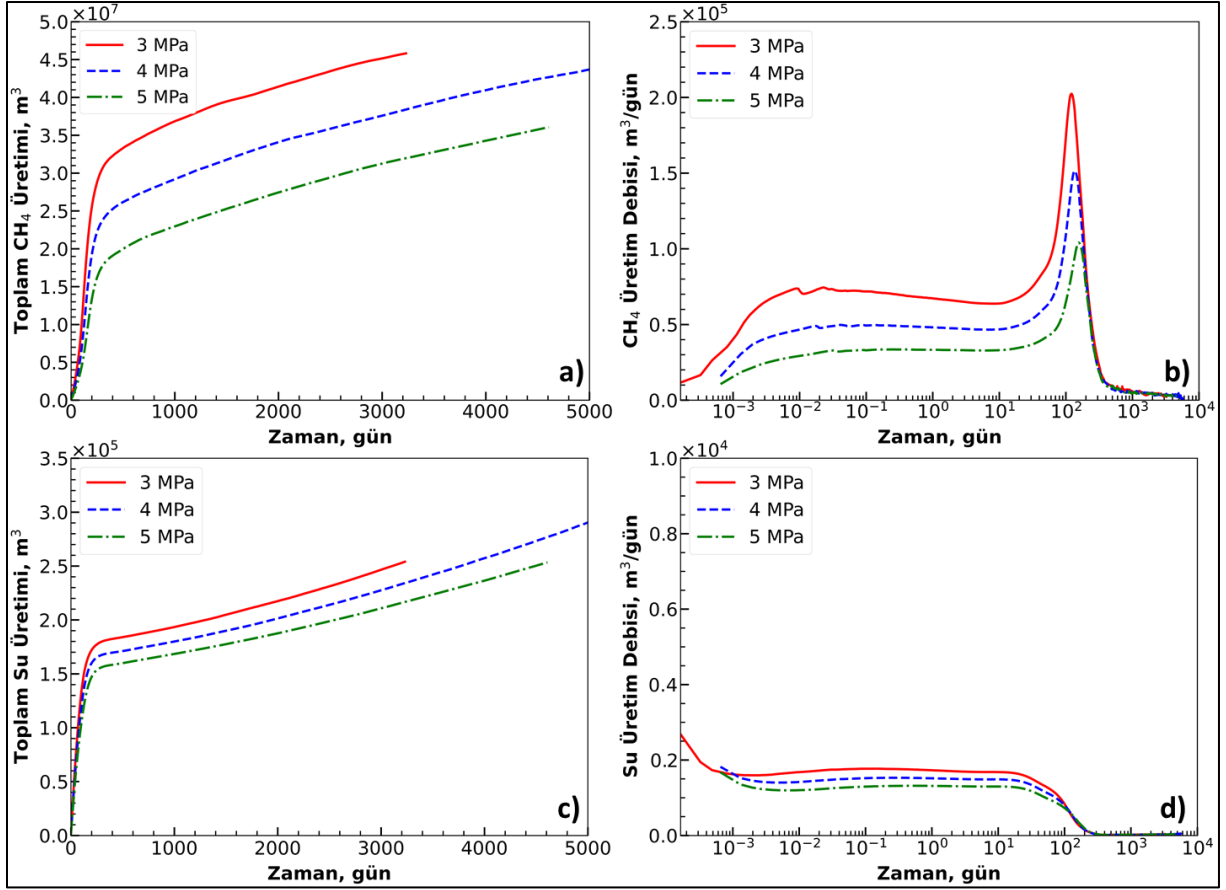


yöntemi kullanılmıştır. **Model 2-a** için sayısal simülasyonların sonuçları **Şekil 6.7**'da karşılaştırılmıştır.

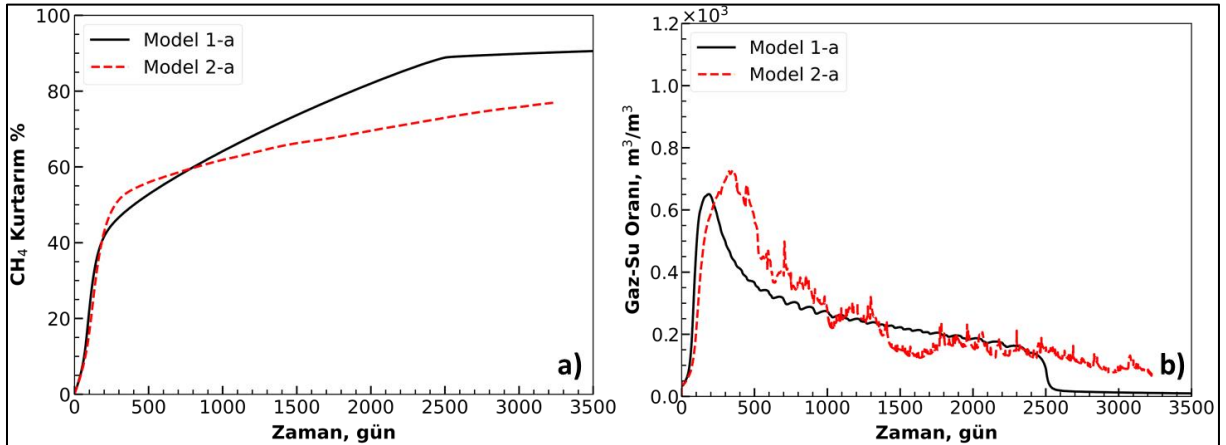


**Şekil 6. 6: Model 1-b'de farklı zamanlarda 3 MPa'da basınç düşürme sırasında (Şekil 5.4 b) a) Basınç (P) dağılımı b) Sıcaklık (T) dağılımı c) Hidrat doygunluğu ( $S_h$ ) d) Su doygunluğu ( $S_a$ ) e) Gaz doygunluğu ( $S_g$ )**

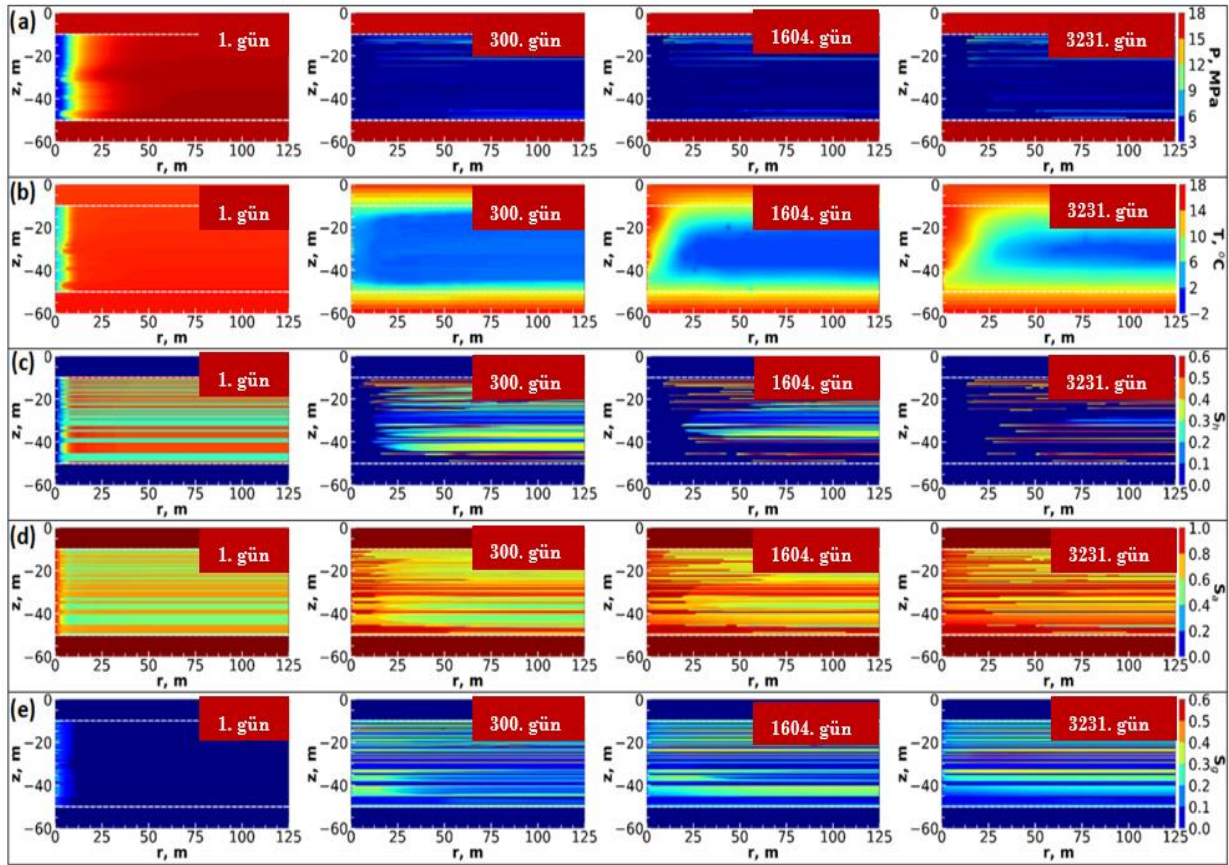
**Model 1-a**'daki homojen hidrat tabakası ve **Model 2-a**'daki heterojen hidrat tabakasının sayısal gaz üretim simülasyon sonuçlarını karşılaştırarak, rezervuar heterojenliğinin, gaz üretimi üzerindeki etkisini anlamak mümkündür. Bu nedenle **Şekil 6.8**,  $CH_4$  kurtarım (recovery) %'sini ve **Model 1-a** ve **Model 2-a**'daki gaz/su oranını 3 MPa'lık basıncında basınç düşürme yöntemini kullanarak karşılaştırılmıştır. **Şekil 6.9**; **Şekil 5.5.a**'daki **Model 2-a**'nın (Dikey Kuyu) gözenekli ortamında 3 MPa'lık basıncında bir basınç düşürme yönteminde basınç, sıcaklık, hidrat doygunluğu, su doygunluğu ve gaz doygunluğu dağılımını göstermektedir.



Şekil 6. 7: Model 2-a'da Şekil 5.5.a'daki (Dikey Kuyu) için 3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa'da uygulanan basınç düşürme sonuçları: **a)** Toplam CH<sub>4</sub> üretimi **b)** CH<sub>4</sub> üretim debisi **c)** Toplam su üretimi **e)** Su üretimi debisi



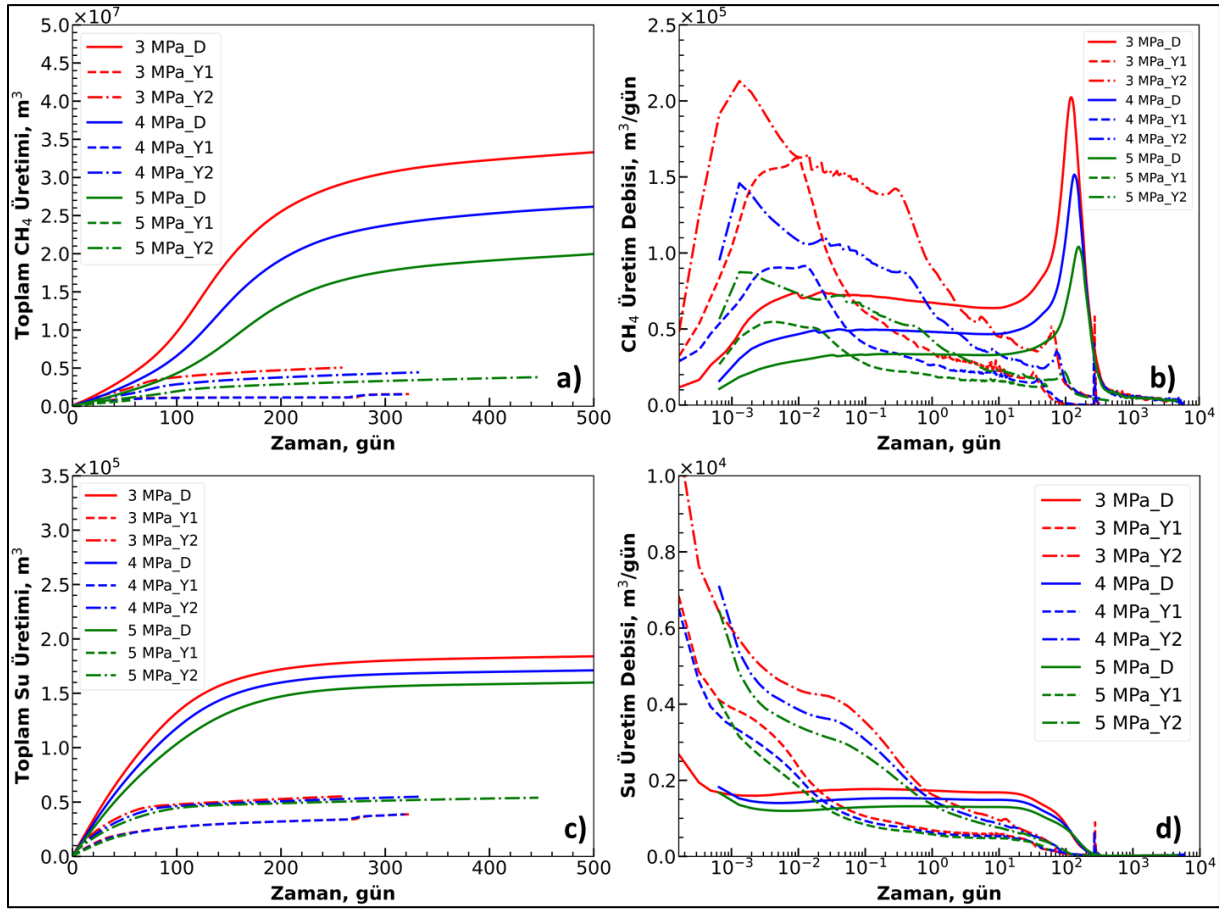
Şekil 6. 8: **a)** CH<sub>4</sub> kurtarım % **b)** Gaz/su oranı; 3 MPa basıncında basınç düşürme yöntemiyle **Model 1-a**'da (20 m üretim aralığı) ve **Model 2-a**'da (40 m üretim aralığı)



**Şekil 6. 9:** Şekil 5.5 Model 2-a'da farklı zamanlarda 3 MPa'da basıncında basınç düşürme sırasında **a)** Basınç (P) dağılımı **b)** Sıcaklık (T) dağılımı **c)** Hidrat doygunluğu ( $S_h$ ) **d)** Su doygunluğu ( $S_a$ ) **e)** Gaz doygunluğu ( $S_g$ )

**Model 2-a**'da, HBL'nin 40 m aralığında tamamlanan dikey bir kuyu ile basınç düşürme simülasyonları gerçekleştirilmiştir. **Model 2-b**'deki heterojen gaz hidrat katmanlarında yatay kuyunun gaz üretimi üzerindeki etkisini araştırmak için **Model 2-b**'de sayısal simülasyonlar yapılmıştır (Şekil 5.5.b). Bu model için 3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa basınçlarında basınç düşürme yöntemi uygulayarak **Tablo 5.1**'deki belirtildiği rezervuar koşullarında gaz üretim simülasyonları T + H kodu uygulanmıştır. **Model 2-b-1**'de Şekil 5.5.b'de görüldüğü gibi HBL'nin tepesinde 245 m'lik bir yatay kuyu ile basınç düşürme yöntemi sağlanmıştır. Farklı olarak **Model 2-b-2**'de (Şekil 5.5.b) HBL tabanına yakın 5 m kalınlığındaki kum tabakasında 245 m'lik yatay kuyu ile basınç düşürme sağlanmıştır. **Model 2-b**'de, düşük geçirgenlik kil katmanları, yüksek geçirgenlik kum katmanlarına bölünmüştür. **Model 2-a** (Dikey Kuyu) ve **Model 2-b-2**'de (Yatay Kuyu) basınç düşürme yöntemi ile gaz üretim davranışını karşılaştırarak, **Model 2**'deki gibi heterojen gaz hidrat rezervuarlarından gaz üretimi üzerindeki etkisini anlamak mümkündür. Şekil 6.10, Model 2 için dikey ve yatay kuyu konfigürasyonlarında gaz üretim davranışını karşılaştırılmıştır. Şekil 6.11 ve Şekil 6.12'de

sırasıyla **Model 2-b-1** ve **Model 2-b-2**'de (**Şekil 5.5.b**) 3 MPa'da basınç düşürme yöntemi sırasında gaz üretim davranışları gösterilmiştir.

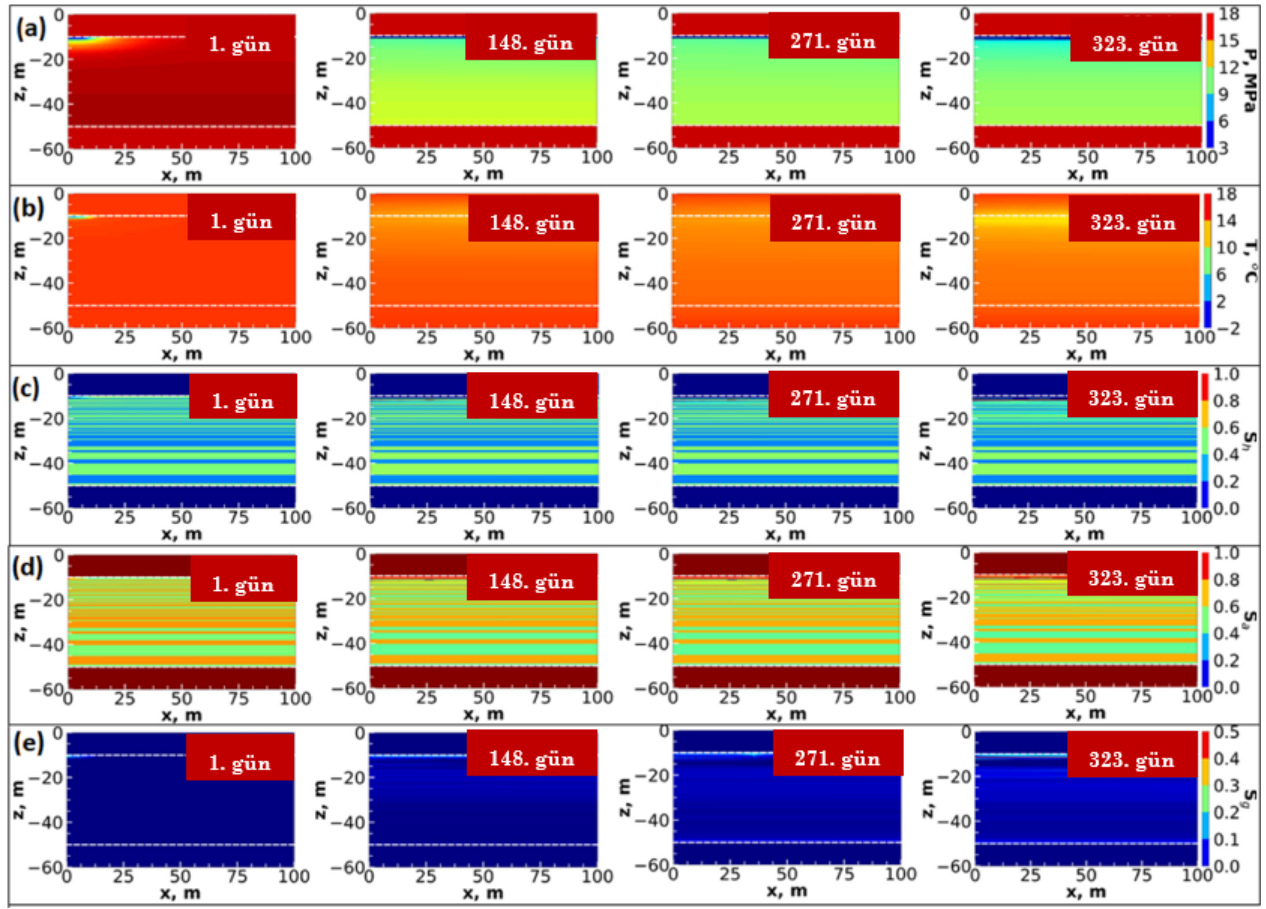


**Şekil 6. 10:** Şekil 5.5'deki **Model 2-a** ve **Model 2-b**'deki gaz üretim simülasyonlarının karşılaştırması: **a)** Toplam CH<sub>4</sub> üretimi **b)** CH<sub>4</sub> üretim debisi **c)** Toplam su üretimi **d)** Su üretim debisi (D: **Model 2-a**'de dikey kuyu konfigürasyonu; Y1: **Model 2-b-1**'de yatay kuyu konfigürasyonu; Y2: **Model 2-b-2**'de yatay kuyu konfigürasyonu)

**Şekil 6.1.a**'da görüldüğü gibi, 3 MPa'da daha yüksek gaz üretimi elde edilmiştir. Çok hızlı basınç düşürme uygulandığında gaz hidrat daha hızlı çözünmesi yani daha fazla gaz hidrat elde edilir, fakat bu durumda sonuç olarak rezervuar sıcaklığında daha büyük düşüşe neden olmuştur. Ancak, 2,5 MPa'nın altında bırakıldığında, **Model 1-a**'da olduğu gibi gözenekli ortamında gaz hidrat reformasyonu (yeniden oluşumu) ve buz oluşumu riskleri bulunmaktadır. Bu da gaz hidrat çözünmesi (endotermik) etkisi ve Joule-Thomson soğutma etkisinden kaynaklıdır. 3 MPa (basınç düşürme yöntemi), dört noktadaki basıncı aşmaktadır **Şekil 6.1**'deki gibi, bu nedenle buz oluşumu olasılığı ve karşılık gelen etkin geçirgenlik üzerindeki olumsuz etkileri önlemiştir. Özellikle basınç düşürmenin ilk 200 günü içinde, **Şekil 6.1.a**'da görüldüğü gibi gaz üretimi aniden artmıştır. Bundan sonra, **Şekil 6.1.b**'de, sınırlardan yeterli ısı temini



sağlanmaması nedeniyle gaz üretim oranları hızla düşmüştür. Rezervuar sıcaklığındaki oluşan sıcaklık düşüş, gaz üretim oranlarının yavaşlanmasının ana nedenidir.



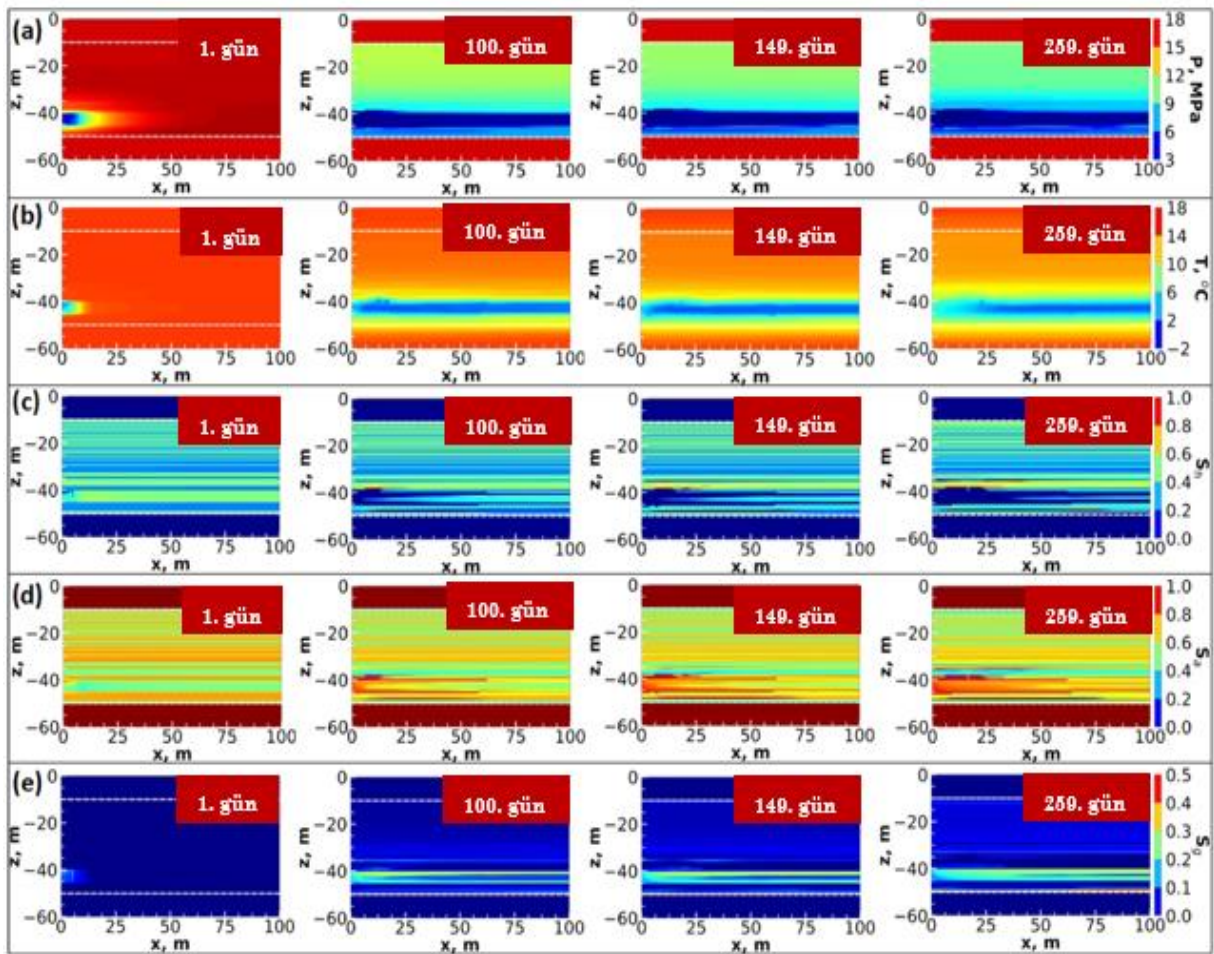
**Şekil 6. 11: Model 2-b-1'de (Yatay Kuyu) Şekil 5.5.b'de 3 MPa'da basınç düşürme sırasında farklı zamanlarda a) Basınç (P) dağılımı b) Sıcaklık (T) dağılımı c) Hidrat doygunluğu ( $S_h$ ) d) Su doygunluğu ( $S_a$ ) e) Gaz doygunluğu ( $S_g$ )**

Temel olarak basınç düşürme üretim yöntemi uygulanırken HBL (hidrat içeren tabaka)'nin sıcaklığı basınçla birlikte düşmüştür. Örneğin, HBL'de gözlemlenen en düşük ortalama sıcaklıklar sırasıyla 3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa için 2.6°C, 5°C ve 7°C olarak kaydedilmiştir. HBL'deki ilk ortalama sıcaklığı (15.6°C) endotermik gaz hidrat çözünmesi ve Joule-Thomson soğutma etkisi göz önüne alındığında, HBL'de büyük bir sıcaklık kayıpları gözlenmiştir. Bu nedenle, gaz hidratlardan sürekli gaz üretimi sağlamak için üst ve alt tabaka katmanlarından gelen ısı transferleri çok önemlidir. Şekil 6.2'deki gibi; üst ve alt tabaka sınırlarından gelen ısı transferleri, **Nokta 1**, **Nokta 2** ve **Nokta 3**'e ulaştıktan sonra, ortalama rezervuar sıcaklıkları artmaya başlamıştır. **Model 1-a**'daki HBL'deki gaz hidrat, Şekil 6.2'da X sembolleri olarak da gösterilen 2504., 3386. ve 4467. günlerde tamamen çözünmüştür. Bu süreler Şekil 6.1.a'daki kümülatif gaz üretim eğrilerinde gözlemlenebilir, çünkü **Model 1-a**'daki

HBL'deki gaz hidratların tamamen çözündükten sonra kümülatif gaz üretimi neredeyse sabit kalmıştır. Örnek olarak, **Şekil 6.2**'de 3 MPa için kırmızı X sembolünde (gaz hidratın tamamen çözünme yeri), **Model 1-a**'daki HBL'deki ortalama sıcaklık yaklaşık 6.1°C'dir. Sınırlardan gelen ısı transferi ile, HBL'deki yaklaşık 4696 gün içinde ortalama rezervuar sıcaklığı, 6.1°C'den (**Şekil 6.2**'daki kırmızı X'te) 15.3°C'ye yükselmiştir. **Şekil 6.1.b**'de yaklaşık ilk 200 günden sonra gaz hidrat çözünmesi yavaşlanmıştır. Böylece gaz üretim oranlarında düşme gözlemlenmiştir. Bunun nedeni, gaz hidrat çözünme hızının, ısı transferi ve yüksek su üretimi tarafından sınırlandırılmış olmasıdır. Dolayısıyla, basınç düşürmenin sonraki aşamasında, rezervuarın hissedilir (fark edilen) ısı tükendiği için gaz hidrat çözünmesi ve gaz üretim hızları yavaşlamıştır. **Şekil 6.1.c** ve **Şekil 6.1.d**'deki görüldüğü gibi gaz hidratlardan gaz üretimi sırasında su üretimi de yüksektir. **Şekil 6.1.d**'de görüldüğü gibi, su üretim debisi başlangıçtaki ilk 200 günde oldukça yüksektir, çünkü başlangıçta, HBL'deki gözenekli ortamın saturasyonları serbest su (%50) ve CH<sub>4</sub> hidrat (%50) ile doyurulmuştur. Ayrıca, gaz hidrat çözünmesi ile birlikte açığa çıkan su, su üretimini ciddi oranda artmasına neden olmuştur. Ticari (ekonomik) gaz üretim düzeyine ulaşmanın önündeki engeller şu unsurlardır; yüksek su üretimi, düşük gaz üretimi, jeomekanik stabilite, kum üretim riski. Ticari gaz üretim seviyesi, için tek bir üretim kuyusunda ortalama gaz üretim hızı yaklaşık  $3.0 \times 10^5$  m<sup>3</sup>/gündür (Ma ve diğ., 2020). Ancak **Şekil 6.1.b**'deki **Model 1-a**'da 3 MPa'da, basınç düşürme sırasında maksimum ve ortalama gaz üretim debisi sırasıyla  $1.58 \times 10^5$  m<sup>3</sup>/gün ve  $2.11 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/gün'dür. Bu gaz üretim oranları ticari gaz üretim seviyesinin altındadır ve yüksek miktarda su üretimi de gaz üretimini oldukça zorlaştırmaktadır (örneğin; pompa gereksinimleri, suyun üretilmesi).

**Şekil 6.3.c**'de görüldüğü gibi, gaz hidrat çözünmesi hem z eksenini hem de r eksenini boyunca gerçekleştirmiştir. Sınırlardan (boundaries) gelen ısı transferleri, z eksenini boyunca hidratların çözünmesine neden olmuştur. **Şekil 6.3.b**'deki HBL'deki sıcaklık, basınç düşürme sırasında 2 °C'nin üzerindedir, bu nedenle bu koşullar altında buz oluşmamıştır. Karadeniz'de deniz tabanı sıcaklığı, yaklaşık 9 °C'dir ve **Model 1-a**'da HBL'de ortalama başlangıç sıcaklığı yaklaşık 15.6 °C'dir. Permafrost bölgelerde (0 °C'ye yakın) ve Meksika Körfezi'yle (deniz tabanı sıcaklığının 4-5°C olduğu) kıyaslandığında, Karadeniz'deki gaz hidratların sıcaklığı daha yüksektir (Merey, 2017). (Moridis ve diğ., 2011)'e göre, rezervuar sıcaklığındaki 1°C'lik bir artış, permafrost bölgelerindeki bir gaz hidrat rezervuarında, üretim hızını yaklaşık 8 kat artırmak için yeterlidir. Bu nedenle, gaz hidrat üretim performansı için rezervuar başlangıç sıcaklığı ve jeotermal gradyanı rezervuarın önemli parametreleridir. 3 MPa'lık basıncında gerçekleşen basınç düşürmede ve HBL'deki gaz hidrat çözünmesiyle üstünde biriken gözenekli

ortamda açığa çıkan serbest gazın nedeni (Şekil 6.3.e), gaz kaldırma (gas capillary) kuvveti ve geçirimsiz üst tabakasından kaynaklanmaktadır. Diğer yandan, gaz hidrat çözünmesi sırasında gözenekli ortamda açığa çıkan serbest su, yerçekim etkisinden dolayı HBL'nin tabanında birikmiştir, Şekil 6.3.d'deki Model 1-a'da gibidir. HBL'nin tabanında su birikiminin sebebi, HBL'deki iri kumların yerçekimi kuvvetleri ve yüksek geçirgenliğinden meydana gelmektedir. Şekil 6.4.a'da 10 m üretim aralığında, 20 m üretim aralığına göre hafif bir gaz üretim düşüşü gözlemlenmiştir. Ancak bu ihmal edilebilir bir farktır.



Şekil 6. 12: Model 2-b-2'de (Yatay Kuyu) Şekil 5-2-b'de 3 MPa'da basınç düşürme sırasında farklı zamanlarda a) Basınç (P) dağılımı b) Sıcaklık (T) dağılımı c) Hidrat doygunluğu ( $S_h$ ) d) Su doygunluğu ( $S_a$ ) e) Gaz doygunluğu ( $S_g$ )

Bununla birlikte; Model 1-a'da, Şekil 6.4.b'de, HBL'nin üst 10 m'si ile birlikte basınç düşürme yöntemi uygulandığından, su üretimi önemli ölçüde azalmıştır. Şekil 6.4.c'de görüldüğü gibi, Model 1-a'da HBL'nin ilk 10 m'sinde tamamlanan (üretim aralığı) dikey kuyudaki ortalama gaz / su oranı, 20 m HBL'de Model 1-a'da tamamlanan dikey kuyudaki bu oranın yaklaşık 1,62 katıdır. Bu sonuçlara göre uygun kuyu tamamlama (perfore) teknikleri ile

su üretimini azaltmak mümkündür. Su üretim oranındaki azalma, gaz hidratlardan daha uygun gaz üretimi sağlanabilir (pompa maliyetlerinde, gaz-su ayırma maliyetlerinde azalma). **Şekil 6.5**'de görüldüğü gibi **Model 1-b**'deki yatay kuyusunda erken aşamalarda çok yüksek gaz üretim debisi ve su üretim debisi elde edilmiştir. Ayrıca dikey kuyuda ve yatay kuyuda üretim aralıkları sırasıyla 20 m ve 245 m'dir (**Şekil 5.4**). Diğer yandan, **Model 1-b**'de gaz üretiminde 3 MPa'da 96. günden, 4 MPa'da 105. günden ve 5 MPa'da 112. günden sonra gaz üretimi ve su üretimi hızla düşmüştür. Dikey kuyusu (**Model 1-a**) üretimi ve yatay kuyu (**Model 1-b**) üretimi ile kıyaslandığında erken aşamalarda daha yüksek gaz üretimi elde edilmiştir. Fakat yatay kuyuda gaz üretiminin erken aşamasında hızlı basınç düşürme sağlanarak daha yüksek gaz üretimi elde edilmiştir. Bununla birlikte, yatay kuyu konfigürasyonunda kuyu cidarındaki sıcaklık hızla düşmüştür. Yatay kuyu konfigürasyondaki rezervuar sıcaklığındaki hızlı düşüş, dikey kuyu konfigürasyonuna kıyasla uzun vadeli gaz üretimi için dezavantajdır. Örneğin, dikey kuyu konfigürasyonunda (**Model 1-a**), 3 MPa'lık bir basıncının basınç düşürme yöntemiyle kuyu etrafındaki gözlemlenen minimum sıcaklığı 1.91°C, 1233 gününde kaydedilmiştir. Ancak, yatay kuyu konfigürasyonunda (**Model 1-b**), 3 MPa'lık bir basıncının basınç düşürme 99. gününden sonra gözlemlenen minimum sıcaklık yaklaşık 1.8°C'dir. **Model 1-b** rezervuarındaki hızlı soğuma, etkili geçirgenliği ve gaz üretimini azaltan CH<sub>4</sub> hidrat reformasyonunu (yeniden oluşumunu) desteklemektedir. Ayrıca, bu soğutma etkisi ile gaz hidrat çözünme hızı azaltılmıştır. **Model 1-b**'deki simülasyon sonuçlarına göre gözenekli ortamda buz oluşmamıştır. **Şekil 6.6.c**'de 3 MPa'lık bir basıncında basınç düşürme yöntemi uygulayarak farklı sürelerdeki S<sub>h</sub> dağılımlarını göstermektedir. **Şekil 6.6.c**'de, basınç düşürme sırasında hidrat reformasyonu nedeniyle rezervuarda %80'e kadar gaz hidrat doygunluğu (S<sub>h</sub>) gözlemlenmiştir. **Şekil 6.3** ve **Şekil 6.6** karşılaştırıldığında, **Model 1-a**'nın gaz hidrat çözünme performansı **Model 1-a**'da (dikey kuyu) uzun vadeli üretimde **Model 1-b**'ye (yatay kuyu) kıyasla daha iyidir. Ancak kısa süreli gaz hidrat üretim testinde (onlarca gün) **Şekil 6.5**'deki **Model 1-b**'den daha yüksek gaz üretimi elde etmek mümkündür.

**Model 1**, homojen tek katmanlı metan hidrat içeren kumu temsil etmektedir. Türbidit sistemlerde birbirini izleyen kum ve kil tabakaları Karadeniz'de ve dünyada yaygın olarak bulunmaktadır (Merey, 2017; Riedel ve diğ., 2020; TPAO, 2020). Böylece **Model 1-b**'deki gaz üretim simülasyonları T+H simülatörü kullanılarak yapılmıştır. **Model 2-a**'da gaz üretimi dikey kuyu ile sağlanmaktadır. **Şekil 6.7.a**'da görüldüğü gibi **Model 2-a** simülasyonlarında en yüksek ve en hızlı gaz üretimi 3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa arasında 3 MPa basınç düşürme basıncında elde edilmiştir. **Şekil 6.7.b**'de 3 MPa'lık basıncında basınç düşürmede gaz üretim debisi, 2.261

m<sup>3</sup>/gün ile 202.322 m<sup>3</sup>/gün (ortalama gaz üretim debisi 47.682 m<sup>3</sup>/gün) arasında değişmektedir. **Model 1-a**'nın (dikey kuyu konfigürasyonlu HBL'de 20 m üretim aralığı) ve **Model 2-a**'nın (dikey kuyu konfigürasyonlu HBL'de 40 m üretim aralığı) üretim davranışı **Şekil 6.1** ve **Şekil 6.7**'de benzer görünse de aslında farklıdır. **Şekil 6.8.a**'da **Model 2-a**'da en yüksek CH<sub>4</sub> kurtarımı 200. gün ile 800. gün arasında elde edilmiş ancak daha sonra azalmıştır. **Model 2-a** simülasyonlarında, başlangıçta, gaz hidrat çözünmesi daha hızlı olmuştur (daha çok yüksek geçirgen kum katmanlarında). Bununla birlikte; gaz hidrat çözünme hızı, düşük geçirgenlikli kil tabakalarında yavaş gaz hidrat çözünmesi nedeniyle, basınç düşürmenin sonraki periyodunda da düşmüştür. Bu davranış **Model 2-a** için **Şekil 6.9**'da gözlemlenebilir. **Model 2-a**'nın heterojenliği (**Şekil 5.5**'de değişen kum ve kil tabakaları), **Şekil 6.8.b**'de gaz/su oranında daha keskin artışlar ve düşüşlere neden olmuştur. **Şekil 6.9**'da görüldüğü gibi, kum katmanlarındaki gaz hidratlar, kil katmanlarındaki gaz hidratlardan daha hızlı ayrılmıştır. Bunun nedeni, kil katmanlarının göreceli geçirgenlik değeri (25 mD), kum katmanlarının (1000 mD) değerinden daha düşük olmasıdır (**Tablo 5.1**'deki gibi). Dolayısıyla, etkili bir basınç düşürme için gaz hidrat çözünme hızı ile göreceli geçirgenlik arasında doğrudan bir ilişki vardır. **Şekil 6.9.c**'de iri taneli kum tabakalarında ve kil tabakalarında gaz hidrat doygunlukları sırasıyla %50 ve %25'tir. 3MPa'da basınç düşürmenin başlamasıyla, gaz hidrat, genelde daha yüksek göreceli geçirgenlik değerleri sahip iri taneli kumlarda çözünmeye başlamıştır. Örneğin, gaz hidratlar, 3 MPa'da basınç düşürmenin 1604.günü ve 3231.gününde (**Şekil 6.9.c**), sadece kil tabakalarının içinde bulunmuştur. **Model 1-a**'daki homojen gaz hidrat tabakasından farklı olarak, düşük geçirgen kil tabakaları, **Model 2-a**'da HBL'nin alt kısmında su birikmesini (gaz hidrat çözünmesiyle açığa çıkan) engellemiştir (**Şekil 6.9.d**). Ayrıca, gaz hidrat çözünmesi ile ortaya çıkan gaz (**Şekil 6.9.e**), düşük geçirgen kil tabakaları nedeniyle çoğunlukla kum kesitlerinde tutulmuştur. **Model 2-a**'da HBL'nin sıcaklığı 0°C'nin üzerindeydi, ancak **Şekil 6.9.b**'de gaz hidratın daha hızlı ayrıştığı yerlerde yaklaşık 1.8°C gözlenmiştir. **Model 2-b** (**Şekil 5.5.b**) için gaz hidrat üretim simülasyonları T+H simülatörü ile yapılmıştır. **Şekil 6.10**'daki sonuçlar, dikey kuyu konfigürasyonunda **Model 2**'deki gaz hidratlardan daha yüksek gaz üretiminin gözlemlendiğini göstermiştir. Yatay kuyu konfigürasyonunda, düşük geçirgen kil katmanları, daha düşük geçirgen kum katmanlarındaki basınç düşmeyi önlemiştir. Bu nedenle, tek yatay kuyu konfigürasyonu **Model 2**'de gibi, heterogon gaz hidrat rezervuarları için uygun değildir. **Şekil 6.11**'de, **Şekil 5.5.b**'de **Model 2-b-1**'de 3 MPa'da basınç düşürme sırasında gaz üretim davranışı gösterilmiştir. **Model 2-b-1**'de yatay üretim kuyusu HBL'nin en üstünde yerleştirilmiştir. **Şekil 6.11.a**'da 1 günlük basınç düşürmede tespit edilmiştir. **Şekil 6.11-a**'da görüldüğü gibi **Model 2-b-1**'in üst kısmında 3 MPa'da basınç düşürme sağlanmıştır. Ancak

**Model 2-b-1**'in büyük bölümünde basınç sadece 9 MPa'ya düşürülebilir. **Model 2-a**'daki düşük geçirgen kil katmanları (**Tablo 5.1**), geçirgen kum katmanlarından gaz üretimine karşı bariyer gibi davranmaktadır. **Şekil 6.11.c**'de görüldüğü gibi **Model 2-b-1**'de HBL'nin tepesindeki hızlı basınç düşürme sırasında, üst kısımda, hidrat reformasyonu tespit edilmiştir. Yatay üretim kuyusu aracılığıyla 3 MPa'da basınç düşürme başlatıldıktan sonra tespit edilen maksimum gaz hidrat doygunluğu yaklaşık %80 oranında seyretmiştir. **Şekil 6.11.b**'de gösterildiği gibi HBL'nin sıcaklığı, lokal basınç düşürme ve hidrat çözünmesi nedeniyle, önemli ölçüde değişmemiş olup sadece yatay kuyuya yakın sıcaklık azalmıştır. **Model 2-b**'de yatay kuyunun HBL'den gaz üretimi üzerindeki etkisini daha iyi anlamak için **Model 2-b-2** de başka bir basınç düşürme simülasyonu yapılmıştır. **Model 2-b**'de yatay kuyu, HBL'nin dibine yakın 5 m kalınlığındaki kum tabakasının üstünde yer almaktadır. **Model 2-b-1** simülasyonlarına benzer şekilde **Model 2-b-2**'de **Model 2-a**'ya (dikey kuyu konfigürasyonu) kıyasla daha düşük gaz üretimi elde edilmiştir. **Şekil 6.10**'da görüldüğü gibi, **Model 2-b-2**'deki gaz üretimi, **Model 2-b-1**'e göre daha yüksektir, çünkü **Model 2-b-2**'de yatay kuyu daha kalın kum tabakasının üstünde yerleşmiştir. Ancak, hem **Şekil 6.11**'deki **Model 2-b-1**'de hem de **Şekil 6.12**'daki **Model 2-b-2**'de, düşük geçirgen kil tabakaları, **Model 2-a**'da HBL'de etkili basınç düşürmeden kaçınılmıştır.

Bu çalışma sonuçları, dikey kuyu konfigürasyonunda **Model 2**'deki gaz hidratlardan gaz üretiminin daha yüksek gözlemlendiğini göstermiştir. Yatay kuyu konfigürasyonunda, düşük geçirgenlik kil katmanları, daha düşük geçirgenlik kum katmanlarında etkili basınç düşürmekten kaçınılmıştır. Bu nedenle, tek yatay kuyu konfigürasyonu, **Model 2** gibi heterojen gaz hidrat rezervuarları için uygun değildir. Farklı olarak (Feng ve diğ., 2019) çalışmasında, T + H ile basınç düşürme simülasyonları uygulandıktan sonra, Nankai Çukurunda bulunan türbidit sistemlerindeki gaz hidratların, yatay kuyuda bulunanların dikey kuyuya göre (5,7 kat) daha avantajlı olduğu tespit edilmiştir. Ancak, (Feng ve diğ., 2019) simülasyonunda, rezervuarın heterojenliği ayrıntılı olarak (1 m'den az tabakalar) dikkate alınmamıştır. Bunun yerine rezervuar HBL-1, HBL-2 ve HBL-3'e bölüp bu katmanlarda ortalama gözeneklilik, geçirgenlik, doygunluk vb. değerler kullanılmıştır. Genel olarak yatay kuyu teknolojisi, tüm gaz hidrat rezervuarları için avantajlı olmayabilir ve her gaz hidrat rezervuarı kendi rezervuar özellikleri ile değerlendirilmelidir. Unutulmamalıdır ki, yatay kuyu teknolojisi bir gaz hidrat üretim yöntemi değildir. Buna karşın, düşük geçirgenli gaz hidrat içeren katmanların basıncının daha hızlı boşaltılması için avantajlı olabilir. Gaz hidrat rezervuarlarında, yatay kuyu teknolojisi uygulanırken şu parametreler dikkate alınmalıdır:

- Yüksek jeomekanik riskler.
- Yatay kuyu kullanılırken rezervuar sıcaklığında hızlı düşüş.
- Metan hidrat içeren kumların içindeki düşük geçirgen kil tabakaları, etkili basınç düşürme için bir bariyer gibi davranabilir.

## BÖLÜM 7

### 7. SONUÇLAR

Bu çalışmada, Batı Karadeniz koşullarında, varsayımsal metan hidrat rezervuarları (hidrat içeren kum tabakası (homojen) ve hidrat içeren karışık kum ve kil (heterojen)) oluşturulmuştur. Jeolojik modeller oluşturulduktan sonra, bu rezervuarlardan sayısal gaz üretim simülasyonları, TOUGH + HYDRATE (T+H) simülatörü ile farklı basınçlarda (3 MPa, 4 MPa ve 5 MPa) basınç düşürme yöntemi uygulanarak farklı (dikey ve yatay) kuyu konfigürasyonları gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada aşağıdaki sonuç notları elde edilmiştir:

- Daha yüksek basınç değişimi ( $\Delta P$ ) ile, gaz hidratlardan daha yüksek gaz üretimi elde edilmiştir. Ancak, belirli basınç değerlerinde (3 MPa'dan düşük) kuyu etrafındaki hızlı soğuma nedeniyle gaz üretim hızı düşmüştür. Örneğin, 3 MPa'lık bir basınçta basınç düşürme yöntemi uygulayarak, HBL'deki ortalama sıcaklığı yaklaşık 15,9 °C'den 2,5°C'ye düşmüştür.
- **Model 1-a** simülasyonlarının sonuçlarında görüldüğü gibi, gaz hidrat tam çözündükten sonra, orijinal rezervuar sıcaklığına ulaşmak için sınırlardan (boundaries) gelen ısı transferleri yüzlerce gün sürmesi gerekmektedir.
- Homojen hidrat içeren kumlarda (**Model 1-a**) gaz hidrat çözünmesiyle açığa çıkan su, yerçekimi etkisi nedeniyle HBL'nin tabanında yerleşmiştir. Böylece dikey kuyu konfigürasyonunda (**Model 1-a**), eğer HBL'nin üst bölgesindeki gaz hidrat kısmında tamamlama yapılırsa, o zaman daha az su üretimi olacaktır. Bu şekilde pompa maliyetleri ve su işleme maliyetlerini azaltılması mümkündür.
- **Model 1** gaz hidratlarından 245 m'lik yatay kuyudan gaz üretimi, ilk üretim periyodunda (100 günden 200 güne kadar) dikey kuyuya göre avantajlıdır. Ancak daha sonra dikey kuyu kullanıldığında gaz üretimi daha avantajlı olmuştur. Çünkü yatay kuyu üretiminde hızlı basınç düşürme uygulandığında, HBL'de gaz hidrat reformasyonuna neden olmuştur ve ayrıca gaz hidrat çözünmesini azaltmaktadır.
- **Model 2** gaz hidratlarından (ardalanmalı hidrat içeren kumlar/killer) elde edilen gaz üretimi, homojen hidrat içeren kum katmanlarına kıyasla oldukça karmaşıktır. Bunun için hidrat içeren kum katmanlarından gaz üretimi, hidrat içeren kil katmanlarında gaz üretiminden daha hızlı olmuştur.



- **Model 2-a**'da, düşük geçirgen kil tabakaları, HBL'nin tabanında gelişen su birikmesini önlemiştir. Düşük geçirgen hidrat içeren killer üzerinde, HBL'nin tepesindeki ve 245 m'lik dibine yakın bir yatay kuyuyla basınç düşürme simülasyonları uygulandığında, HBL'de etkili basınç düşürmeden önlemiştir. Böylece **Model 2**'de dikey kuyu üretimi ile daha yüksek gaz üretimi elde edilmiştir.
- **Model 2-b-1**'de ve **Model 2-b-2**'de, düşük geçirgen kil tabakaları, **Model 2-a**'da HBL'de etkili basınç düşürmeden kaçınılmıştır. Ayrıca **Model 2-b-2**'deki gaz üretimi, **Model 2-b-1**'e göre daha yüksektir, çünkü **Model 2-b-2**'de yatay kuyu daha kalın kum tabakasının üstünde yerleşmiştir. Kısaca **Model 2-b**'deki yatay kuyu konfigürasyonu heterogon gaz hidrat rezervuarları için uygun değildir. Çünkü, düşük geçirgen kil, kum katmanlarındaki basınç düşmeyi önlemiştir.

Bu çalışmada rezervuar heterojenliğinin tespitinin gaz hidrat üretim planlaması için oldukça önemli olduğu gösterilmektedir. Bunun için Karadeniz'de ayrıntılı çalışmalar yapılabilmesi için detaylı sismik verilerine, kuyu log verilerine ve karot verilerine ihtiyaç duyulmaktadır. Saha bazlı bu tür projelerden bu veriler toplanmasıyla birlikte tespit edilecek gaz hidrat rezervuarlarının üretilebilirliğinin araştırılması daha kolay olacaktır.

## KAYNAKLAR

- Arora A., Swaranjit Singh C. and Chandrajit B., 2015. Field Testing of Gas Hydrates - An Alternative to Conventional Fuels: *J Pet Environ Biotechnol* 2015, 6:5 <http://dx.doi.org/10.4172/2157-7463.1000235>
- Ballas, G., Garziglia, S., Sultan, N., Pelleter, E., Toucanne, S., Marsset, T., Riboulot, V. and Ker, S., 2018. Influence of early diagenesis on geotechnical properties of clay sediments (Romania, Black Sea). *Engineering Geology*, 240(April), 175–188. <https://doi.org/10.1016/j.enggeo.2018.04.019>
- Barka, A.A., 1992. The North Anatolian fault zone, *Annales Tectonicae*, 6, 164-195.
- Bearden J., 2007. Chapter 13: electrical submersible pumps, in: J.D. Clegg (Ed.), *Petroleum Engineering Handbook, Volume IV: Production Operations Engineering, Society of Petroleum Engineers*.
- Beaudoin YC, Waite W, Boswell R, Dallimore SR., 2014. Frozen Heat: A UNEP Global Outlook on Methane Gas Hydrates. *Volume 1. United Nations Environment Programme, GRID-Arendal*.
- Bello-Palacios Alejandro, Per Fotland, Stian Almenningen & Geir Ersland, 2022. Effects of methane hydrates on two-phase relative permeability in sandstone: *Numerical simulation of laboratory experiments Journal of Petroleum Science and Engineering* 208 (2022) 109606
- Bialas, J., Bohlen, T., Dannowski, A., Eisenberg-Klein, G., Gassner, L., Gehrmann, R., Heeschen, K., Hölz, S., Jegen, M., Klaucke, I., Krieger, M., Mann, J., Müller, C., Prüßmann, J., Schicks, J., Schünemann, E., Schwalenberg, K., Sommer, M., Smilde, P. L., ... Zander, T., 2020. Joint interpretation of geophysical field experiments in the danube deep-sea fan, Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 121(August 2019). <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104551>
- Bollavaram, P. & Sloan, E.D. Jr., 2003. Hydrate Plug Dissociation by Method of Depressurization; *Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2003*. <https://doi.org/10.4043/15257-MS>
- Boswell, R., and Collett, T.S., 2006. The Gas Hydrates Resource Pyramid.” *U.S. DOE-NETL*

- Fire in the Ice Newsletter*, Vol. 6, Issue 3, p. 5-7. [Also available at <https://www.netl.doe.gov/node/7023>].
- Boswell, R., and Collett, T.S., 2011. Current perspectives on gas hydrate resources: *Energy & Environmental Science*, v. 4, p. 1206–1215, [Also available at <https://doi.org/10.1039/C0EE00203H>]
- Boswell, R., Hancock, S., Yamamoto, K., Collett, T., Pratap, M., & Lee, S.-R., 2020. Natural Gas Hydrates. In *Future Energy* (pp. 111–131). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102886-5.00006-2>
- Birchwood R., J. Dai, D. Shelander, R. Boswell, T. Collett, A. Cook S. Dallimore, K. Fujii, Y. Imasato, M. Fukuhara, K. Kusaka, D. Murray, T. Saeki, 2010. Developments in gas hydrates, *Oilfield Rev.* 22 (1) (2010) 18–33.
- Carroll J., 2014. Natural Gas Hydrates: A Guide for Engineers. Third Edition. *Gulf Professional Publishing*.
- Chen, L., Feng, Y., Merey, S., Lijith, K. P., Singh, D. N., Komiya, A., & Maruyama, S., 2020. Numerical investigation on gas production from Shenhu (China): Influence of layer inclination and horizontal inhomogeneities. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 82, 103509. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103509>
- Chen, L., Merey, S., Pecher, I., Okajima, J., Komiya, A., Diaz-Naveas, J., Li, S., Maruyama, S., Kalachand, S., Kvamme, B., & Coffin, R., 2020. A Review Analysis of Recent Gas Hydrate Exploration Tests: Engineering Progress and Policy Trend. *Environmental Geotechnics*, 1–14. <https://doi.org/10.1680/jenge.19.00208>
- Cui Y, Lu C, Wu M, Peng Y, Yao Y, Luo W., 2018. Review of exploration and production technology of natural gas hydrate. *Adv. Geo-Energy Res.* 2018 Mar 25;2(1):53-62.
- Collett, T.S., Johnson, A.H., Knapp, C.C., and Boswell, R., 2009. Natural gas hydrates—A review, in Natural gas hydrates—Energy resource potential and associated geologic hazards, *American Association of Petroleum Geologists Memoir 89*, p. 146–219.
- Collett, T. S., 2019. Gas Hydrate Production Testing – Knowledge Gained. *The Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, 6 – 9 May 2019 (OTC-29516-MS)*.
- Çifçi, Günay, Derman Dondurur, and Mustafa Ergün, 2021. "Sonar and high resolution seismic

- studies in the Eastern Black Sea." *Turkish Journal of Earth Sciences* 11.1 (2002): 61-81.  
*Dokuz Eylül Üniversitesi, "Gaz hidrat," 24.06.2021 tarihinde erişilmiştir,*  
[http://web.deu.edu.tr/seislab/tr\\_gazhidrat.html](http://web.deu.edu.tr/seislab/tr_gazhidrat.html).
- Davis, E., & Heesemann, M., 2012. Early Results of Cascadia Subduction Zone ACORK Observatory. *IODP Expedition 328; Scientific Drilling*, 13, April 2012.  
<https://doi.org/10.2204/iodp.sd.13.02.2011>
- Demirbas, A., 2009. Methane from Gas Hydrates in the Black Sea. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 32(2), 165–171.  
<https://doi.org/10.1080/15567030802463885>
- Demirbas, Ayhan, 2010. Methane from gas hydrates in the Black Sea. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 32(2), 165–171.  
<https://doi.org/10.1080/15567030802463885>
- Deuser, W. G., 1974, Evolution of Anoxic Conditions in Black Sea During Holocene, the Black Sea-Geology, Chemistry, and Biology, Degens, E. T. And Ross, A. D., ed., *The American Association of Petroleum Geologists, United States*, 133-136.
- Dünya Enerji Konseyi, 2018. Türkiye'nin Gaz Hidrat Yol Haritası Önerisi:  
<https://www.dunyaenerji.org.tr/turkiyenin-gaz-hidrat-yol-haritasi-onerisi/>
- EPDK, 2019. Doğalgaz Piyasası Resmi İstatistikleri Listesi.  
<https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/3-0-166/resmi-istatistikleri> 30.08.2020
- Ergün, M., Çifçi, G., Dondurur, D. ve Limonov, A., 2000. Karadeniz Sedimentlerinde Gaz Hidrat Oluşumu ve Etkilerinin Araştırılması, *TUBİTAK Projesi, Proje Kodu: 100Y078*.
- Feng, Y., Chen, L., Merey, S., Lijith, K. P., Singh, D. N., Komiya, A., & Maruyama, S., 2020. Numerical Modelling of Gas Production from the Oceanic Gas Hydrate Reservoirs in Eastern Nankai Trough (AT1 site), Japan. *Environmental Geotechnics*, April, 1–9.  
<https://doi.org/10.1680/jenge.19.00177>
- Feng, Y., Chen, L., Suzuki, A., Kogawa, T., Okajima, J., Komiya, A., & Maruyama, S., 2019. Numerical analysis of gas production from reservoir-scale methane hydrate by depressurization with a horizontal well: The effect of permeability anisotropy. *Marine and Petroleum Geology*, 102(September 2018), 817–828.

<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.01.041>

- Feng, Y., Chen, L., Suzuki, A., Kogawa, T., Okajima, J., Komiya, A., & Maruyama, S, 2019. Numerical analysis of gas production from layered methane hydrate reservoirs by depressurization. *Energy*, 166, 1106–1119. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.184>
- Fulga, C., 2011. Mineralogy of the bottom sediments in the central area of the black sea shelf. *Geo-Eco-Marina*, 17, 251–260.
- Gaddipati M., 2008. Code Comparison of Methane Hydrate Reservoir Simulators using CMG STAR. *West Virginia University*, USA.
- Gürel, Mine, 2008. Sismik Yöntemlerle Gaz Hidratların Aranması. Yüksek Lisans Tezi, *İstanbul Teknik Üniversitesi*, İstanbul, Türkiye
- Grace, J., Collett, T., Colwell, F., Englezos, P., Jones, E., Mansell, R., Meekison, J.P., Ommer, R., Pooladi-Darvish, M., Riedel, M., 2008. Energy from Gas Hydrates—Assessing the Opportunities and Challenges for Canada. Report of the Expert Panel on Gas Hydrates, *Council of Canadian Academies*.
- Haeckel, M., Bialas, J., Klaucke, I., Wallmann, K., Bohrmann, G., & Schwalenberg, K., 2015. Gas Hydrate Occurrences in the Black Sea – New Observations from the German SUGAR Project. *Methane Hydrate Newsletter*, 15(2), 6–9.
- Hancock, S., Boswell, R., and Collett, T., 2019. “Development of deepwater natural gas hydrates,” in *Paper presented at the Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, May 6–9, 2019.
- Heeschen, K. U., Haeckel, M., Klaucke, I., Ivanov, M. K., & Bohrmann, G., 2011. Quantifying in-situ gas hydrates at active seep sites in the eastern Black Sea using pressure coring technique. *Biogeosciences*, 8(12), 3555–3565. <https://doi.org/10.5194/bg-8-3555-2011>
- Hester KC, Brewer PG., 2009. Clathrate Hydrates in Nature. *Ann. Rev. Mar. Sci.* 2009 Jan;1(1):303-27.
- Hillman, J. I. T., Burwicz, E., Zander, T., Bialas, J., Klaucke, I., Feldman, H., Drexler, T., & Awwiller, D., 2018. Investigating a gas hydrate system in apparent disequilibrium in the Danube Fan, Black Sea. *Earth and Planetary Science Letters*, 502, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2018.08.051>

- İmren, C., X. Le Pichon, C. Rangin, E. Demirbağ, B. Ecevitoglu, and N. Görür, 2001. The North Anatolian Fault within the Sea of Marmara: A new interpretation based on multi-channel seismic and multi-beam bathymetry data, *Earth Planet. Sci. Lett.*, 186, 143-158.
- Janicki, G., Schlüter, S., Hennig, T., & Deerberg, G., 2017. Numerical simulation of gas hydrate exploitation from subsea reservoirs in the Black Sea. *Energy Procedia*, 125, 467–476. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.08.157>
- Jin G, Lei H, Xu T, Xin X, Yuan Y, Xia Y., 2018. Simulated geomechanical responses to marine methane hydrate recovery using horizontal wells in the Shenhu area, South China Sea. *Marine & Petroleum Geology*. 2018;92:424-36.
- Johnson, A., & Max, M. D., 2015. Natural Gas Hydrates. *Natural Gas Hydrate Workshop, Dokuz Eylul University Marine Sciences Institute, February 23-24, 2015, Izmir, Turkey*.
- Karabakal, U., and Parlaktuna, M., 2005. Natural gas hydrate Formation conditions of Black Sea – A Theoretical Approach, *15th International Petroleum and Natural Gas Congress and Exhibition of Turkey IPETGAS 2005*, 11-13 May 3005.
- Keskin, M. and Tüysüz, O., 2017. Stratigraphy, petrogenesis and geodynamic setting of Late Cretaceous volcanism on the SW margin of the Black Sea, Turkey. In: Simmons, M.D., Tari, G.C. and Okay, A.I. (eds.), *Petroleum Geology of the Black Sea*. Geological Society, London, Special Publications, 464, <https://doi.org/10.1144/SP464.5>
- Kim, H.C., Bishnoi, P.R., Heidemann, R.A., Rizvi, S.S.H., 1987. Kinetics of methane hydrate decomposition. *Chem. Eng. Sci.* 42, 1645–1653. [http://dx.doi.org/10.1016/0009-2509\(87\)80169-0](http://dx.doi.org/10.1016/0009-2509(87)80169-0).
- Klauda, J. B., & Sandler, S. I., 2003. Predictions of gas hydrate phase equilibria and amounts in natural sediment porous media. *Marine and Petroleum Geology*, 20(5), 459–470. [https://doi.org/10.1016/S0264-8172\(03\)00064-3](https://doi.org/10.1016/S0264-8172(03)00064-3)
- Kneafsey TJ, Moridis GJ., 2014. X-Ray computed tomography examination and comparison of gas hydrate dissociation in NGHP-01 expedition (India) and Mount Elbert (Alaska) sediment cores: experimental observations and numerical modeling. *Mar Pet Geol* 2014;58:526–39.
- Kvenvolden KA., 1995. A review of the geochemistry of methane in natural gas hydrate. *Org.*

- Geochem.* 1995 Nov;23(11-12):997–1008.
- Kvenvolden KA., 1988. Methane hydrate-A major reservoir of carbon in the shallow geosphere? *Chem Geol.* 71(1-3):41-51
- Kvenvolden KA., 1999. Potential effects of gas hydrate on human welfare. *Proceedings of the National Academy of Science*, 96, 3420–3426.
- Korsakov, O., Byakov, U., & Stupak, S., 1989. Gas Hydrates in the Black Sea. Basin. *Sov.Geologia*, 12, 3–10.
- KPMG, 2022. Enerji Sektörel Bakış Türkiye, <https://home.kpmg/tr/tr/home/gorusler/2022/04/enerji-sektorel-bakis.html>
- Krason, J., & Ciesnik, M., 1988. *Basin analysis, formation, and stability, in the Black Sea. In: Geological Evolution and Analysis of Confirmed or Suspected Gas Hydrate Localities*, v.11.
- Kucuk, H. M., Dondurur, D., Ozel, O., Atgin, O., Sinayuc, C., Merey, Ş., Parlaktuna, M., & Cifci, M., 2015. Acoustic Investigations of Gas and Gas Hydrate Formations, Offshore Southwestern Black Sea. *American Geophysical Union General Assembly, Fall Meeting, 14-18 December 2015, San Francisco, USA.*
- Li, B., Ma, X., Zhang, G., Guo, W., Xu, T., Yuan, Y., & Sun, Y., 2020. Enhancement of gas production from natural gas hydrate reservoir by reservoir stimulation with the stratification split grouting foam mortar method. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 81(July), 103473. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103473>
- Li J, Ye J, Qin X, Qiu H, Wu N, Lu H, 2018. The first offshore natural hydrate production test in South China Sea. *China Geol.*;1(1):5-16. gas
- Li, W., Gao, D., & Yang, J., 2020. Study of mud weight window of horizontal wells drilled into offshore natural gas hydrate sediments. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 103575. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103575>
- Liu, Liping., Sun, Z., Zhang, L., Nengyou, W. U., Yichao, Q., Jiang, Z., Geng, W., Cao, H., Zhang, X., Zhai, B., Cuiling, X. U., Shen, Z., & Jia, Y., 2019. Progress in Global Gas Hydrate Development and Production as a New Energy Resource. *Acta Geologica Sinica*, 93(3), 731–755. <https://doi.org/10.1111/1755-6724.13876>

- Liu, C., Zhang, Z., Wang, Y., Gao, L. & Zhang, Y., 2012. Marine Gas Hydrates: Future Energy or Environmental Killer? *Energy Procedia*, 16, 933–938.  
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.01.149>
- Ma, X., Sun, Y., Liu, B., Guo, W., Jia, R., & Li, B., 2020. Journal of Natural Gas Science and Engineering Numerical study of depressurization and hot water injection for gas hydrate production in China’ s first offshore test site. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 83(April), 103530. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103530>
- Malakhova, L. V., Egorov, V. N., Malakhova, T. V., Gulin, S. B., & Artemov, Y. G., 2010. Methane in the Sevastopol coastal area, Black Sea. *Geo-Marine Letters*, 30(3–4), 391–398. <https://doi.org/10.1007/s00367-010-0198-7>
- Matsuzawa, M., Terao, Y., Hay, B., Wingstrom, L., Duncan, M., and Ayling, I., 2014. “A completion system application for the world’s first marine hydrate production test,” in *Paper presented at the Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, USA, May 5–8, 2014.
- Max, M. D., & Johnson, A. H., 2016. Exploration and production of oceanic natural gas hydrate: Critical factors for commercialization. In *Exploration and Production of Oceanic Natural Gas Hydrate: Critical Factors for Commercialization*. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-43385-1>
- Menlikli, C., Demirer, A., Sipahioğlu, Ö., Körpe, L., & Aydemir, V., 2009. Exploration plays in the Turkish Black Sea. *The Leading Edge*, 28(9), 1066–1075.  
<https://doi.org/10.1190/1.3236376>
- Merey, Ş., 2020. Technically recoverable methane hydrate potential of the marine regions in the exclusive economic zones of Turkey. *The IV International Scientific and Technical Conference “Gas Hydrate Technologies: Global Trends, Challenges and Horizons”, 11 to 13 of November 2020, Dnipro, Ukraine*.
- Merey, S., & Sinayuc, C., 2016. Analysis of the Black Sea sediments by evaluating DSDP Leg 42B drilling data for gas hydrate potential. *Marine and Petroleum Geology*, 78.  
<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.09.016>
- Merey, Sukru., 2017. *Analysis of the Black Sea Gas Hydrates*. MSc Thesis, Middle East Technical University, Ankara, Turkey.



- Merey, Sukru, Aydin, H., & Eren, T., 2020. Design of electrical submersible pumps in methane hydrate production wells: A case study in Nankai trough methane hydrates. *Upstream Oil and Gas Technology*, 5, 100023. <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2020.100023>
- Merey, S., Zhu, C., 2023. Geoenvironmental issues related to gas hydrates, part II. *Environmental Geotechnics* 10 (3), 164-165
- Moridis, G. J., Silpngarm, S., Reagan, M. T., Collett, T., & Zhang, K., 2011. Gas production from a cold, stratigraphically-bounded gas hydrate deposit at the Mount Elbert Gas Hydrate Stratigraphic Test Well, Alaska North Slope: Implications of uncertainties. *Marine and Petroleum Geology*, 28(2), 517–534. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.01.005>
- Moridis, G.J., 2014. *User's Manual for The Hydrate V1.5 Option of TOUGH+ V1.5: A Code for The Simulation of System Behavior in Hydrate-Bearing Geologic Media*. [https://tough.lbl.gov/assets/files/02/documentation/TH\\_Manual\\_v1.5s.pdf](https://tough.lbl.gov/assets/files/02/documentation/TH_Manual_v1.5s.pdf)
- Moridis, G.J., Kowalsky, M., & Pruess, K., 2007. Depressurization-Induced Gas Production From Class-1 Hydrate Deposits. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 10(05), 458–481. <https://doi.org/10.2118/97266-PA>
- Moridis, G.J., Reagan, M. T., & Zhang, K., 2008. The Use of Horizontal Wells in Gas Production From Hydrate Accumulations. *Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008), Vancouver, British Columbia, CANADA, July 6-10, 2008*.
- Moridis, George J., Collett, T. S., Dallimore, S. R., Satoh, T., Hancock, S., & Weatherill, B., 2004. Numerical studies of gas production from several CH<sub>4</sub> hydrate zones at the Mallik site, Mackenzie Delta, Canada. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 43(3–4), 219–238. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2004.02.015>
- Moridis GJ, Collett TS, Boswell R, Hancock S, Rutqvist J, Santamarina C, 2013. *Gas Hydrates as a Potential Energy Source: State of Knowledge and Challenges*. İçerisinde: *Advanced Biofuels and Bioproducts*. New York, NY: Springer New York; 2013. 977-1033.
- Murray, J. W., 1991. Hydrographic variability in the Black Sea. In E. Izdar & J.W. Murray (Eds.), *Black Sea oceanography* (pp. 1–16). *Netherlands: Kluwer Academic Publishers*.

- Naudts, L., De Batist, M., Greinert, J., & Artemov, Y., 2009. Geo- and hydro-acoustic manifestations of shallow gas and gas seeps in the Dnepr paleodelta, northwestern Black Sea. *The Leading Edge*, 28(9), 1030–1040. <https://doi.org/10.1190/1.3236372>
- Ocakoğlu. N., 2009. AVO analizi ile deniz tabanının modellenmesi. *İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Yüksek Lisans Tezi*, İstanbul, Türkiye.
- Onal, K. M., & Demirbag, E., 2019. New Evidences of Compressional Tectonic Regime at the Southern Part of the Western Black Sea Basin Offshore Akçakoca-Cide. *Istanbul Yerbilimleri Dergisi*, 30, 25–49.
- Özdemir, A., and Palabıyık, Y., 2019. A review of Paleozoic- Miocene petroleum source rocks of Turkey by paleogeographic and paleotectonic data: New interpretations and major outcomes (Paleocoğrafik ve paleotektonik verilerle Türkiye'nin Paleozoyik-Miyosen petrol kaynak kayalarının incelenmesi: Yeni yorumlar ve önemli sonuçlar). VII. *Uluslararası Fen, Mühendislik ve Mimarlık Bilimlerinde Akademik Çalışmalar Sempozyumu*, 15 - 17 Kasım 2019, Ankara, 689-725
- Özdemir, A., Palabıyık and A. Karataş, 2020. Türkiye Denizlerinin Petrol ve Doğalgaz Potansiyeli, Gelecek Hidrokarbon Arama Faaliyetleri için Hedef Alanlar ve Sondaj Lokasyonları: <https://www.researchgate.net/publication/342067844>
- Palodkar A. V. and A. K. Jana, 2019. Gas hydrates in sustainable chemistry. *Energy Fuels*, 33, 1433–1443. 10.1039/c8cs00989a
- Pape, T., Bahr, A., Klapp, S. A., Abegg, F., & Bohrmann, G., 2011. High-intensity gas seepage causes rafting of shallow gas hydrates in the southeastern Black Sea. *Earth and Planetary Science Letters*, 307(1–2), 35–46. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2011.04.030>
- Parlaktuna, M., & Erdogmus, T., 2001. Natural Gas Hydrate Potential of the Black Sea. *Energy Sources*, 23(3), 203–211. <https://doi.org/10.1080/00908310151133861>
- Popescu, I., De Batist, M., Lericolais, G., Nouzé, H., Poort, J., Panin, N., Versteeg, W., & Gillet, H., 2006. Multiple bottom-simulating reflections in the Black Sea: Potential proxies of past climate conditions. *Marine Geology*, 227(3–4), 163–176. <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2005.12.006>
- Pruess, K., C. Oldenburg, and G. Moridis, 2012. TOUGH2 User's Guide, Version 2.1, Report

- LBNL-43134, *Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, Calif.*, 2012.
- Rangin, C., Bader, A. G., Pascal, G., Ecevitoglu, B. and Görür, N., 2002, Deep structure of the Mid Black Sea High (offshore Turkey) imaged by multi-channel seismic survey (BLACKSIS cruise), *Marine Geology* 182, 265-278.
- Riedel, M., Freudenthal, T., Bergenthal, M., Haeckel, M., Wallmann, K., Spangenberg, E., Bialas, J., & Bohrmann, G., 2020. Physical properties and core-log seismic integration from drilling at the Danube deep-sea fan, Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 114, 104192. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104192>
- Ruppel, C. D., & Kessler, J. D., 2017. The interaction of climate change and methane hydrates. *Reviews of Geophysics*, 55(1), 126–168. <https://doi.org/10.1002/2016RG000534>
- Robinson, A.G., Rudat, J.H., Banks, C.J., Wiles, R.L.F., 1996. Petroleum geology of the Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 13(2), 195-223.
- Sahu, C., Kumar, R., & Sangwai, J. S., 2020. Comprehensive Review on Exploration and Drilling Techniques for Natural Gas Hydrate Reservoirs. *Energy & Fuels*, acs.energyfuels.0c02202. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02202>
- SBC Energy Institution., 2015. *GAS HYDRATES: Taking the heat out of the burning-ice debate Potential and future of Gas Hydrates* (Issue June). [https://www.sbc.slb.com/~media/Files/SBC Energy Institute/SBC Energy Institute\\_Gas Hydrates\\_FactBook.pdf](https://www.sbc.slb.com/~media/Files/SBC%20Energy%20Institute/SBC%20Energy%20Institute_Gas%20Hydrates_FactBook.pdf)
- Schicks, J. M., Haeckel, M., Janicki, G., Spangenberg, E., Thaler, J., Giese, R., Strauch, B., Heeschen, K., Priegnitz, M., Luzi-Helbing, M., Deusner, C., Kossel, E., Bigalke, N., Schlüter, S., Hennig, T., Deerberg, G., & Wallmann, K., 2020. Development, test, and evaluation of exploitation technologies for the application of gas production from natural gas hydrate reservoirs and their potential application in the Danube Delta, Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 120(November 2019), 104488. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104488>
- Schoderbek D, Farrell H, Hester K, Howard J, Raterman K, Silpnarmiert S., 2013. ConocoPhillips Gas Hydrate Production Test Final Technical Report Oil & Natural Gas Technology. Vol. *DOE Award, Oil & Natural Gas Technology*.

- Schwalenberg, K., Müller, H., Engels, M., Rippe, D., & Gehrman, R. A. S., 2016. Marine Electromagnetic and Electrical Case Studies of Seafloor Massive Sulfide Systems and Submarine Gas Hydrates. *Near Surface Geoscience 4-8 September 2016, Barcelona, Spain*.
- Schwalenberg, K., Rippe, D., Gehrman, R., & Hoelz, S., 2015. Marine CSEM Site Survey on Gas Hydrate Targets in the Danube Delta, western Black Sea. 26. *Schmucker-Weidelt-Kolloquium, 21–25 September 2015, Dassel, Germany*.
- Seo Y, Park S, Kang H, Ahn Y-H, Lim D, Kim S-J, 2016. Isostructural and cage-specific replacement occurring in sII hydrate with external CO<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> gas and its implications for natural gas production and CO<sub>2</sub> storage. *Appl. Energy*. 2016 Sep;178:579-86
- Shi, D., 2003. Evaluating the resources of hydrate gas in the Black Sea. *Nat. Gas Geosci.*, 14, 519–524.
- Simmons, M.D., Tari, G.C., and Okay, A.I., 2018. Petroleum geology of the Black Sea: introduction. Simmons, M.D., Tari, G.C. and Okay, A.I. (eds) *Petroleum Geology of the Black Sea. Geological Society, London, Special Publications*, 464, <https://doi.org/10.1144/SP464.16>
- Sloan, E.D., 1998. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*, Marcel Dekker, Inc.: New York, NY.
- Sloan, D., & Koh, C., 2008. *Clathrate Hydrates of Natural Gas* (Third Edit). CRC Press.
- Soloviev, V., & Ginsburg, G., 1994. Formation of submarine gas hydrates. *Bulletin of the Geological Society of Denmark*, 41, 80–85.
- Stanev, E. V., He, Y., Staneva, J., & Yakushev, E., 2014. Mixing in the black sea detected from the temporal and spatial variability of oxygen and sulfide & Argo float observations and numerical modelling. *Biogeosciences*, 11(20), 5707–5732. <https://doi.org/10.5194/bg-11-5707-2014>.
- Şengör, A.M.C., Görür, N., Şaroğlu, F., Biddle, K.T., Christie- Blick, N., 1985. Strike-slip faulting and related basin formation in zones of tectonic escape; Turkey as a case study. Strike-slip deformation, basin formation, and sedimentation, Soc. Econ. Paleontol. *Mineral. Spec. Publ.* 37, 227-264.
- Tari, G., 2015. Is the Black Sea really a back-arc basin?. GCSSEPM 34th BFPRC Petroleum

Systems in “Rift” Basins 2015, <https://doi.org/10.5724/gcs.15.34.0509>

Tari, G., Fallah, M., Kosi, W., Floodpage, J., Baur, J., Bati, Z. and Sipahioğlu, N.Ö., 2015. Is the impact of the Messinian Salinity Crisis in the Black Sea comparable to that of the Mediterranean? *Marine and Petroleum Geology*, 66, 135-148.

Taymaz, T., Jackson, J.A. & McKenzie, D., 1991. Active Tectonics of the North and Central Aegean Sea, *Geophys. J. Int.*, 106, 433-490.

ten Veen, J.H., Woodside M., Zitter, T.A.C., Dumont, J.F., Mascle, J., Volkonskaia, A., 2004. Neotectonic evolution of the Anaximander Mountains at the junction of the Hellenic and Cyprus Arcs, *Tectonophysics*, 391, 35-65.

TPAO., 2020. *TPAO discovers a colossal gas field in Western Black Sea offshore, first ever gas discovery in Turkish ultra-deep water*TPAO discovers a colossal gas field in Western Black Sea offshore, first ever gas discovery in Turkish ultra-deep water. <http://www.tpao.gov.tr/file/2008/tuna-discovery-press-release-3435f3fe76919966.pdf>

TPAO, 2023. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), Üç Yıl Üst Üste Karadeniz’de Büyük Kesif! Basın Açıklaması, 04 Ocak 2023, Ankara <https://www.tpao.gov.tr/file/2301/uc-yil-ust-uste-karadenizde-buyuk-kesif-118563b554e174a16.pdf>

Trofimuk AA, Cherskiy NV, Tsarev VP., 1973. Accumulation of natural gases in zones of hydrate-formation in the hydrosphere. *Dokl. Akad. Nauk SSSR*.:212:931-4.

Uddin, M.; Wright, J.F.; Dallimore, S.R.; Coombe, D., 2008. Gas hydrate production from the Mallik reservoir: Numerical history matching and long-term production forecasting. In Scientific Results from the JOGMEC/NRCan/Aurora Mallik 2007–2008 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada; Geological Survey of Canada, Bulletin 601; *Geological Survey of Canada: Ottawa, ON, Canada*, 2008; pp. 261–289.

U.S. Energy Information Administration, 2017. Natural gas annual supply and disposition by State: *U.S. Energy Information Administration data*, accessed December 11, 2017, at [https://www.eia.gov/dnav/ng/ng\\_sum\\_snd\\_a\\_EPG0\\_VC0\\_Mmcf\\_a.htm](https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_sum_snd_a_EPG0_VC0_Mmcf_a.htm)

USGS., 2020. Gas Hydrates in Marine Sediments from the Indian Ocean.

<https://www.usgs.gov/media/images/gas-hydrates-marine-sediments-indian-ocean>  
30.08.2020

- Vasilev, A., 2015. Geothermal evolution of gas hydrate deposits: Bulgarian exclusive economic zone in the black sea. *Comptes Rendus de L'Academie Bulgare Des Sciences*, 68(9), 1135–1144.
- Vasilev, A., 2015. Geothermal study of gas hydrates from Danube paleodelta – BEEZ of the Black Sea. *7th BgGS National Conference With International Participation "GEOPHYSICS 2015", 20-22 May 2015, Sofia, Bulgaria*.
- Vassilev, A., 2006. Black Sea Gas Hydrates Stability Zone Model (Optimistic & Pessimistic Assessment). *CRIMEA Final Project Meeting, January 19-21, 2006, Gent, Belgium*.
- Vassilev, A., & Dimitrov, L., 2000. Spatial and qualitative evaluation of methane hydrates in the Black Sea. *Geology and Geophysics*, 43(7), 672–684.
- Vassilev, A., & Dimitrov, L., 2003. Model Evaluation of the Black Sea Gas Hydrates. *Tome*, 56(3), 15–20.
- Vedachalam N, Ramesh S, Jyothi VBN, Ramadass GA, Atmanand MA, Manivannan P., 2020. Techno-economic viability studies on methane gas production from gas hydrates reservoir in the Krishna-Godavari basin, east coast of India. *J Nat Gas Sci Eng.* ;77:103253.
- Wagner-Friedrichs, M., 2007. Seafloor seepage in the Black Sea: Mud volcanoes, seeps and diapiric structures imaged by acoustic methods. In *im Fachbereich Geowissenschaften der Universität Bremen*. Universität Bremen, Germany.
- Wessel, P., Smith, W.H.F., 1995. New version of the Generic Mapping Tools released, *Eos*, 76 (33), 329.
- White MD, Kneafsey TJ, Seol Y, Waite WF, Uchida S, Lin JS, 2020. An international code comparison study on coupled thermal, hydrologic and geomechanical processes of natural gas hydrate-bearing sediments. *Mar Pet Geol.* 2020 Jul;104566.
- White, M., Timothy J. Kneafsey and George J. Moridis, 2008. *SPE/Lawrence Berkeley National Laboratory*. Methane Hydrate Dissociation by Depressurization in a Mount Elbert Sandstone Sample: Experimental Observations and Numerical Simulations. <https://www.osti.gov/servlets/purl/1048275>

- Xie, E., 2020. *China extracts 861,400 cubic metres of natural gas from 'flammable ice' in South China Sea*. <https://www.scmp.com/news/china/society/article/3077156/china-extracts-861400-cubic-metres-natural-gas-flammable-ice>
- Xu CG, Li X Sen., 2015. Research progress on methane production from natural gas hydrates. Vol. 5, RSC Advances. 54672-54699.
- Xu M, Singh S., 2020. China conducts second methane hydrate test in the South China Sea. Reuters. :<https://www.nasdaq.com/articles/china-conducts-second-methane-hydrate-test-in-the-south-china-sea-cctv-2020-03-26>.
- Yamamoto K, Kanno T, Wang XX, Tamaki M, Fujii T, Chee SS, vd., 2017. Thermal responses of a gas hydrate-bearing sediment to a depressurization operation. *RSC Adv.* ;7(10):5554-77.
- Yamamoto, K., Wang, X.-X., Tamaki, M., & Suzuki, K., 2019. The second offshore production of methane hydrate in the Nankai Trough and gas production behavior from a heterogeneous methane hydrate reservoir. *RSC Advances*, 9, 25987.
- Yamamoto K., Dallimore S., 2008. Aurora-JOGMEC- NRCan Mallik 2006–2008 gas hydrate research project progress, *Fire in the Ice* 7 (2) 1–5.
- Yamanlar, S., Parlaktuna M., 2002. *TÜBİTAK\_TTGV Bilim –Teknoloji-Sanayi Tartışmaları Platformu Deniz ve Denizaltı Kaynaklarından Yararlanma Teknolojileri Çalışma Grubu Deniz Ve Denizaltı Enerji Kaynakları, Maden ve Endüstriyel Hammaddeler Alt Grubu Raporu: Gaz Hidrat*, Ankara.
- Yang, S., Lang, X., Wang, Y., Wen, Y., & Fan, S., 2014. Numerical simulation of Class 3 hydrate reservoirs exploiting using horizontal well by depressurization and thermal co-stimulation. *Energy Conversion and Management*, 77, 298–305. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.09.046>
- Yang L, Zhao J, Wang B, Liu W, Yang M, Song Y., 2016. Effective thermal conductivity of methane hydrate-bearing sediments: Experiments and correlations. *Fuel*. 2016 Sep;179:87-96.
- Ye, J., Qin, X., Xie, W., Lu, H., Ma, B., & Qiu, H., 2020. The second natural gas hydrate production test in the South China Sea. *China Geology*, 2, 197–209.

<https://doi.org/10.31035/cg2020043>

- Yefremova, A. G., & Zhizhchenko, B. P., 1974. Occurrence of crystal hydrates of gas in sediments of modern marine basins. *Dokl. Akad. Nauk SSSR*, 214, 1179–1181.
- Yin Z, Moridis G, Chong ZR, Tan HK, Linga P., 2018. Numerical analysis of experimental studies of methane hydrate dissociation induced by depressurization in a sandy porous medium. *Applied Energy*, 230:444-59.
- Yu, T., Guan, G., Abudula, A., Yoshida, A., Wang, D., & Song, Y., 2019. Application of horizontal wells to the oceanic methane hydrate production in the Nankai Trough, Japan. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 62(December 2018), 113–131. <https://doi.org/10.1016/j.jngse>.
- Yuan, Y., Xu, T., Xin, X., & Xia, Y., 2017. Multiphase Flow Behavior of Layered Methane Hydrate Reservoir Induced by Gas Production. *Geofluids*. <https://doi.org/10.1155/2017/7851031>
- Zander, T., Haeckel, M., Berndt, C., Chi, W. C., Klaucke, I., Bialas, J., Klaeschen, D., Koch, S., & Atgin, O., 2017. On the origin of multiple BSRs in the Danube deep-sea fan, Black Sea. *Earth and Planetary Science Letters*, 462, 15–25. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2017.01.006>
- Zander, T., Haeckel, M., Klaucke, I., Bialas, J., Klaeschen, D., Papenberg, C., Pape, T., Berndt, C., & Bohrmann, G., 2020. New insights into geology and geochemistry of the Kerch seep area in the Black Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 113, 104162. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104162>