



**ÇÖZELTİ MADENCİLİĞİ İLE YER ALTI TUZ DOMLARINDA
DOĞAL GAZ DEPOLAMA**

Gökalp Mücahit ŞENER

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
ENERJİ SİSTEMLERİ MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

TEMMUZ 2016

Gökalp Mücahit ŞENER tarafından hazırlanan “ÇÖZELTİ MADENCİLİĞİ İLE YER ALTI TUZ DOMLARINDA DOĞAL GAZ DEPOLAMA” adlı tez çalışması aşağıdaki jüri tarafından OY BİRLİĞİ ile Gazi Üniversitesi Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir.

Danışman: Prof. Dr. Adnan SÖZEN

Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı, Gazi Üniversitesi

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

.....

Başkan : Prof. Dr. Metin GÜRÜ

Kimya Mühendisliği Anabilim Dalı, Gazi Üniversitesi

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

.....

Üye : Prof. Dr. Mehmet ÖZKAYMAK

Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı, Karabük Üniversitesi

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

.....

Tez Savunma Tarihi: 11 /07/2016

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

.....

Prof. Dr. Metin GÜRÜ
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

ETİK BEYAN

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

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

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

Gökalp M. ŞENER

11.07.2016

ÇÖZELTİ MADENCİLİĞİ İLE YER ALTI TUZ DOMLARINDA
DOĞAL GAZ DEPOLAMA
(Yüksek Lisans Tezi)

Gökalp Mücahit ŞENER

GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
Temmuz 2016

ÖZET

Aksaray Sultanhanı Belediyesi sınırları içerisinde doğal gaz depolama amacıyla yer altı kaya tuzu katmanlarında çözelti madenciliği ile tuz kavernaları oluşturulmaktadır. Bu tez çalışmasında; yer altı tuz kavernalarında doğal gaz depolayabilmek amacıyla doğal gazın sıkıştırılabilme çarpanının belirlenmesi, maksimum doğal gaz depolama kapasitesinin hesaplanması ve gaz hidrat oluşum sıcaklığı gibi gerekli tasarım parametrelerinin belirlenmesinde izlenecek yol termodinamik açıdan incelenmiştir.

Bilim Kodu : 92807
Anahtar Kelimeler : Çözelti Madenciliği, Sıkıştırılabilme Çarpanı, Maksimum Depolanabilecek Gaz Miktarı, Gaz Hidrat Oluşum Sıcaklığı
Sayfa Adedi : 109
Danışman : Prof. Dr. Adnan SÖZEN

NATURAL GAS STORAGE IN UNDERGROUND SALT DOMES
WITH SOLUTION MINING

(M. Sc. Thesis)

Gökalp Mücahit ŞENER

GAZİ UNIVERSITY
GRADUATE SCHOOL OF NATURAL AND APPLIED SCIENCES

July 2016

ABSTRACT

Salt caverns are being created in underground rock salt layers through the solution mining for the purpose of natural gas storage in Sultanhanı Municipality, Aksaray, Turkey. In this study, the process for determining the required design parameters to store natural gas in underground salt caverns including compressibility factor of natural gas, maximum natural gas storage capacity and gas hydrate formation temperature are analyzed from a thermodynamic standpoint.

Science Code : 92807
Key Words : Solution Mining, Compressibility Factor, Maximum Storage Capacity, Gas Hydrate Formation Temperature
Page Number : 109
Supervisor : Prof. Dr. Adnan SÖZEN

TEŞEKKÜR

Gazi Üniversitesi Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı'nda yapmış olduğum Yüksek Lisans çalışmamı bilgi ve tecrübesiyle yönlendiren danışmanım Sayın Prof. Dr. Adnan SÖZEN'e teşekkür ederim.

Hazırlamış olduğum yüksek lisans tezime bilgi ve tecrübesiyle yol gösteren Sayın Prof. Dr. Metin GÜRÜ'ye teşekkür ederim.

BOTAŞ Genel Müdürlüğü Doğal Gaz Yer Altı Depolama Daire Başkanlığı'nda görev yapmakta olan Başmühendis Yağmur SERGEN ve Başmühendis Şebboy AKKURT'a verdikleri desteklerden dolayı teşekkür ederim.

Maddi ve manevi desteklerini esirgemeyen dedem Aziz TANYELİ'ye ve anneannem Nurhayat TANYELİ'ye teşekkür ederim.

Tez çalışmamda desteğini esirgemeyen teyzem Nursal ARICI'ya teşekkür ederim.

Yüreğindeki sınırsız sevgi ve sabır için annem Deniz TANYELİ'ye teşekkür ederim.

Çalışmam süresince her türlü destekleri için eşim Ayşegül ŞENER'e ve oğlum Poyraz Aziz ŞENER'e sonsuz teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
ÖZET	iv
ABSTRACT	v
TEŞEKKÜR	vi
İÇİNDEKİLER	vii
ÇİZELGELERİN LİSTESİ	vii
ŞEKİLLERİN LİSTESİ	ix
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xii
1. GİRİŞ	1
2. DOĞAL GAZ HAKKINDA GENEL BİLGİ.....	3
2.1. Doğal Gazın Tarihçesi.....	3
2.2. Dünyadaki Doğal Gaz Rezervleri.....	4
2.3. Doğal Gazın Ülkemiz İçin Önemi ve Depolanma Gerekliliği.....	5
3. DOĞAL GAZ YER ALTI DEPOLAMA ÇEŞİTLERİ.....	15
3.1. Günümüzde Kullanılan Doğal Gaz Yer Altı Depolama Çeşitleri	15
3.2. Ülkemizde Doğal Gaz Depolama Tesisleri.....	18
4. DOĞAL GAZ YER ALTI DEPOSU TASARIM PARAMETRELERİ..	23
4.1. Sismik Araştırma Jeolojik Değerlendirme ve Kuyu Lokasyonunun Belirlenmesi.....	23
4.2. Sondaj ve Çimentolama	24
4.3. Karot Numuneleri ve Kaya Mekaniği Testleri	29
4.4. Kaverna Geometrisi ve Maksimum Çalışma Basıncının Belirlenmesi.....	32
4.5. Çözme Prosesi İçin Dikkat Edilmesi Gereken Parametreler	37
4.6. Tuzlu Su Boşaltma ve İlk Gaz Dolumu	43

5. KAVERNA İŞLETME PERFORMANS PARAMETRELERİ.....	49
5.1. Çalışma Alanı Hakkında Genel Bilgi.....	49
5.2. Kaya Tuzu Oluşum Teorisi.....	50
5.3. Çözelti Madenciliği ile Kaverna Oluşumu	52
5.4. Kaverna Geri Üretim Operasyon Parametrelerinin Belirlenmesi.....	62
5.4.1. Gaz mol kütlesinin belirlenmesi	62
5.4.2. Kritik sıcaklık ve basınç değerinin belirlenmesi.....	63
5.4.3. Gaz durum denklemleri ve sıkıştırılabilirlik çarpanı	63
5.4.4. Van Der Waals denklemi	65
5.4.5. Redlich ve Kwong denklemi.....	67
5.4.6. Soave, Redlich ve Kwong denklemi	68
5.4.7. Peng ve Robinson denklemi	69
5.4.8. Dranchuk-Abu Kassem denklemi	70
5.4.9. Beggs ve Brill denklemi	71
5.4.10. Shell şirketi denklemi.....	72
5.4.11. Navid Azizi ve arkadaşlarının denklemi	73
5.4.12. Sanjari-Lay denklemi	74
5.4.13. Pitzer korelasyonu	75
5.5. Kavernada Depolanabilecek Maksimum Gaz Hacmi	76
5.6. Geri Üretim Miktarına Bağlı Sıcaklık ve Basınç Değişimi	80
5.7. Gaz Hidrat Oluşum Koşulları ve Alınacak Önlemler	92
6. SONUÇLAR	101
KAYNAKLAR	103
ÖZGEÇMİŞ	109

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 2.1. 2007-2014 yılları doğal gaz üretim miktarları	6
Çizelge 2.2. Dünya birincil enerji talebi.....	6
Çizelge 4.1. Tuz kayaçları içinde bulunan yaygın tuz mineralleri	37
Çizelge 4.2. Tuzlu su konsantrasyonu ve çözünmeyen madde miktarına bağlı M/V_e oranı	41
Çizelge 5.1. İkili çözme dizgi örnekleri	54
Çizelge 5.2. Doğal gaz molekül kütlesi	62
Çizelge 5.3. Depolanacak doğal gazın kritik basınç, kritik sıcaklık ve aksentrik faktörü.....	63
Çizelge 5.4. Dranchuk-Abu Kassem denklemi sabitleri	71
Çizelge 5.5. Denklemlerde kullanılan sabitler	74
Çizelge 5.6. Sanjari-Lay denklemi sabitleri	75
Çizelge 5.7. Depolanacak doğal gaz için hesaplanan değerler	76
Çizelge 5.8. Sıkıştırılabilirlik çarpanı ve depolanabilecek doğal gaz hacmi	77
Çizelge 5.9. Doğal gaz içeriğindeki gazların denklem sabitleri	85
Çizelge 5.10. Kaverna 72 saatlik basınç ve sıcaklık değişimi	87
Çizelge 5.11. Ameripour denklem sabitleri.....	94
Çizelge 5.12. Sıcaklığı bilinen durum için hidrat oluşum basıncının hesaplanmasında kullanılacak sabitler	96
Çizelge 5.13. Basıncı bilinen durum için hidrat oluşum sıcaklığının hesaplanmasında kullanılacak sabitler	97

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 2.1. 2012 yılı ispatlanmış doğal gaz rezervleri dağılımı	4
Şekil 2.2. 2013 yılı bölgelere göre doğal gaz rezervi ve rezerv ömrü	5
Şekil 2.3. Avrupa ülkelerinde doğal gaz tüketimi ve doğal gaz tüketimindeki artış	7
Şekil 2.4. Türkiye doğal gaz iletim ağı	8
Şekil 2.5. Doğal gaz ithalat miktarları.....	9
Şekil 2.6. 2014 yılı toplam doğal gaz arzının karşılandığı kaynakların payları	9
Şekil 2.7. 2014 yılı kaynak ülkeler bazında Türkiye'nin doğal gaz ithalatı.....	10
Şekil 2.8. 2014 yılı doğal gaz sektörel kullanımı.....	11
Şekil 2.9. Doğal gaz depolanmasının amacı.....	11
Şekil 2.10. 2012 yılında Avrupa'nın en fazla doğal gaz tüketen 13 ülkesinde, doğal gazda ithalata bağımlılık, doğal gaz depolama kapasitesi ve doğal gaz tüketimi	12
Şekil 2.11. Türkiye doğal gaz talebi.....	13
Şekil 2.12. Türkiye doğal gaz kesintileri.....	13
Şekil 3.1. Doğal gaz yer altı depolama çeşitleri	15
Şekil 3.2. Dünya geneli doğal gaz yer altı depo sayısı.....	16
Şekil 3.3. Dünyadaki yer altı doğal gaz depoları depolama kapasiteleri	17
Şekil 3.4. Depolama tesisi	19
Şekil 3.5. TPAO doğal gaz depolama, geri üretim ve enjeksiyon kapasitesi	19
Şekil 3.6. BOTAŞ LNG dönüşüm tesisi.....	20
Şekil 3.7. EGEGAZ LNG dönüşüm tesisi.....	21
Şekil 4.1. Örnek bir kaverna 3D sismik görünümü.....	24
Şekil 4.2. Sondaj matkap ucu için örnek	25
Şekil 4.3. Örnek bir sondaj kuyusu profili	25

Şekil	Sayfa
Şekil 4.4. Kaynak yapılan muhafaza borusu örneği.....	26
Şekil 4.5. Kaçak önleyici.....	27
Şekil 4.6. Örnek bir depolama kuyusu sondaj kesiti.....	28
Şekil 4.7. Anhidrit bantları içeren kaya tuzu örneklerinde oluşabilen hasarlara ait görünümler	29
Şekil 4.8. Hidrolik çatlatma.....	30
Şekil 4.9. Farklı içerikteki tuz bloklarında çözme modeli	31
Şekil 4.10. Laboratuvar ortamında tuz bloğunda çözme işleminin modeli.....	32
Şekil 4.11. 3D Sonlu elemanlar modeli örneği.....	33
Şekil 4.12. Kaverna 3D hesaplama modeli.....	34
Şekil 4.13. Operasyon basıncı için dikkat edilmesi gereken emniyet oranı örneği.....	34
Şekil 4.14. Belirli bir bölgedeki kavernaların konumlandırılması.....	35
Şekil 4.15. Güvenlik Mesafesi.....	36
Şekil 4.16. Operasyon açısından gaz kavernası konumlandırılması.....	36
Şekil 4.17. M/V_e çözünmeyen madde yüzdesi	41
Şekil 4.18. Mesafenin hesaplanması	43
Şekil 4.19. Yeraltı tuz çözelti açıklıklarında işletilen yüksek basınçlı doğal gaz depolama tesisine ait birimler.....	44
Şekil 4.20. Doğal gaz ile tuzlu su yerdeğiştirmesi.....	45
Şekil 4.21. Snubbing kuyubaşı ünitesi	46
Şekil 5.1. Çalışma alanı	49
Şekil 5.2. Carl Ochsenius bariyer teorisi a	51
Şekil 5.3. Carl Ochsenius bariyer teorisi b	51
Şekil 5.4. Carl Ochsenius bariyer teorisi c	52
Şekil 5.5. Carl Ochsenius bariyer teorisi d	52

Şekil	Sayfa
Şekil 5.6. Çözme işlemi.....	53
Şekil 5.7. Çözme kuyubaşı ekipmanı.....	55
Şekil 5.8. Yer altı tuz çözelti açıklıklarının oluşturulma yöntemleri ve yerüstü tesis birimleri.....	56
Şekil 5.9. Doğrudan dolaşım	57
Şekil 5.10. Koruyucu yastık gazının kaverna şekline etkisi.....	58
Şekil 5.11. Ters dolaşım-klasik biçim.....	59
Şekil 5.12. Kaverna şekil gelişimi	60
Şekil 5.13. Kaverna gelişim süreci.....	61
Şekil 5.14. Ters dolaşım- yakın borulama.....	61
Şekil 5.15. Pitzer korelasyonunda hangi metodun kullanılacağını belirleyen eğri.....	76
Şekil 5.16. Sıkıştırılabilirlik çarpanının basınç ile değişimi	78
Şekil 5.17. Farklı sıcaklıklardaki doğal gazın sıkıştırılabilirlik çarpanının basınç ile değişimi	79
Şekil 5.18. Belirli bir basınçta depolanabilecek doğal gaz hacminin farklı sıcaklıklardaki değişimi	79
Şekil 5.19. Farklı geri üretim miktarlarına bağlı kaverna performansı.....	87
Şekil 5.20. 72 Saatlik geri üretim sürecinde basıncın zamanla değişimi	90
Şekil 5.21. 72 Saatlik geri üretim sürecinde sıcaklığın zamanla değişimi	90
Şekil 5.22. 72 Saatlik geri üretim sürecinde sıcaklık ve basınç değişimi	91
Şekil 5.23. 72 Saatlik geri üretim sürecinde basınç ve gaz hacmi değişimi.....	91
Şekil 5.24. Boru hattında oluşmuş hidrat örneği	92
Şekil 5.25. Farklı araştırmacıların ileri sürdüğü hidrat oluşum koşullarına ait basınç ve sıcaklık grafiği	99

SİMGELER VE KISALTMALAR

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

Simgeler	Açıklamalar
α	Alfa fonksiyonu
c_p	Sabit basınçtaki özgül ısı
c_v	Sabit hacimdeki özgül ısı
ΔE	Toplam enerji değişimi
Y	Özgül Kütle
k	Özgül ısılar oranı
K	Kinetik enerji değişimi
m^3	Metreküp
m^2	Metrekare
P	Basınç
P_c	Kritik Basınç
P_f	Son durumdaki basınç
P_i	İlk durumdaki basınç
P_r	İndirgenmiş Basınç
R	Gaz Sabiti
R_u	Evrensel Gaz Sabiti
T	Sıcaklık
T_c	Kritik Sıcaklık
T_f	Son durumdaki sıcaklık
T_i	İlk durumdaki sıcaklık
T_r	İndirgenmiş Sıcaklık
U	İçe enerji değişimi
V	Hacim
w	Aksentrik faktör
W	Net iş
Q	Net ısı geçişi
Z	Sıkıştırılabilirlik çarpanı

Kısaltmalar**Açıklamalar****BB**

Beggs ve Brill Denklemi

BOP

Blow-out preventer (Kaçak Önleyici)

DA

Dranchuk-Abu Kassem Denklemi

LNG

Liquefied Natural Gas (Sıvılaştırılmış doğal gaz)

NA

Navid Azizi ve Arkadaşları Denklemi

PİGEM

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü

PR

Peng ve Robinson Denklemi

RK

Redlich ve Kwong Denklemi

RKS

Redlich,Kwong ve Soave Denklemi

SONAR

Sound Navigation and Ranging (Ses dalgalarını kullanarak cismin boyut ve uzaklık verilerini görmemizi sağlayan alet)

TPAO

Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı

VDW

Van der Walls Denklemi

1. GİRİŞ

Enerji; günlük yaşamın kesintisiz ve kaliteli biçimde sürdürülebilmesini sağlayan bir kavram olarak adlandırılabilir. Teknolojik gelişmelere paralel olarak toplumların enerji ihtiyaçları artmıştır. Artan bu enerji talebinin karşılanabilmesi için arz kaynaklarının depolanarak arz talep dengesinin sağlanması gerekliliği ortaya çıkmıştır.

Türkiye enerjide dışa bağımlı bir ülke olduğu için enerji ihtiyacının yaklaşık üçte biri doğal gazdan karşılanmaktadır. Ülkenin fosil kaynaklı birincil enerji kaynakları içerisinde bulunan doğal gazın neredeyse tamamı ithalat yoluyla tedarik edilmektedir (TMMOB Makina Mühendisleri Odası, 2014). Bu sebeple; hem arz güvenliğini sağlamak hem de doğal coğrafik konumumuzu kullanarak enerji merkezi olabilmek için büyük oranda dışa bağımlı olduğumuz doğal gazda depolama olanaklarının artırılması gerekmektedir.

Dünya’da doğal gaz; yerüstü tankları haricinde tüketilmiş petrol ve doğal gaz sahalarında, tuz kavernalarında ve akiferlerde depolanmaktadır. Ülkemizde ise tüketilmiş gaz sahası olarak kullanılan TPAO Silivri Tesisi haricinde yer altı depolama tesisimiz bulunmamaktadır.

Tez konusu olarak çalışılan tuz kavernalarında doğal gaz depolama tesis tasarımının birçok adımı bulunmaktadır. Bu adımları sondaj, çözme işlemi ve gaz operasyonu adında üç ana başlık altında gruplandırmak mümkündür.

Zapf ve diğerleri (2012); kuyu lokasyonlarına karar verilebilmesi için gerekli jeolojik ve jeomekanik araştırmalar yapılması gerekliliğini vurgulamışlardır. Bu çalışmada, kavernaların sınır kayaçlara ve birbirlerine olan mesafeleri ile kavernaların dayanabileceği maksimum basıncın belirlenebilmesi için gerekli parametreleri incelemişlerdir.

Gaertner (2011); tuz kavernası oluşturmak için gerekli temel sondaj tasarımı üzerine çalışmıştır. Bu çalışmada sondaj sırasında, uygulanacak çimento ve muhafaza borularının gaz rezervuar üretim kuyularından farklı olarak tasarlanması gerekliliği vurgulanmış ve muhafaza borusu bağlantılarının gaz sızdırmaz olması gerekliliğini belirtmiştir.

Kuntsman ve diğlerleri (2007); çözmeye işlemi sırasında uygulanacak çözmeye yönteminin belirlenmesini, üretilen tuzlu su ile hacim arasındaki ilişki ve düzenli aralıklarla hacim kontrolünün sağlanması için SONAR ölçümler yapılması gerekliliğini “Solution Mining In Salt Deposits” isimli kitaplarında detaylı olarak incelemişlerdir.

Berest ve diğlerleri (2015); kavernadaki gaz operasyonu süresince çalışılabilecek maksimum basınç değeri için emniyet faktörünü belirtmiş ve kaverna işletme için gerekli kriterleri incelemişlerdir.

Özarıslan ve diğlerleri (2007); Türkiye’de doğal gaz depolama amaçlı kullanılacak yer altı tuzunun fiziksel, kimyasal ve mekanik özellikleri ile farklı işletme koşulları altında duraylılıklarını incelemişlerdir.

Bastacıoğlu (2010); yer altı tuz tabakalarında çözelti madenciliği ve depolama imkanlarını incelemiştir. Kuyulardan alınan numuneler üzerinde kimyasal analizler yaparak suda çözünen ve çözünmeyen madde miktarlarını belirlemiştir.

Bu tez çalışmasında; yer altı tuz kavernalarında doğal gaz depolayabilmek amacıyla doğal gaz sıkıştırılabilme çarpanı, maksimum depolama kapasitesi ve gaz hidrat oluşum sıcaklığı tasarım parametreleri termodinamik açıdan incelenmiştir. Böylece Türkiye’de doğal gaz depolama amaçlı kullanılacak yer altı tuz kavernaları için literatürdeki gaz operasyon parametreleri termodinamik hesaplama eksikliğini doldurulması hedeflenmiştir.

2. DOĞAL GAZ HAKKINDA GENEL BİLGİ

2.1. Doğal Gazın Tarihçesi

Günümüzde doğal gaz olarak kullandığımız maddenin kökeni milyonlarca yıl önce denizlerde yaşayan ve güneşin enerjisini emip vücutlarındaki karbon moleküllerinde depolayan mikroskopik canlılara dayanmaktadır. Bu canlılar yaşamlarını tamamladıktan sonra denizlerin tabanında katman oluştururlar. Bu katmanın üzerine yıllar boyunca başka tabakalar oluşarak altta kalmış katmanın basınca maruz kalıp sıkışmasına yol açarlar. Doğal gaz, milyonlarca yıl önce yer altı tabakalarında bulunan bitki ve canlıların yoğun ısı ve basınca maruz kalmasıyla oluşan fosil kaynaklı, yenilenemeyen, ekonomik olarak yüzeye getirebilmek için yıllardır üzerinde çalışılan, yakıt olarak kullanılan, yanıcı bir enerji kaynağı olarak tanımlanabilir.

Doğal gaz üzerindeki katmanlardaki mikro çatlakları kullanarak yüzeye kadar ulaşabilir. Ulaşamayan doğal gaz ise şeyl ve kil gibi geçirimsiz katmanlarının altında sıkışmış halde bulunur. Günümüzde doğal gaz rezervleri bu katmanların altında sıkışmış halde bulunmaktadır.

Doğal gaz Çinliler tarafından bambulardan yapılan boru hattı ile taşınıp, deniz suyunun kaynaması sağlanarak ticari değeri olan tuz üretimi için kullanılmıştır. Avrupa da ise kömürden üretilen doğal gaz ilk kez 18.yüzyılda İngiltere’de yaygın bir boru hattı ağı olmadığı için evlerin ve sokakların aydınlatılmasında kullanılmıştır.

Tarihte bilinen ilk doğal gaz kuyusu Albay Edwin Drake tarafından Amerika’da açılmıştır. Bu kıtada da doğal gaz ilk başlarda sokakların aydınlatılmasında kullanılmış daha sonra ise gelişen endüstriyel yatırımlar ile evlerde, ocaklarda, ısıtma ve sıcak su temini için kullanılmaya başlanmıştır (NaturalGas.org, 2016).

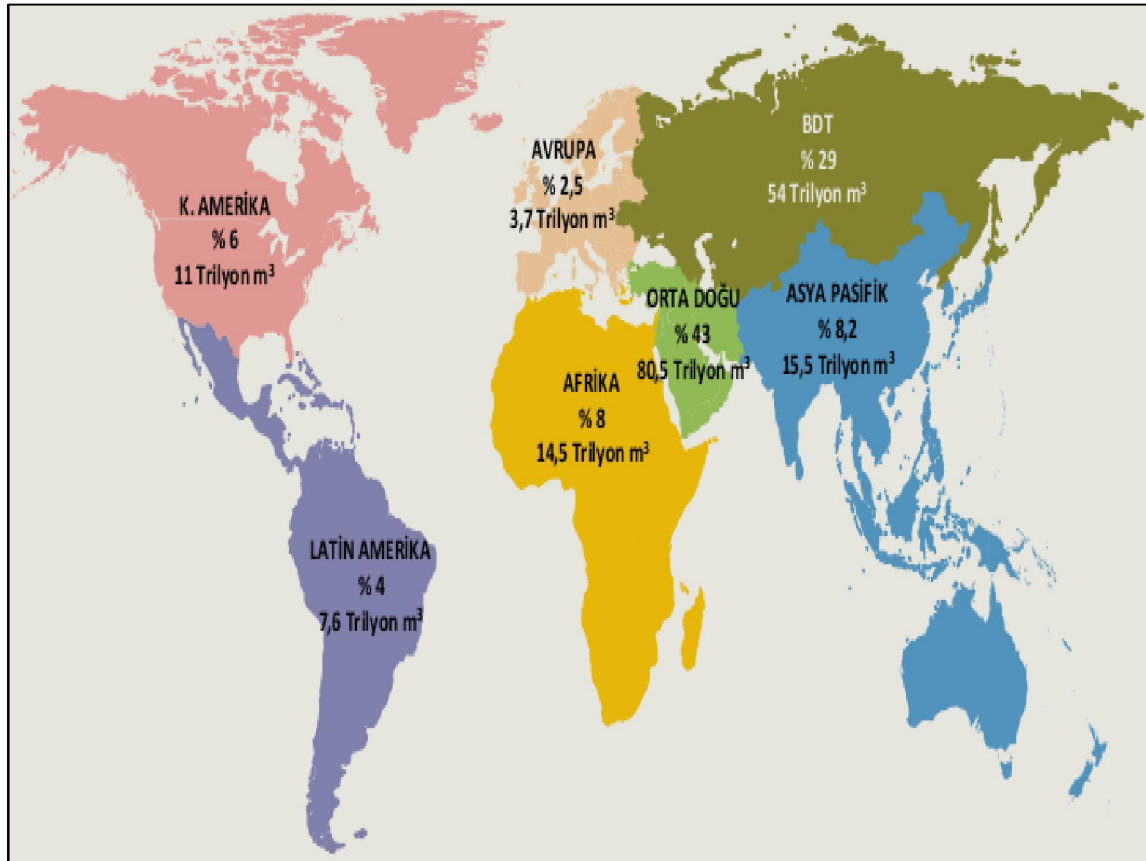
Doğal gazın evlerde, işyerlerinde, sanayi ve elektrik üretim alanlarında yaygınlaşmaya başlamasında 20.yüzyıldan sonra hızla gelişen boru üretim teknolojileri ve depolama yöntemlerinin büyük etkisi olmuştur.

Doğal gaz enerjisi düşünüldüğünde içinde bulunduğumuz çağda dünyamız için hayati bir bileşendir. Enerji kaynakları içerisinde yanma sonucu havaya zararlı yan ürünleri baz alındığında bu kaynakların en temizidir. Doğal gazın yaklaşık %70-%90'nı metan gazından oluşur. İçeriğinde metan gazının yanı sıra etan, propan,bütan, kondensatlar, nitrojen, karbondioksit, azot, hidrojen sülfür ve helyum gazlarını barındırır.

Son yıllarda gelişen sondaj teknolojisi ve hidrolik çatlatma tekniği ile doğal gaz üretimine inovatif bir yaklaşım gelmiştir. Yatay sondaj tekniği ile rezerv ana kayasına daha geniş bir alanda ulaşılmakta, hidrolik çatlatma ile rezerv ana kayacından maksimum üretim sağlanabilmektedir.

2.2. Dünyadaki Doğal Gaz Rezervleri

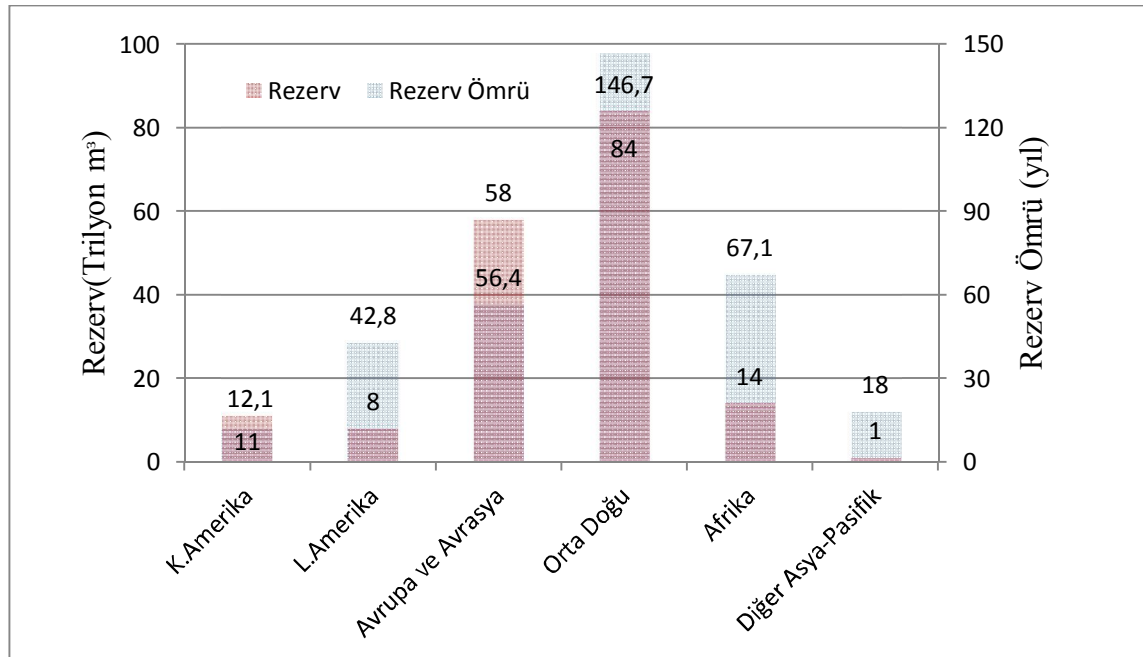
Dünya 2012 yılı ispatlanmış doğal gaz rezervleri ve dağılımı Şekil-2.1'de görülmektedir. Son yıllarda gelişen teknoloji ile arama faaliyetleri artmış, muhtemel rezervlerin ispatlanmış rezerv haline gelme süreci kısalmıştır.



Şekil 2.1. 2012 yılı ispatlanmış doğal gaz rezervleri dağılımı (Acar, 2013)

Dünya ispatlanmış doğal gaz rezervleri toplamı 2014 yılı sonu itibariyle yaklaşık 187,1 trilyon m³ tür. Bu rezervlerde Orta Doğu %42.7 lik oran en büyük rezervlerin bulunduğu bölgedir. Orta Doğu'yu %31 lik oran ile Avrupa ve Avrasya bölgesi takip etmektedir. Ülke bazında incelendiğinde ise 34 trilyon m³ ile İran en büyük doğal gaz rezervinin sahibidir. İkinci sırada ise 32.6 trilyon m³ ile Rusya Federasyonu gelmektedir (BP, 2015).

Türkiye, bulunduğu konum itibariyle şekil 2.2'de gösterilmekte olan dünya ispatlanmış doğal gaz rezervlerinin büyük bölümünün bulunduğu bölgede olmasını ve rezerv ömürleri dikkate alındığında konumunu stratejik avantaja çevirebilmek için doğal gaz yer altı depolama tesis yatırımlarına öncelik vermelidir.



Şekil 2.2. 2013 yılı bölgelere göre doğal gaz rezervi ve rezerv ömrü (Acar, 2013)

2.3. Doğal Gazın Ülkemiz İçin Önemi ve Depolanma Gerekliği

Türkiye birincil enerji kaynakları açısından oldukça zengin bir coğrafyada yer almaktadır. Bu kaynaklar kömür, petrol, doğal gaz, nükleer, biyokütle, hidrolik, jeotermal, güneş ve rüzgar olarak tanımlanabilir. Ülkemiz dünya linyit rezervlerinin yaklaşık 2%'sine sahip iken üretim miktarları açısından linyitte orta düzeyde, taşkömüründe ise alt düzeyde yer almaktadır.

Kömür ve yenilenebilir kaynaklarımız açısından rezerv ve potansiyelimiz olmasına rağmen fosil kaynaklı yakıt olan doğal gazda görünür rezervlerimiz Çizelge 2.1 de görüldüğü üzere yok denecek kadar azdır.

Çizelge 2.1. 2007-2014 yılları doğal gaz üretim miktarları (Milyon Sm³) (EPDK, 2014)

Yıl	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Miktar	874	969	684	682	759	632	537	479

Çizelge 2.2-de dünya birincil enerji talebinin kaynakları görülmektedir. 2011 yılında fosil yakıtlar toplam birincil enerji talebinin yaklaşık %82 sini karşılamaktadır. Yapılan çeşitli enerji senaryolarında 2035 yılında 2011 yılına göre doğal gaz talebinde önemli bir artış beklenmektedir (BOTAŞ, 2013).

Çizelge 2.2. Dünya Birincil Enerji talebi (milyon ton petrol eşdeğeri-mpte) (BOTAŞ,2013)

			Yeni Politikalar Senaryosu		Mevcut Politikalar Senaryosu		450 Senaryo	
	1990	2011	2020	2035	2020	2035	2020	2035
Toplam	8.769	13.070	15.025	17.387	15.359	18.646	14.316	14.908
Kömür	2.230	3.773	4.202	4.428	4.483	5.435	3.715	2.533
Petrol	3.231	4.108	4.470	4.661	4.546	5.094	4.264	3.577
Doğal Gaz	1.668	2.787	3.273	4.119	3.335	4.369	3.148	3.357
Nükleer	526	674	886	1.119	866	1.020	924	1.521
Hidro	184	300	392	501	379	471	401	550
Biyoenerji *	893	1.300	1.493	1.847	1.472	1.729	1.522	2.205
Diğer Yenilebilir	36	127	309	711	278	528	342	1.164
TBET içindeki fosil yakıt payı	%81	%82	%80	%76	%81	%80	%78	%64
TBET içindeki OECD-dışı payı **	%46	%57	%61	%66	%61	%66	%60	%64

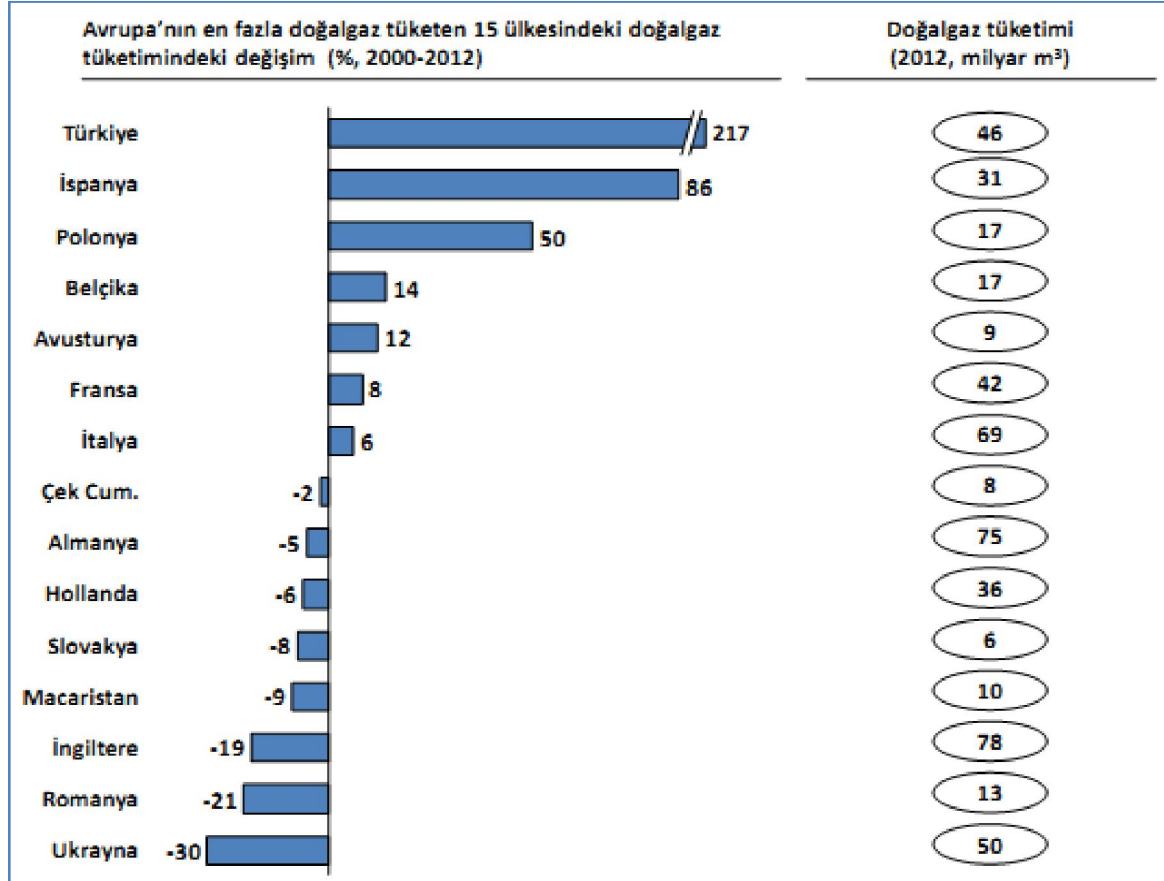
* Geleneksel ve modern biyokütle kullanımlarını içerir.
 ** Uluslararası bunkerları içermez.
 TBET: Toplam birincil enerji talebi
 Kaynak: Uluslararası Enerji Ajansı, WEO 2013

Türkiye özellikle fosil kaynaklı yakıtlar açısından dışa bağımlı bir ülkedir. Doğal gaz arzının yaklaşık %99,04'ü dış ülkelerden karşılanmaktadır (EPDK, 2014).

Türkiye 2013 yılında Rusya ile komşuları İran ve Irak'tan petrol ithalatının yüzde 68'ini, doğal gaz ithalatının yüzde 77'sini gerçekleştirmiştir (Pamir, 2015).

Türkiye, bulunduğu coğrafya göz önüne alındığında bölgenin enerji koridoru kontrol rolünü enerji merkezi konumuna çevirebilmelidir (IOGCC, 1998). Ülkelerin 2000-2012 yılları arasında artan doğal gaz taleplerindeki değişim şekil 2.3'te verilmiştir. Bu amaçla

her geçen yıl artan doğal gaz talebinin karşılanabilmesi adına doğal gaz depolama kapasitesinin artırılması gereklidir.



Şekil 2.3. Avrupa ülkelerinde doğalgaz tüketimi ve doğal gaz tüketimindeki artış (Acar,2013)

Türkiye doğal gaz iletim ağı Şekil 2.4'te verilmektedir. Mevcut ana ithal doğal gaz boru hatları Rusya-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı(Batı Hattı), Rusya-Türkiye Boru Hattı (Mavi Akım), Bakü-Tiflis-Erzurum Baru Hattı ve İran-Türkiye Boru Hattı'dır.

845 km uzunluğunda olan Batı Hattı, Rusya'dan çıkıp sırasıyla Ukrayna, Moldova, Romanya ve Bulgaristan üzerinden geçerek ülkemize Malkoçlar'dan giriş yapmaktadır. Hat ilk başta 6 milyar m³ kapasitesini ileriki yıllarda yatırımlarla 14 milyar m³'e çıkarmıştır (BOTAŞ, 2014).

Mavi akım olarak bilinen hat toplamda 16 milyar m³ kapasiteli 1261 km uzunluğunda bir hattır. Bu hattın yaklaşık üçte biri Karadeniz'in altından yer yer derinliği 2 km'ye ulaşan su

derinliğinde inşa edilmiştir. Bu hat ile hiçbir transit ülke olmadan Rusya gazı ülkemize ulaşmaktadır (BOTAŞ, 2014).

Batü-Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Boru Hattı BTC Ham Petrol Boru Hattı'na paralel yıllık kapasitesi 20 milyar m³ olacak şekilde inşa edilmiştir. Azerbaycan'ın Şah Deniz gaz sahasından başlayarak Gürcistan üzerinden ülkemize giriş yapmaktadır (BOTAŞ, 2014).

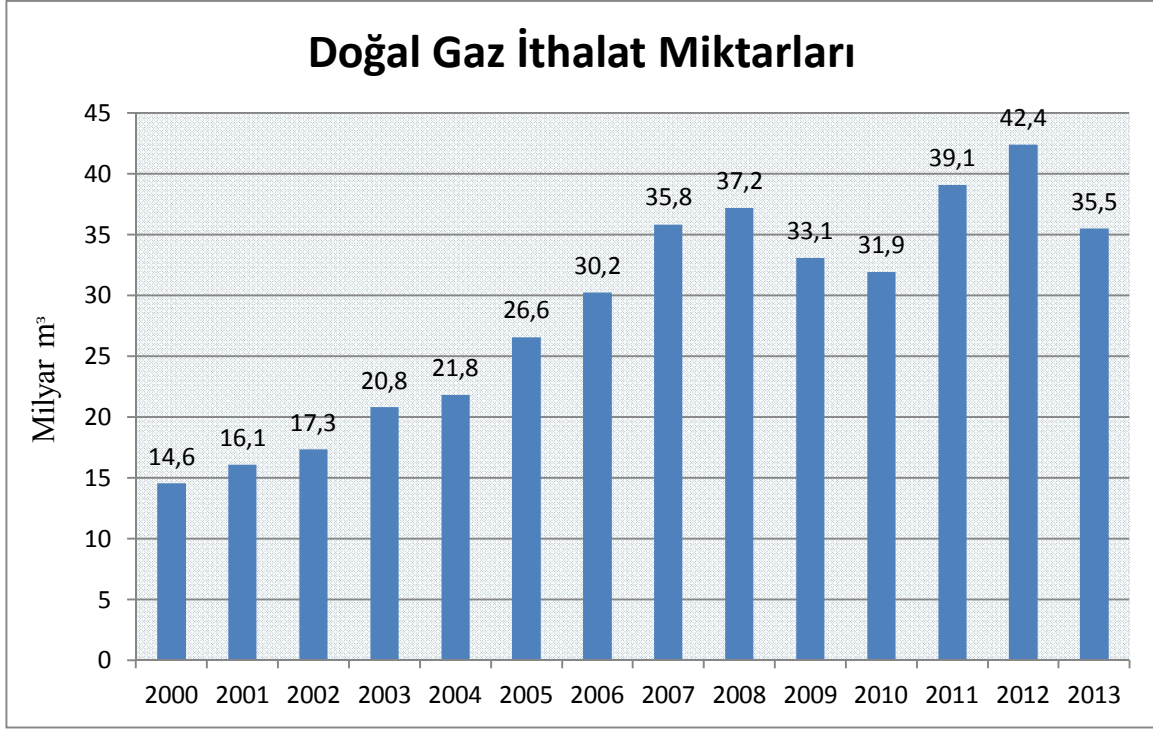
1491 km uzunluğundaki İran-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı ülkemize Doğu Beyazıt'tan giriş yaparak Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı'nı yılda 10 milyar m³ beslemektedir (BOTAŞ, 2014).

Nijerya ve Cezayir'den ithal edilen LNG, Marmara Ereğlisi LNG Terminali aracılığıyla doğal gaz boru hattını beslemektedir.

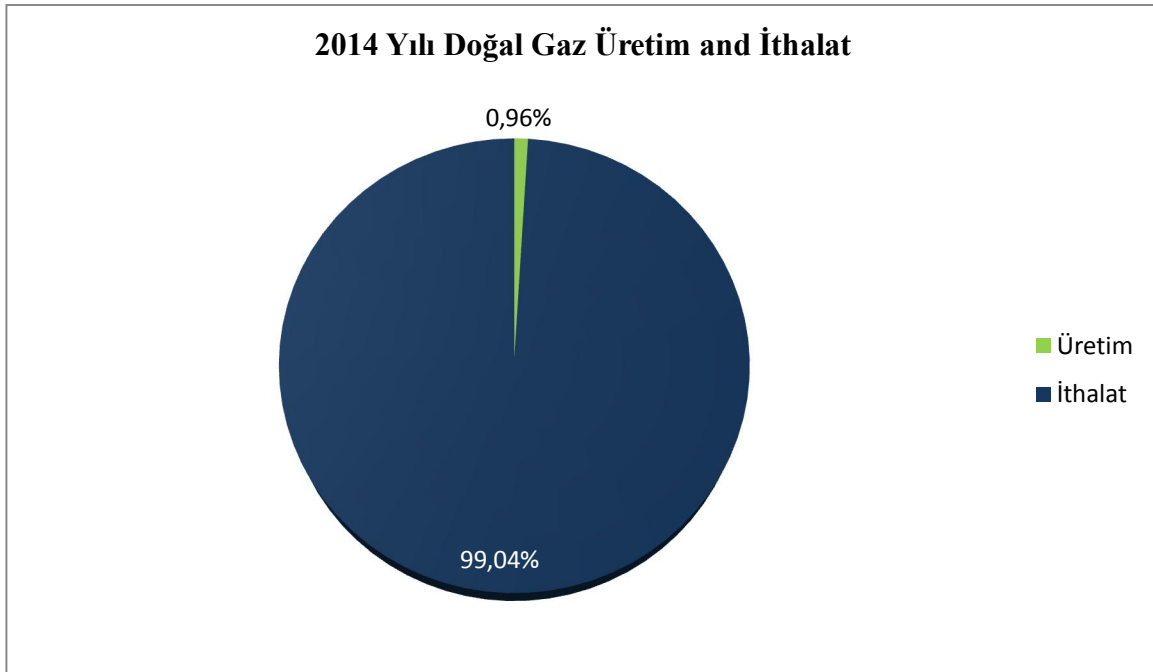


Şekil 2.4. Türkiye doğal gaz iletim ağı (BOTAŞ, 2013)

Türkiye yıllara göre doğal gaz ithalat değerleri Şekil 2.5'te verilmiştir. Türkiye petrol ve doğal gaz iletiminde doğal terminal ve köprü olmasını avantaja çevirebilmek için coğrafik konumundan yararlanıp, arz güvenliğini sağlayarak kesintisiz ve kaliteli enerji sunabilmek adına şekil 2.6'da verilen oranda yurtdışına bağımlı olduğu doğal gazın yer altı ve yerüstü depolama tesislerini arttırmalıdır.



Şekil 2.5. Doğal gaz ithalat miktarları (BOTAŞ, 2013)



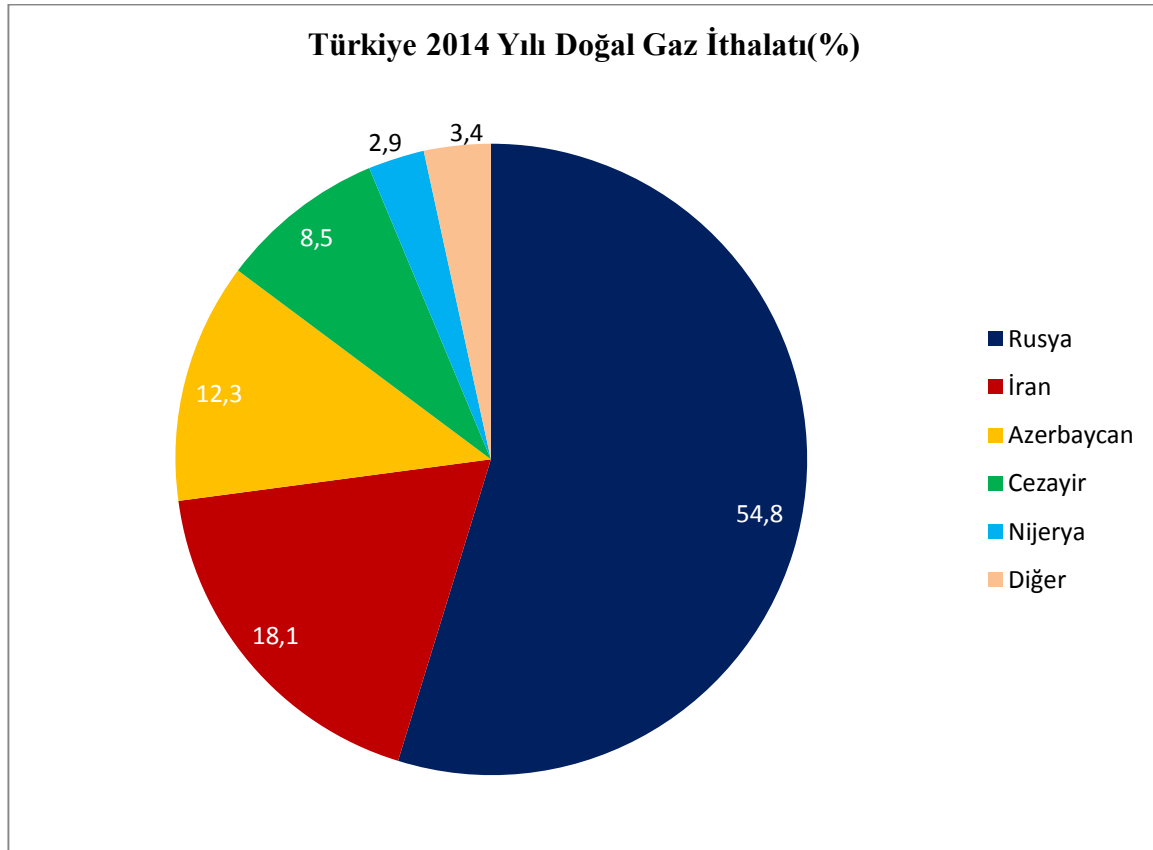
Şekil 2.6. 2014 yılı toplam doğal gaz arzının karşılandığı kaynakların payları (%) (EPDK,2014)

Dünya da birçok ülkede olduğu gibi doğal gazın yerüstündeki tanklarda depolanması yerine yer altındaki tüketilmiş doğal gaz rezervuarlarında veya yer altında tuz

tabakalarında oluşturulacak doğal boşluklarda depolanması daha güvenli, verimli ve ekonomik olarak değerlendirilmektedir (Özarslan ve diğerleri, 2007).

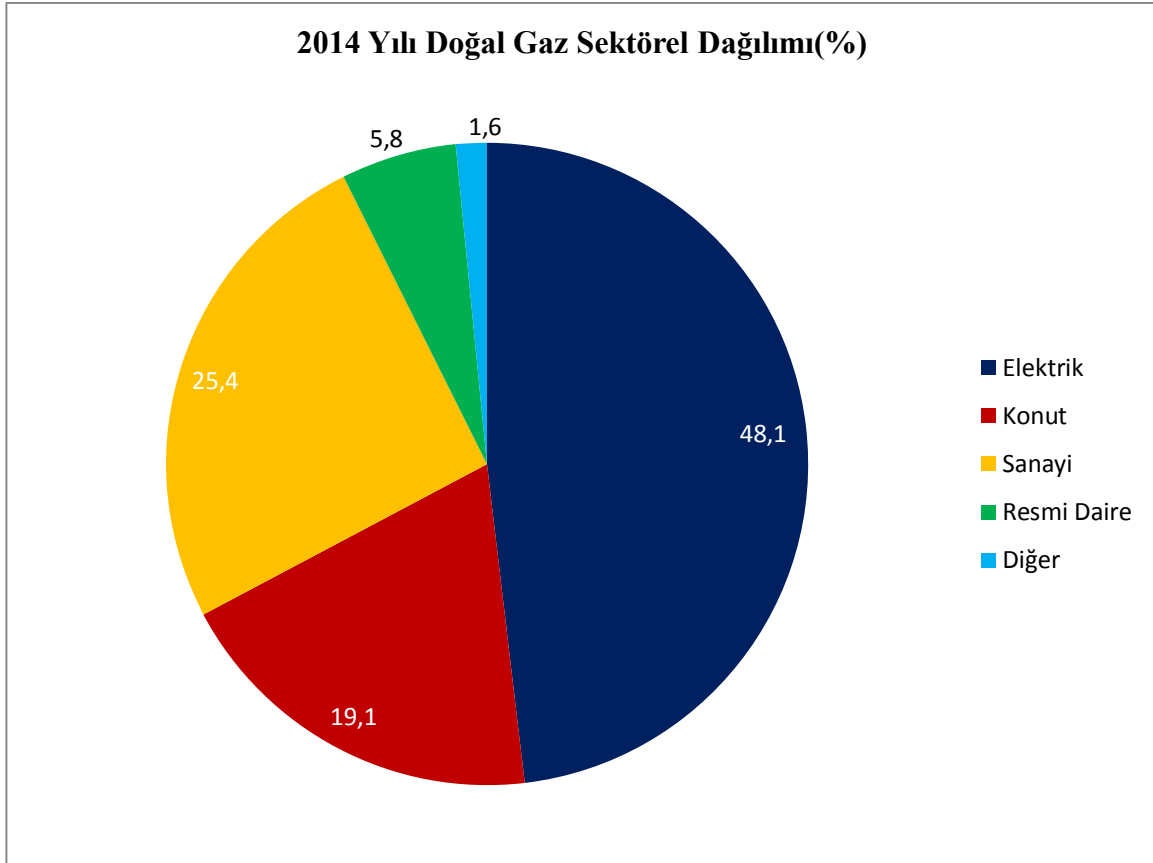
Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGEM) istatistiklerine göre 2014 yılında bir önceki yıla göre doğal gaz üretimi 10.8% azalmıştır. EPDK 2014 yılı verilerine göre doğal gaz ithalatı bir önceki yıla oranla yaklaşık 8.8% oranında artarak 49.3 milyar m³ değerine ulaşmıştır (EPDK, 2014).

2014 yılında Cezayir ve Nijerya'dan ithal edilen LNG'ye ek olarak 1.69 milyar m³ spot LNG ithal edilmiştir. EPDK verilerine göre doğal gaz ithalatının 2014 yılında hangi ülkelerden ve hangi oranda ithal edildiği Şekil 2.7'de verilmiştir (EPDK, 2014).



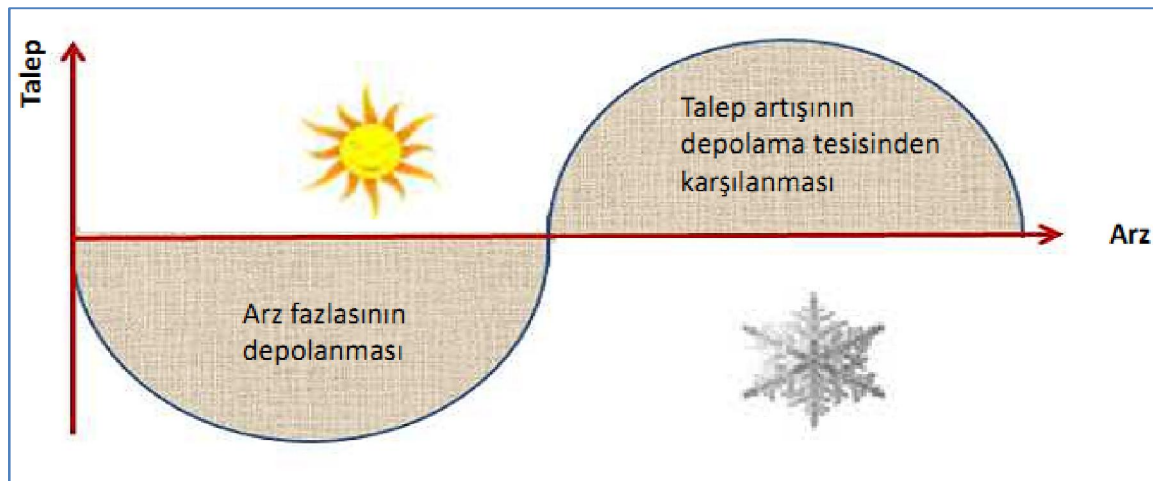
Şekil 2.7. 2014 yılı kaynak ülkeler bazında Türkiye'nin doğal gaz ithalatı (%) (EPDK,2014)

Şekil 2.8'de ise EPDK verilerine göre 2014 yılı doğal gaz kullanımının sektörel dağılımı görülmektedir (Pamir, 2016).



Şekil 2.8. 2014 yılı doğal gaz sektörel kullanım (%) (Pamir, 2016)

Yaz aylarında arz fazlası doğal gaz depolanarak kış aylarında ortaya çıkan talep artışları karşılanmaktadır.



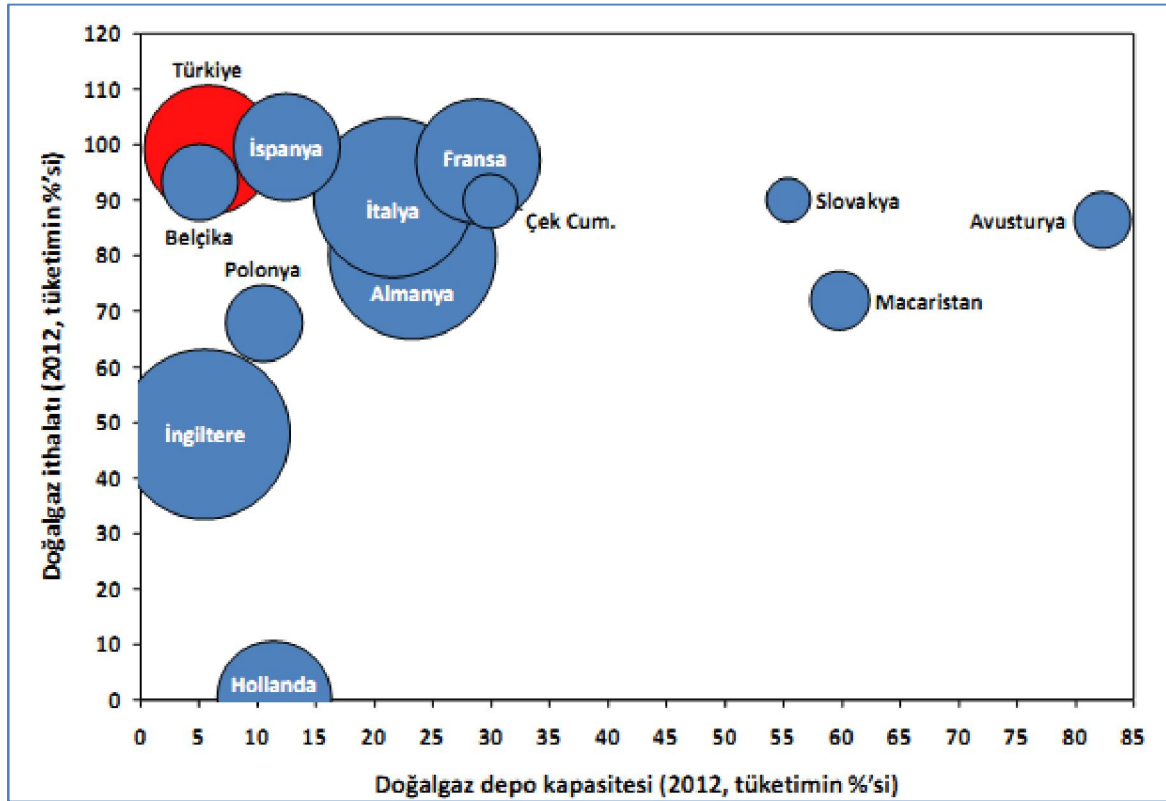
Şekil 2.9. Doğal gaz depolanmasının amacı (İncedalcı, 2014)

Ülkemizin doğal gaz depolama kapasitesi; elektrik üretiminde ve konutlarda doğalgaza, doğalgazda ise ithalata bağımlı olduğu için sınırlıdır. Şekil 2.10'da doğal gaza büyük

oranda yurtdışına bağımlı olan ülkelerin kendi arz güvenliklerini sağlamak için yıllık tüketimlerinin yüzde 20-30'u arasında değişen depolama kapasitelerine sahip oldukları görülmektedir (Acar, 2013). Türkiye için ise depolama kapasitesi 2014 yılı için 5% düzeyindedir.

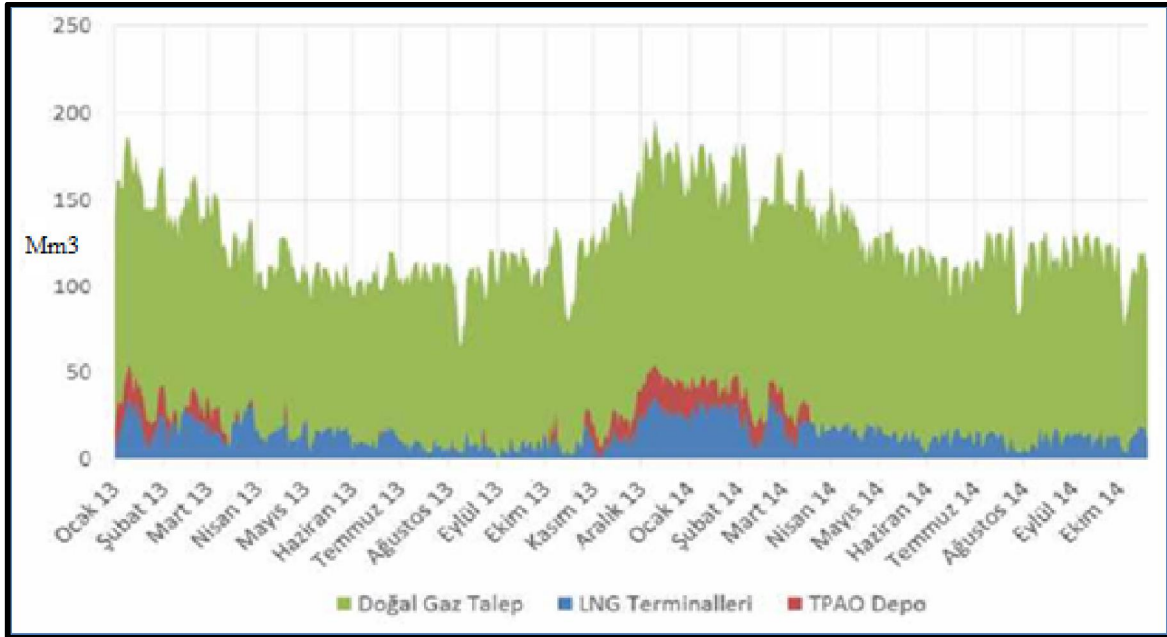
Dünya geneline bakıldığında en büyük ekonomik güç olan ABD'de yer altı doğal gaz depolama kapasitesi yaklaşık 145 milyar m³ düzeyindedir. Bu oran yıllık tüketimin %20'sine karşılık gelmektedir. İkinci sıradaki Rusya'da ise depolama kapasitesi yaklaşık 85 milyar m³'tür (CEDIGAZ, 2014).

Avrupa kıtasına baktığımızda ise Macaristan'da doğal gaz ve petrol stokları Dünya Enerji Ajansınca saptanan 90 günlük kritik limitin üzerindedir. Avusturya'da ise yer altı doğal gaz stokları 2,7 milyar m³ olup bu ülkenin 4 aylık tüketimine eşittir. Yıllık tüketimi 1,2 milyar m³ olan Letonya'da ise depolama kapasitesi yaklaşık 4.05 milyar m³ tür. Jeolojik konumu itibariyle Letonya'da depolama kapasitesi toplam olarak 50 milyar m³'e ulaşılabilir alanlar saptanmıştır (Sunu, 2016).



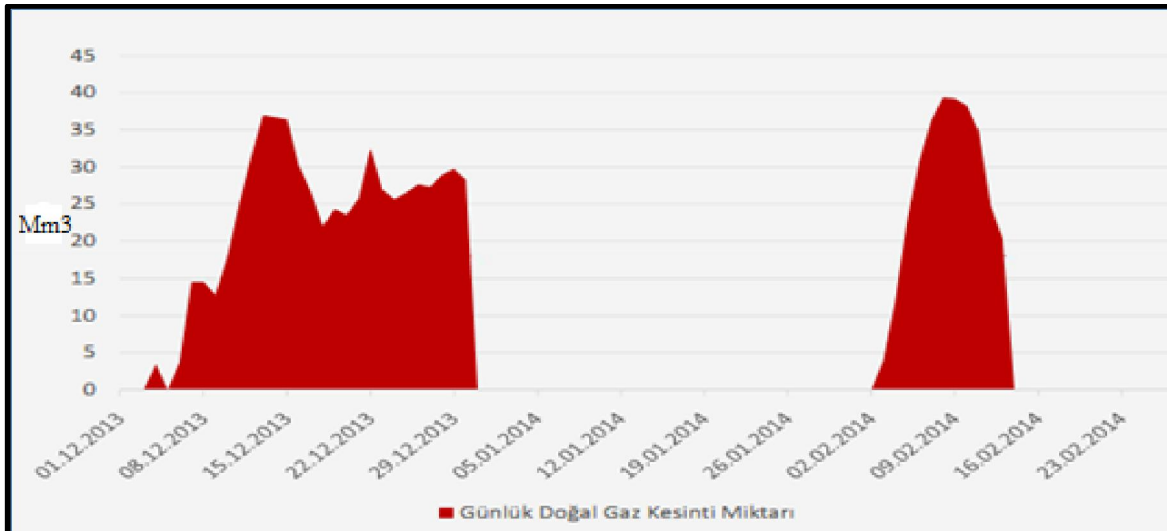
Şekil 2.10. 2012 yılında Avrupa'nın en fazla doğal gaz tüketen 13 ülkesinde, doğal gaz da ithalata bağımlılık, doğal gaz depolama kapasitesi ve doğal gaz tüketimi (Acar, 2013)

Şekil 2.11’de 2013-2014 yıllarında aylara göre değişen doğal gaz talebi ve bu talebin karşılanmasında kullanılan depolardan tedarik edilen gaz miktarlarının değişimi görülmektedir.



Şekil 2.11. Türkiye doğal gaz talebi (Demircan, 2014)

2013 Aralık ayı ile başlayıp 2014 Şubat ayı sonuna kadar devam eden talep artışını dengelemek için depolardan tedarik edilen doğal gazın yetersiz kaldığı durumlarda Şekil 2.12’de belirtilen miktarda doğal gaz kesintisi yapılmıştır.



Şekil 2.12. Türkiye doğal gaz kesintileri (Demircan, 2014)

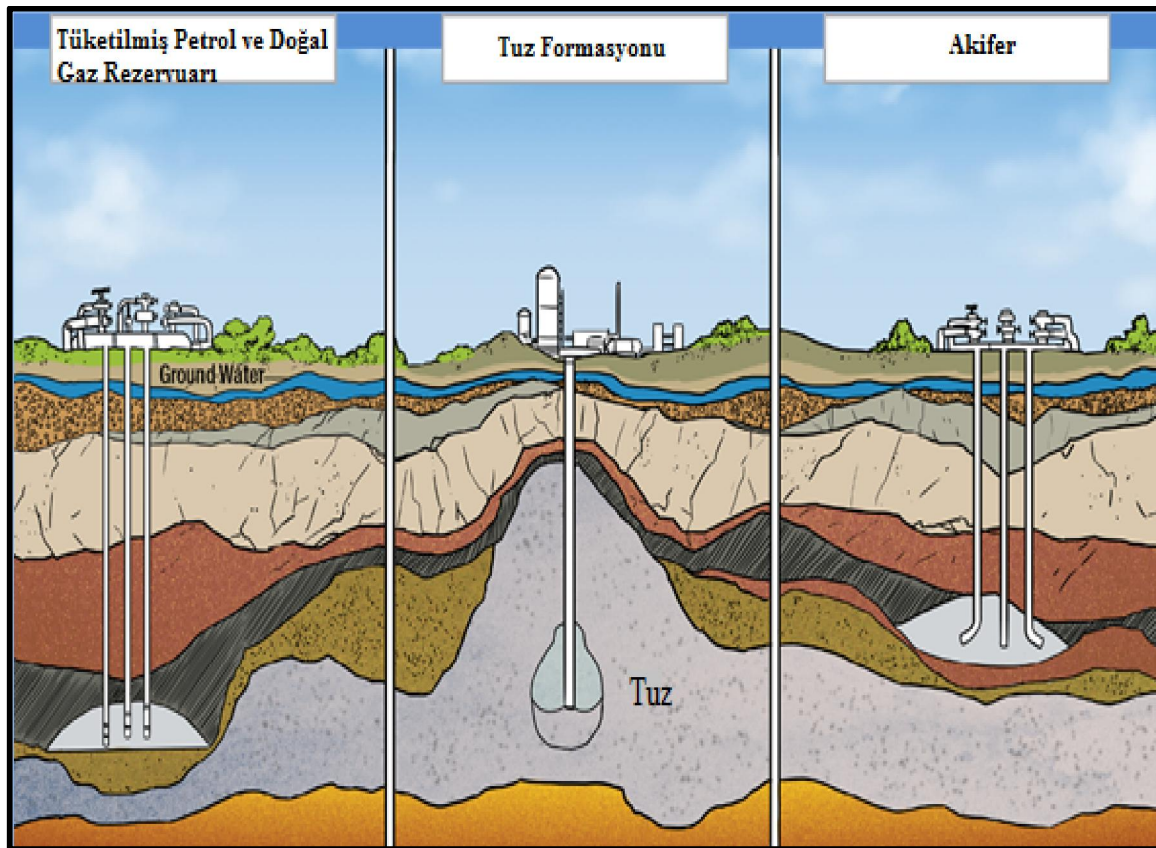
Doğal gazın birincil enerji kaynaklar içerisindeki yeri, çeşitli doğal gaz simulasyon senaryoları ve sonucunda doğal gaz talep yönü, doğal gaz tüketiminin sektörel dağılımı, ülkelerin depolama kapasiteleri, Türkiye'deki arz talep dengesi ve yapılan doğal gaz kesintileri incelenmiştir. Tüm bu veriler sonucunda artan talep periyotlarında kesintisiz ve kaliteli biçimde doğal gaza ulaşabilmek büyük önem taşımaktadır. Bu yüzden doğal gaz; yaz ve kış ayları arasında oluşan tüketim farklılığını ortadan kaldırmak ve anlık talep artışlarını dengelemek amacıyla yer altı depolarında depolanmaktadır. Yerüstü depolarına kıyasla yer altı depolarının avantajları şu şekilde sıralanabilir.

- Çevre dostu olmaları
- Daha emniyetli olmaları
- Hacimsel olarak daha fazla depolamaya olanak sağlamaları
- Daha düşük maliyetli olmaları
- Depremler sonucu oluşan titreşimlere daha az izin vermeleri
- Doğal afetlere karşı daha korunaklı olmaları
- Sıcaklık değişimlerinden daha az etkilenmeleri
- Yangın ve patlamaya karşı daha korunaklı yapılar olması

3. DOĞAL GAZ YER ALTI DEPOLAMA ÇEŞİTLERİ

3.1. Günümüzde Kullanılan Doğal Gaz Yer altı Depolama Çeşitleri

Doğal gaz yer altında; Şekil 3.1’de gösterilmekte olan tüketilmiş petrol ve doğal gaz rezervuarlarında, tuz formasyonu içerisinde açılmış yapay boşluklarda (kavernalarda) ve akiferlerde depolanabilmektedir. Doğal gaz yer altı deposu olabilecek lokasyonların farklı işletme koşulları ve sızdırmazlık kriterleri bulunmaktadır.

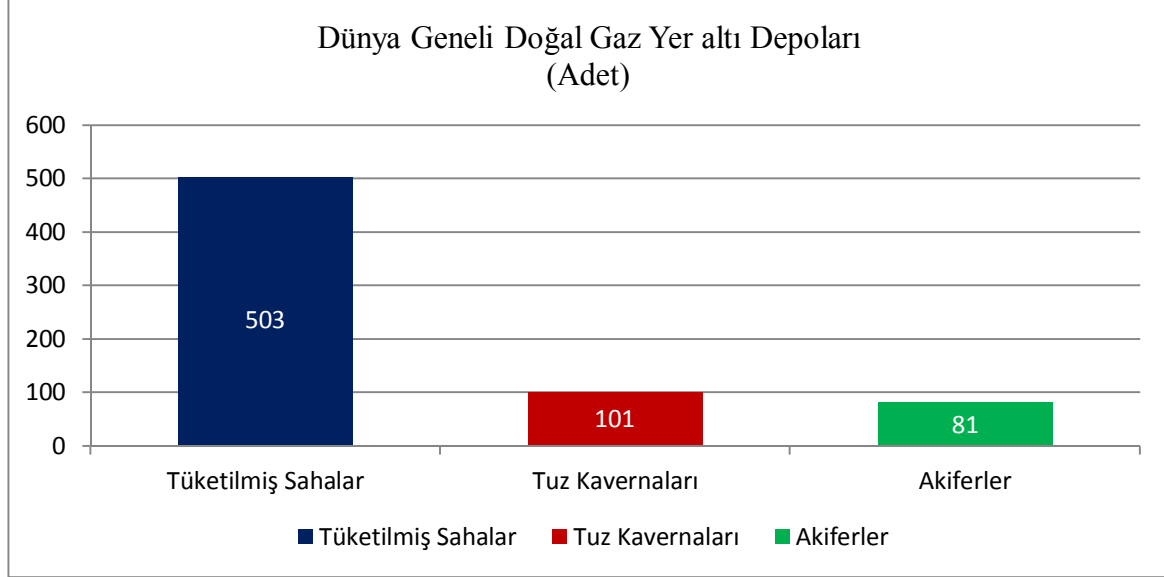


Şekil 3.1. Doğal gaz yer altı depolama çeşitleri (Infrastructure,2016)

Dünya genelinde doğal gaz deposu olarak genellikle tüketilmiş petrol ve doğal gaz rezervuarları kullanılmaktadır. Bu sahalar daha önceden doğal gaz rezervuarı oldukları için gaz kaybı yok kabul edilebilecek kadar azdır ve doğal depo olarak kullanılmaktadırlar.

Tuz tabakaları ve akiferlerin, doğal gaz sahaları kadar yaygın olmayışları ve bu yapıları aramanın maliyetli olması bu tür depoların sayılarının azlığını açıklamaktadır. Her bulunan tuz tabakası yada akiferin doğal gaz depolamaya olanak sağlayacak derecede geçirimsiz olması beklenemez.

Dünya genelinde toplamda 685 adet operasyonu devam eden yer altı doğal gaz deposu bulunmaktadır. Bu depoların dağılımları Şekil 3.2’de verilmiştir. Depoların yaklaşık 73%’ü tüketilmiş petrol ve doğal gaz sahalarında, 15%’i tuz kavernalarında ve 12%’si akiferlerden oluşmaktadır (CEDIGAZ, 2014).

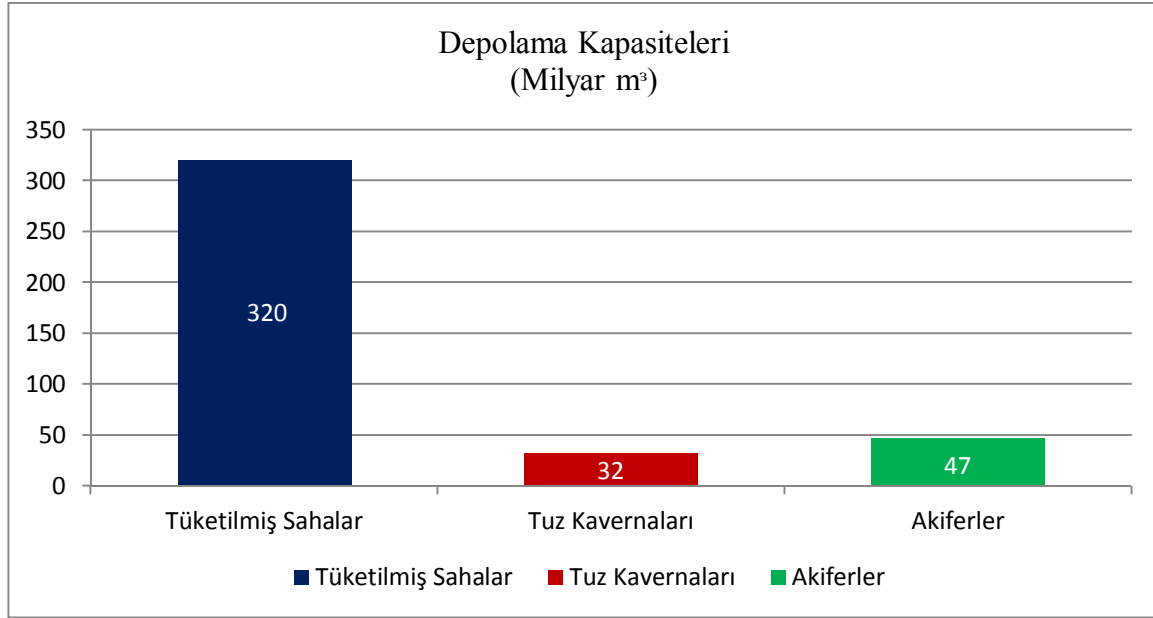


Şekil 3.2. Dünya geneli doğal gaz yer altı depo sayısı (CEDIGAZ, 2014)

Avrupa’ya baktığımızda ise toplamda operasyon devam eden 151 adet doğal gaz yer altı deposunun kapasitesi yaklaşık 100 milyar m³’tür. Bu depoların üçte birine sahip Almanya 23 milyar m³ depolama kapasitesi ile Avrupa’nın en büyüğüdür. İkinci sırada yaklaşık 16 milyar m³ ile İtalya ve üçüncü sırada ise yaklaşık 13 milyar m³ ile Fransa bulunmaktadır (CEDIGAZ, 2014).

Türkiye’de yer altı doğal gaz depolama kapasitesi 2.66 milyar m³’tür (TPAO, 2014).

Dünyadaki yer altı depolarının depolama kapasiteleri Şekil 3.3’te verilmiştir.



Şekil 3.3. Dünyadaki yer altı doğal gaz depoları depolama kapasiteleri (CEDIGAZ, 2014)

Depolama operasyonu işletmesi devam eden yer altı tuz kavernalarının kapasitesi yaklaşık 32 milyar m³'tür. Bu oran tüm depolama kapasitesinin ancak 8%'ine denk gelmektedir. Doğal gaz depolama amaçlı kullanılan tuz kavernalarında birinci sırada yüzde 38%'lik oran ve 13 milyar m³ kapasite ile Amerika gelmektedir. İkinci sırada 12.6 milyar m³ ile Almanya gelmektedir (CEDIGAZ, 2014).

Doğal gaz depolama amaçlı tuz formasyonlarında açılan kavernaların çalışma prensipleri için bazı tanımlamalar bulunmaktadır. Bunlar; koruyucu yastık gazı, yastık gazı, çalışma gazı, maksimum depolama gazı, enjeksiyon ve geri üretim ifadeleridir.

Koruyucu Yastık Gazı; çözme işleminde kaverna tavanında çözme kontrolü ve muhafaza borusunun korozyona uğramaması için kullanılan gaz.

Yastık gazı; kavernanın stabilitesinin bozulmaması için kavernada bulunması gereken gaz miktarıdır.

Çalışma gazı; kavernada depolanabilen ihtiyaç duyulması halinde geri üretim ile doğal gaz iletim sisteminin beslendiği gaz miktarıdır.

Maksimum depolama gazı; yastık gazı ile çalışma gazının toplamıdır.

Enjeksiyon; kavernaya kompresörler ile doğal gazı sıkıştırarak depolama operasyonudur.

Geri üretim; depolanan doğal gazın ihtiyaç halinde iletim hattının beslenmesidir.

Tüketilmiş petrol ve doğal gaz rezervuarlarında, tuz kavernalarında ve akiferlerde depolama işlemi yastık gazı, çalışma gazı, enjeksiyon süresi, geri üretim süresi, yıllık üretim döngüleri kriterleri açısından birbirlerinden farklılık gösterirler.

Tuz kavernalarında yastık gazı, maksimum depolama gazının yaklaşık 30%'u kadardır. Bu oran tüketilmiş sahalarda 100%-150% arasında sahanın koşullarına göre değişmektedir. Akiferlerde ise oran 150%-200% oranında değişiklik göstermektedir (Dülger, 2014).

Enjeksiyon süreleri karşılaştırıldığında ise tuz kavernaları için bu süre 20 gün iken, tüketilmiş sahalarda ve akiferlerde aynı miktar doğal gaz 120-200 günde depolara enjekte edilebilmektedir (Eydeland ve Wolyniec, 2003).

Geri üretim süreleri karşılaştırıldığında ise tuz kavernalarında 5-20 gün içerisinde çalışma gazı doğal gaz iletim sistemine verilebilirken , tüketilmiş sahalarda ve akiferlerde aynı miktarda doğal gaz geri üretim süresi 60-120 gün arasında değişmektedir (Eydeland ve Wolyniec, 2003).

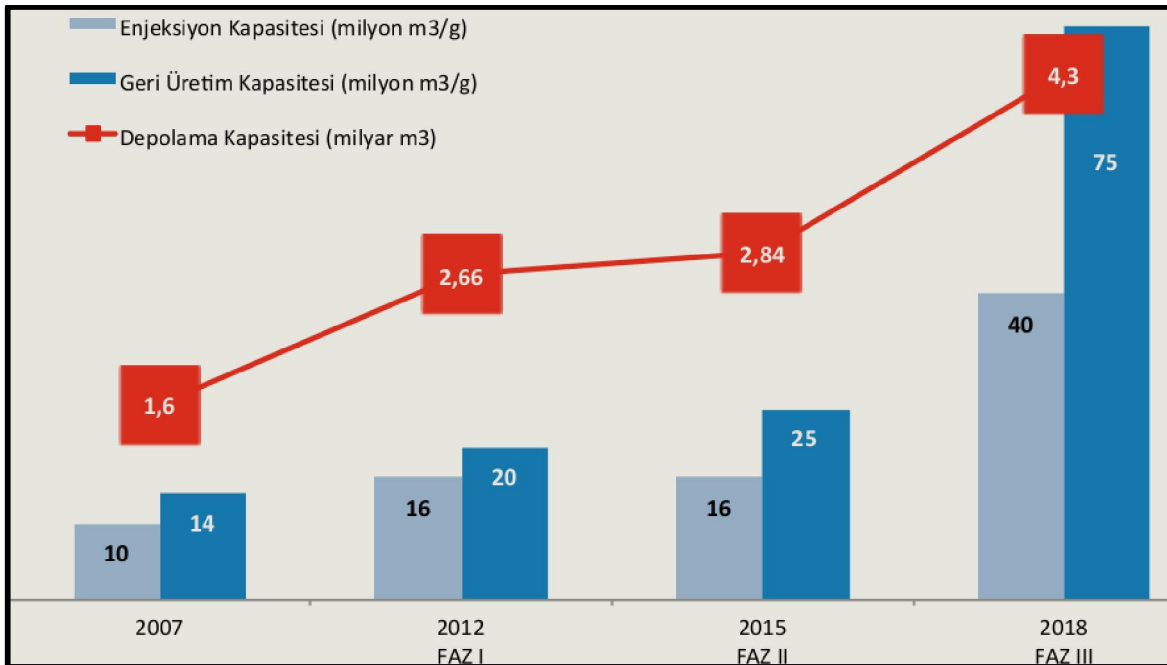
Enjeksiyon ve geri üretim süreleri göz önüne alındığında tuz kavernaları yılda 4-5 kez üretim döngüsü yapabilirken, tüketilmiş sahalar ve akiferler 1 kez üretim döngüsü yapabilmektedirler. Döngü sayıları göz önünde bulundurulursa tüketilmiş sahalar ve akiferler mevsimsel döngüler için daha uygun iken, tuz kavernaları yüksek geri üretim miktarlarına olanak sağladığından anlık yoğun tüketim periyotları için daha uygundur (Eydeland ve Wolyniec, 2003).

3.2. Ülkemizde Doğal Gaz Depolama Tesisleri

Ülkemizde aktif olarak işletilmekte olan bir adet doğal gaz yer altı deposu bulunmaktadır. Arz talep dengesini sağlamak için Kuzey Marmara ve Değirmenköy tüketilmiş doğal gaz rezervuarlarına yapılmış tesis; toplam kapasitesi 2.66 milyar m³, geri üretim kapasitesi ise 20 milyon m³/gün olacak şekilde doğal gaz ana iletim hattını beslemektedir. Tesislerin kapasitesi ilk önce 2.84 milyar m³ ve günlük geri üretim 25 milyon m³/gün, 2018 yılı sonu ile kapasite 4.3 milyar m³ ve günlük geri üretim 75 milyon m³/gün olacak şekilde kademeli olarak artacaktır (TPAO, 2014).



Şekil 3.4. Depolama tesisi (Dülger, 2014)



Şekil 3.5. TPAO doğal gaz depolama, geri üretim ve enjeksiyon kapasitesi (TPAO, 2014)

Ülkemizde yerüstü deposu olarak kullanılan iki adet LNG dönüşüm tesisi bulunmaktadır. Birincisi BOTAS'a ait Marmara Ereğli'sinde bulunan yıllık kapasitesi 6 milyar m³ olan LNG dönüşüm tesisidir. Tesis doğal gaz ana iletim hattını 18 milyon m³/gün olacak şekilde beslemektedir (Dülger, 2014).

Tesiste üç adet 85.000 m³ kapasiteli yerüstü tankı bulunmaktadır (Rzayva, 2014).



Şekil 3.6. LNG dönüşüm tesisi (Dülger, 2014)

İkincisi EGEGAZ'a ait Aliğa'da yıllık kapasitesi 6 milyar m³/gün olan LNG dönüşüm tesisidir. Tesis doğal gaz ana iletim hattını 18 milyon m³/gün besleme kapasitesine sahiptir (Dülger, 2014).

Tesiste iki adet 140.000 m³ kapasiteli yerüstü tankı bulunmaktadır (Rzayva, 2014).



Şekil 3.7. LNG Dönüşüm Tesisi (Dülger, 2014)

Dönüşüm tesisleri; yıllık ithal edilen LNG (Cezayir 4.4 milyar m³, Nijerya 1.4 milyar m³ (BOTAŞ, 2013)) ve anlık tüketimin arttığı durumlarda spot piyasadan tedarik edilen LNG (2014 yılında 1,69 milyar m³ (EPDK, 2014)) ile arz talep dengesini sağlamak için doğal gaz ana iletim hatlarını beslemektedirler.

4. DOĞAL GAZ YER ALTI DEPOSU TASARIM PARAMETRELERİ

Bu bölümde tuz formasyonlarında oluşturulacak doğal gaz yer altı deposu lokasyonunun belirlenmesi, sondaj, muhafaza borularının çimentolanması, sondaj sırasında örnek karotların alınması, alınan karotlardan erime ve kaya mekaniği deneylerinin gerçekleştirilmesi, kaverna geometrisinin belirlenmesi, çözme prosesi için dikkat edilmesi gerekli parametreler, tuzlu su boşaltma ve gaz ilk dolumu hakkında literatür bilgisi verilecektir.

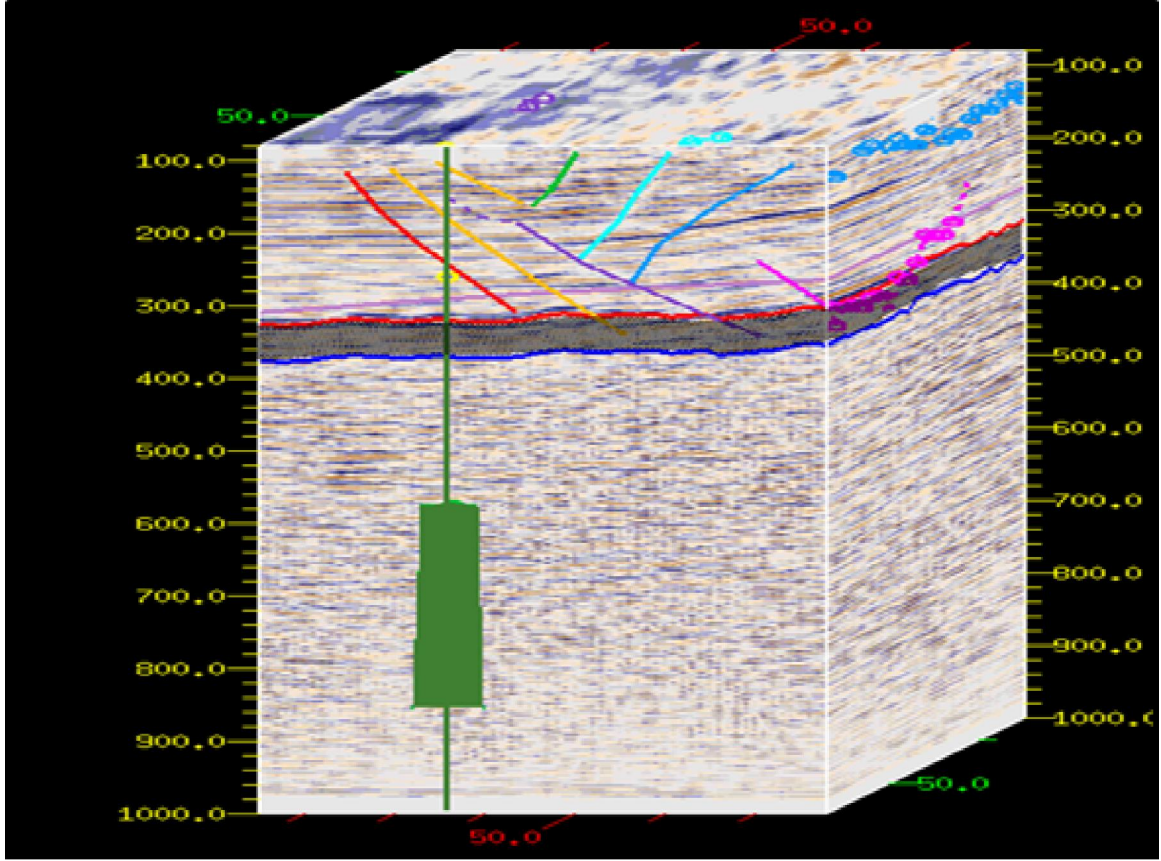
4.1. Sismik Araştırma Jeolojik Değerlendirme ve Kuyu Lokasyonunun Belirlenmesi

Jeolojik olarak tuz formasyonunun olabileceği bölgelerde iki boyutlu ve üç boyutlu sismik araştırmalar yapılmalıdır. Bu araştırmalar ile tuz formasyonunun derinliği, yayılımı, sınırları ve şekli hakkında bilgi sahibi olunur.

Sınırları belirlenen formasyondan maksimum faydalanabilmek için kuyu lokasyonlarına karar verilir. Kuyu lokasyonları seçilirken formasyonun sınırlarına ve/veya sınır bölgelerdeki faylara emniyet mesafesi bırakılmalıdır. Lux ve arkadaşları 2004 yapmış oldukları çalışmada faya yakın olan bir kaverna durumunu incelemişler ve bu duruma bağlı olması gereken iç basıncı belirlemişlerdir (Lux ve diğerleri, 2004).

Bölgenin jeolojisi ve tektonizması analiz edilmelidir. Aktif tektonizmanın olduğu bölgelerden uzak durulmalı ve gerekli emniyet mesafesi daha fazla bırakılmalıdır. Tuz formasyonu geçmişte volkanik aktivitelerin gerçekleşmiş olduğu bölgede bulunuyor ise içerisinde kümeleşmiş halde karbondioksit barındırabilir. Sıcaklık, basınç ve yoğunluk farkından zamanla yer değiştirmiş tuz formasyonunun üst ve yan sınırlarındaki tuzun hareketinden dolayı oluşan faylar ile bu birikmiş CO₂ tehlike yaratabilir.

Berest ve arkadaşları 2001 yapmış oldukları çalışmada kavernada meydana gelebilecek muhtemel gaz kaçağını ve buna sebep olabilecek etkileri, akışkan basınç dağılımını, çimentolama kalitesini ve kuyu tasarımını araştırmışlardır (Berest ve diğerleri, 2001).



Şekil 4.1. Örnek bir kavarna 3D sismik görünümü (Sjvgeology, 2016)

4.2. Sondaj ve Çimentolama

Yer altı tuz yataklarına klasik madencilik yöntemleri ile ulaşım, bu ulaşım yollarının sızdırmazlığını sağlayıp depolama amaçlı kullanmak oldukça maliyetli ve zaman alıcı bir operasyondur. Bu yüzden en kısa sürede ve en güvenli metod ile bu tuz yataklarına ulaşmak için gelişen sondaj teknolojisinden yararlanılmaktadır.

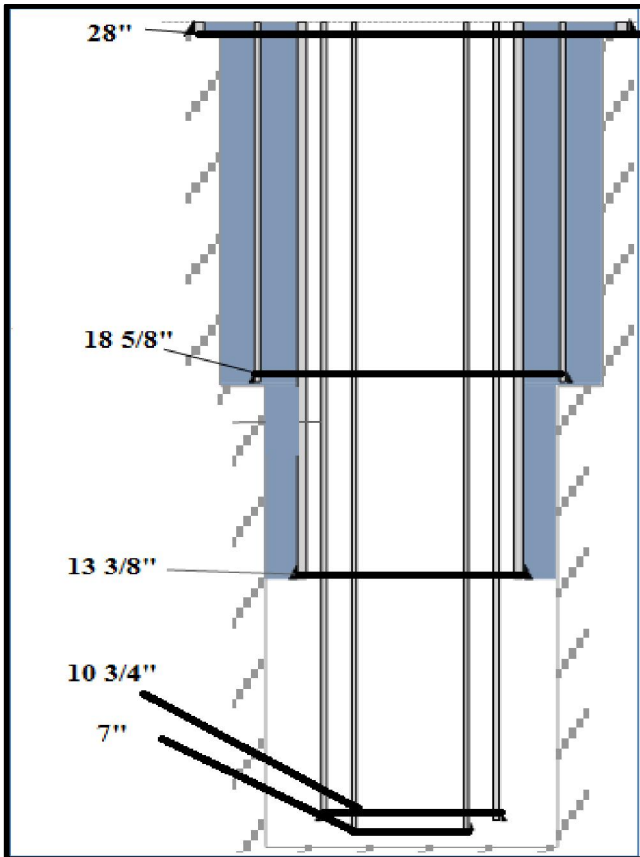
Tuz yatağının lokasyonu jeolojik ve jeofizik araştırmalar sonucunda belirlenmektedir. Belirlenen bu tuz yataklarına ulaşmak ve depolama amaçlı kullanılacak kuyunun, kavernanın ömrü süresince stabil kalabilmesini sağlamak için sondaj ve çimentolama operasyonlarının iyi planlanması gerekmektedir.

Jeolojik ve sismik araştırmalar sonucunda belirlenen tabakalara uygun sondaj programı belirlenir. Sondaj programı delme ekipman seçimini, muhafaza borusu çapı ve sınıfını, sondaj çamurunun özelliklerini, tabakaların sertliğine uygun Şekil 4.2’de örneği gösterilen sondaj matkap ucu seçimini ve iş programını içerir.



Şekil 4.2. Sondaj matkap ucu için örnek

Sondaj operasyonuna yüzeye yakın bölümde geniş çapta delinerek başlanır. Belirlenen kaverna derinliğine ulaşılmaya kadar Şekil 4.3'te gösterilen kuyu profili çapı küçülerek farklı kısımlara ayrılır.



Şekil 4.3: Örnek Bir Sondaj Kuyusu Profili (Gaertner, 2011)

Depolama amaçlı kullanılacak kuyu için seçilen muhafaza borularının bağlantı noktalarının, kaynak yapılarak gaz sızdırmaz olması sağlanmalı veya mahafaza borularının bağlantı ağızlarının fabrikadan gaz sızdırmaz olarak üretilip monte edilmesi gerekmektedir.



Şekil 4.4. Kaynak yapılan muhafaza borusu örneği (Gaertner, 2011)

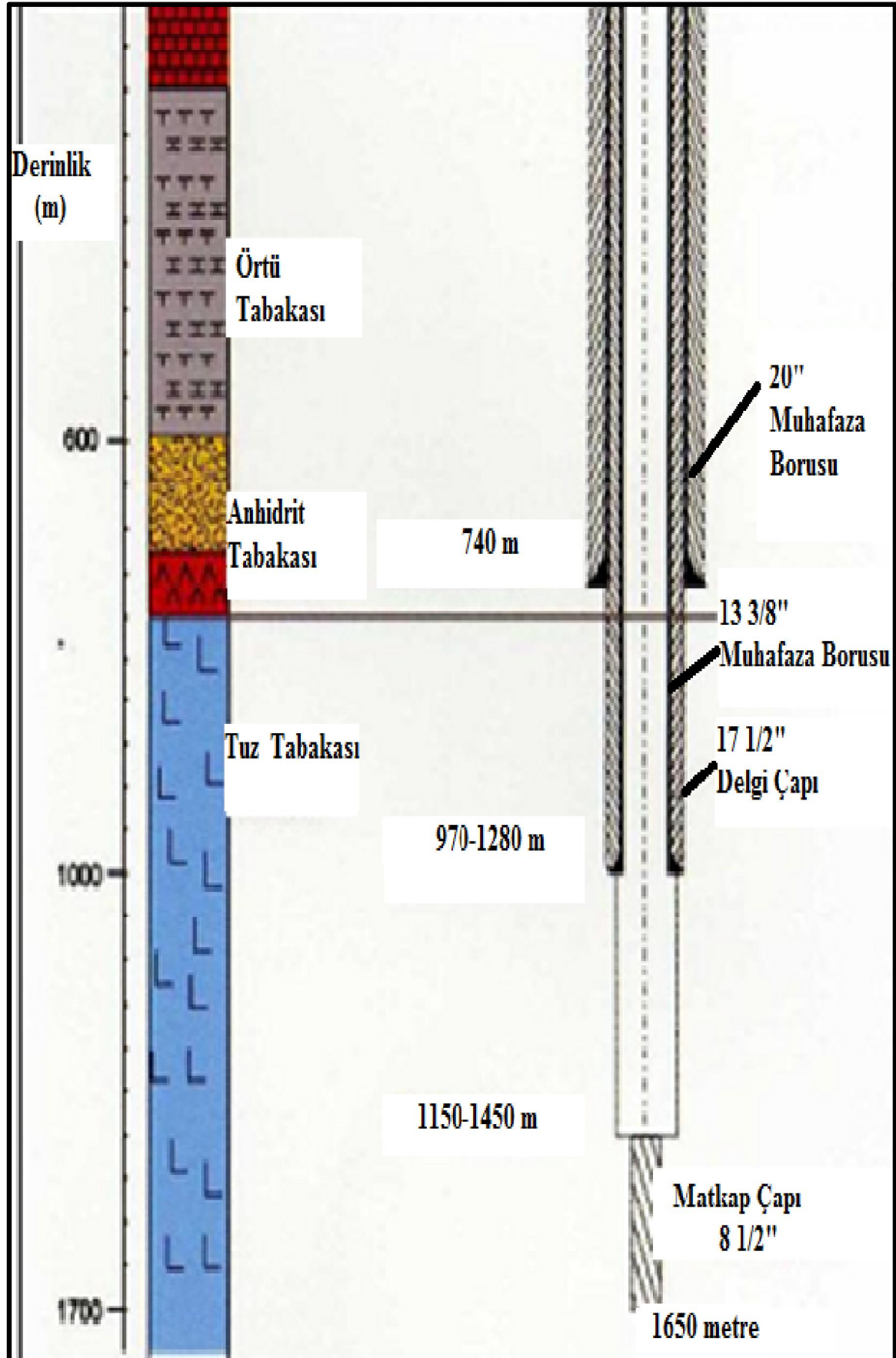
Muhafaza borusunun seçimi, sondaj çamurunun kontrolü ve kuyunun sapma açısı tasarımı dikkat edilmesi gereken ana parametrelerdir. Hedeflenen kaverna derinliğine ulaşıncaya kadar sondaj çamuru, jeolojik enkesitlerin tespiti ve kuyu eksenini sürekli kontrol altında tutulmalı, sondaj programı ile uygunluğu izlenmelidir. Programdan sapma tespit edilmesi durumunda ise sondaj başlamadan önce yapılan sismik araştırmalar ile karşılaşılan jeolojik katmanların değerlendirilmesi yapılmalıdır.

Sondaj süresince yer altından gelebilecek yüksek basınçtaki gazı önleyerek emniyetli bir çalışma ortamı sağlamak amacıyla Şekil 4.5'teki kaçak önleyici yerleştirilmektedir.



Şekil 4.5. Kaçak önleyici (Gaertner, 2011)

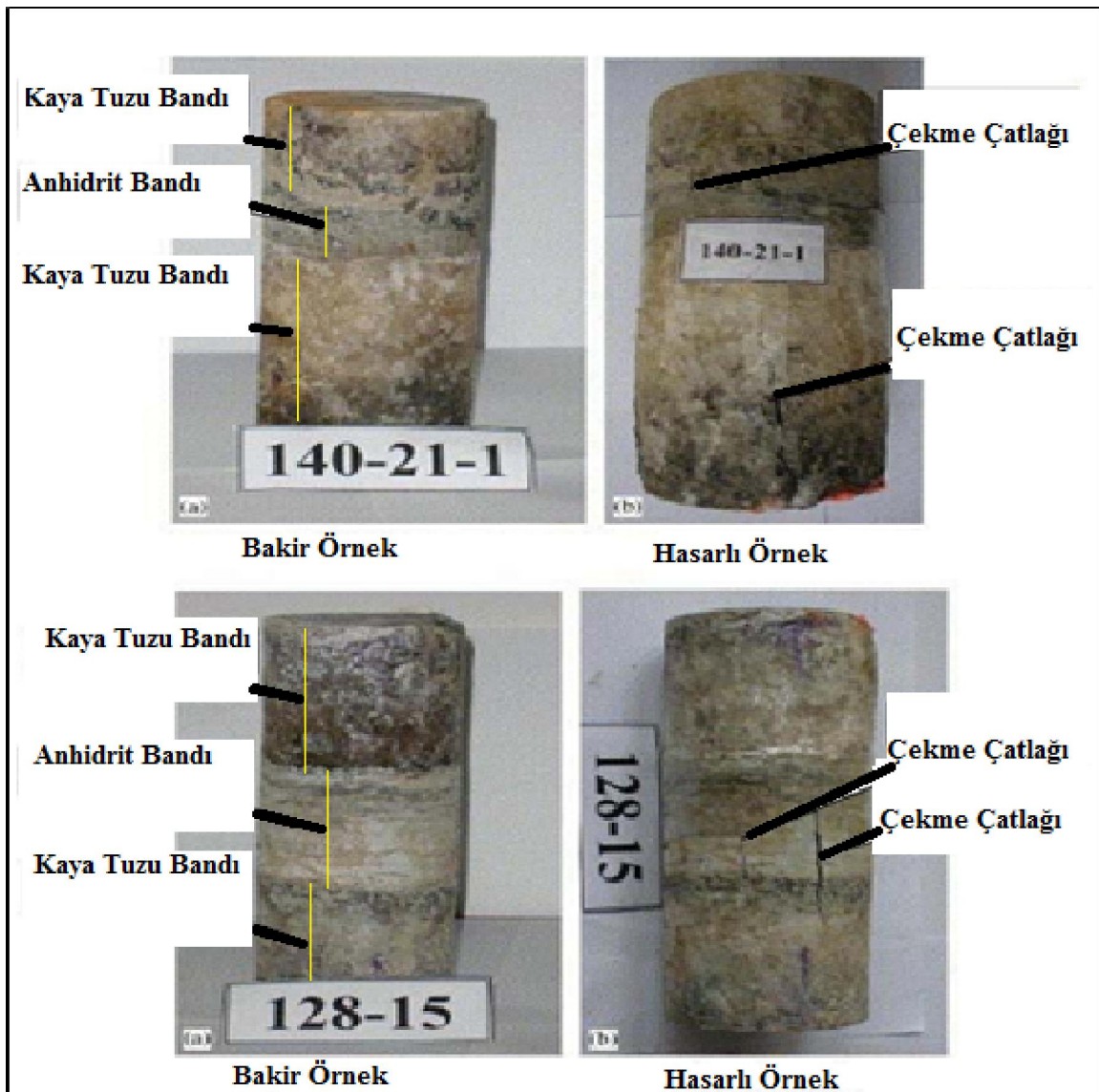
Planlanan tabaka derinliklerine ulaşılmasının ardından delme dizgisi kuyunun içerisinden çıkarılır ve muhafaza borularının bağlantıları yapılarak kuyuya indirilmesi gerçekleşir. İndirilen bu muhafaza borularının dış kısmı ile yer altı formasyonu arasına çimentolama işlemi uygulanır. Uygulanacak çimentonun seçimi ve uygulanma süreci kuyu için önemlidir. Kuyunun yüzey ile bağlantısını kesip, korozyona sebep olmayacak ve maksimum depolama basıncına dayanabilecek karışımda çimento hazırlanmalı ve uygulanmalıdır. Her kuyu lokasyonu için tasarım parametreleri farklı olduğu için çimentolama operasyonu için genelleme yapmak zordur.



Şekil 4.6. Örnek bir depolama kuyusu sondaj kesiti (Bastacioğlu, 2010)

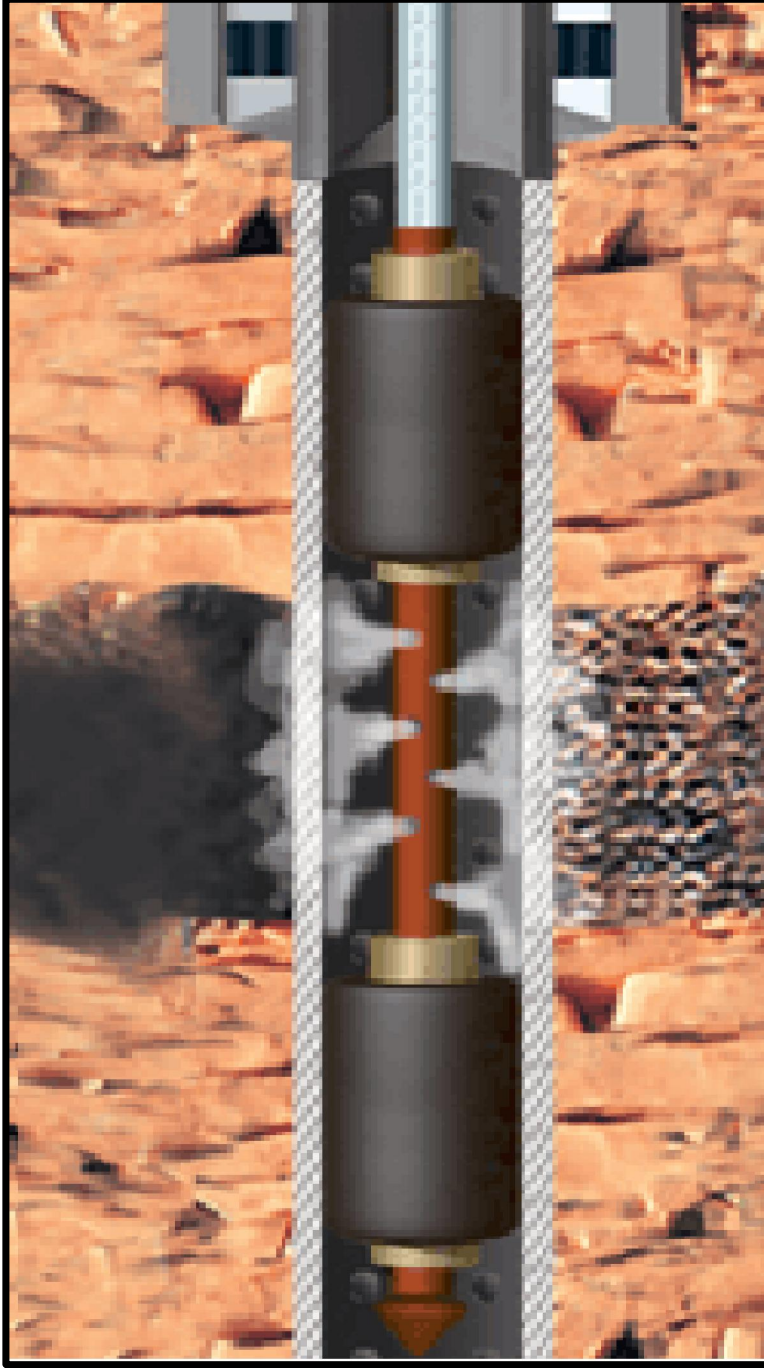
4.3. Karot Numuneleri ve Kaya Mekanik Testleri

Yer altı kaverna tasarımının en doğru biçimde yapılabilmesi için parametrelerin belirlenmesinde sondaj işlemi büyük önem arz etmektedir. Sondaj işlemi süresince süreklilik içeren kırıntı analizleri formasyon hakkında en gerçekçi bilgiyi sunmaktadır. Kavernanın konumlandırılması planlanan derinliklerden alınan karotlarda yapılan laboratuvar testleri ile tuzun kimyasal özelliklerinin yanı sıra mekanik özellikleri de belirlenmektedir.



Şekil 4.7. Anhidrit bantları içeren kaya tuzu örneklerinde oluşabilen hasarlara ait görünüm (Özarslan ve diğerleri, 2007)

Karot numunelerinden elde edilen mekanik özelliklere ek olarak tuzun yerindeki dayanımını kontrol etmek amacıyla kaverna yüksekliği boyunca belli aralıklarla şekil 4.8'deki hidrolik çatlatma testleri gerçekleştirilmelidir.



Şekil 4.8. Hidrolik çatlatma (International, 2016)

Hidrolik çatlatma; kaverna yüksekliğini akışkan ile basınçlandırarak tuzun dayanabileceği maksimum basınç değerini elde etmek için uygulanır. Basıncın uygulanacağı kuyu çapının mümkün olduğunca küçük olması önemlidir. Çatlak boyu modellenerek çatlağın

oluşturulduğu bölüm çözme işlemi sınırları içerisinde alınarak çözme dizaynı yapılır. Stabilitate analizinin temelini, hidrolik çatlatma işlemi sonucunda elde edilen basınç gradyanı ile laboratuvar mekanik test sonuçlarının yorumlanmasıyla elde edilen maksimum basınç değeri oluşturur.

Sondaj işlemi sırasında alınan karotlardan kaya mekaniği testlerine ek olarak kimyasal testler, gaz geçirgenlik testi ve erime hız testi yapılır.

Kimyasal testler ile tuzun bileşenleri tespit edilir. İçeriğindeki çözünmeyen madde oranı ve hızlı çözünen tuz oranı belirlenerek çözme tasarımı için ön bilgi oluşturulur.

Gaz geçirgenlik testi ile alınan karot numunesinin geçirgenliği tespit edilir. Depolamaya uygunluğu değerlendirilir.

Erime hız deneyleri ile tuzun çözünme hızı belirlenir. Farklı sıcaklık koşullarında tespit edilen hızlar çözme tasarımı için veri oluştururlar. Şekil 4.9'da farklı içerikteki tuz bloklarında ertime modeli gösterilmiştir. Açık ve koyu renkli bloklarda erime hızlarındaki değişim görülmektedir. Çözme fazları süresince kaverna gelişim süreci şekil 4.10'da verilmektedir.



Şekil 4.9. Farklı içerikteki tuz bloklarında çözme modeli (Branka ve Kuntsman, 2014)



Şekil 4.10. Laboratuvar ortamında tuz bloğunda çözme işleminin modeli (Branka ve Kuntsman, 2014)

4.4. Kaverna Geometrisi ve Maksimum Çalışma Basıncının Belirlenmesi

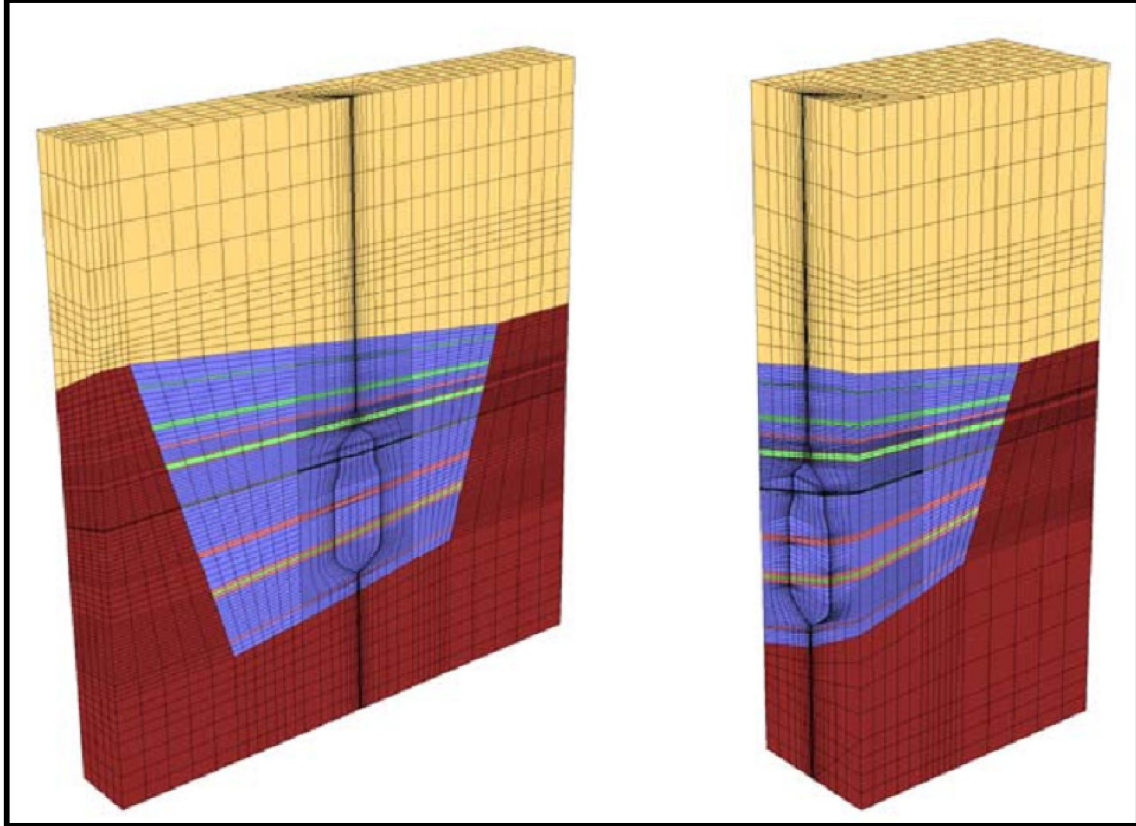
Minimum ve maksimum operasyon basınçlarının belirlenmesinde sondaj süresince alınan yoğunluk logu, laboratuvar test sonuçları ve hidrolik çatlatma işleminden elde edilen veriler kullanılmaktadır.

Minimum operasyon basıncı; kavernanın stabilitesinin etkilenmeden, operasyon süresince geri üretilmeyecek yastık gazının oluşturduğu basınç olarak tanımlanabilir. Bu basınç hesaplanırken laboratuvar test sonuçlarından elde edilen mekanik parametreler ile günlük kavernadan çekilecek gaz miktarının sonlu elemanlar analizi ile modellenmesiyle hesaplanır. Minimum çalışma basıncı düşey basıncın 25%'inden az olursa stabilitede problem oluşabilmektedir (Bruno, 2005).

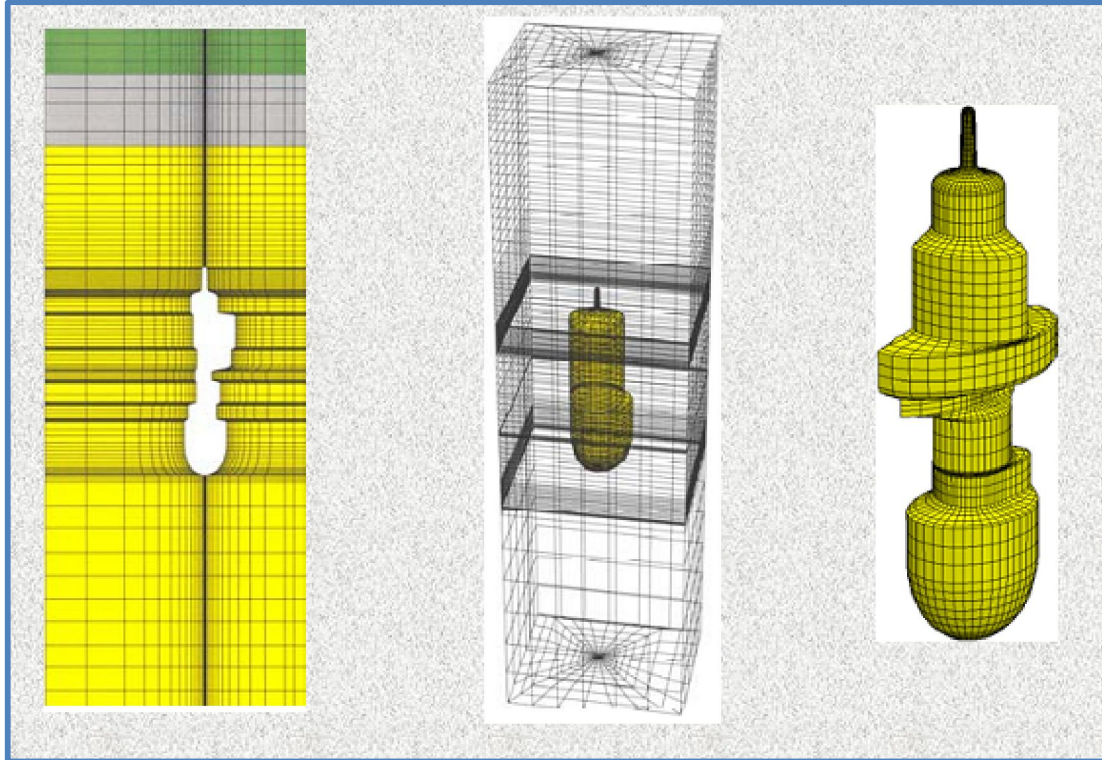
Maximum operasyon basıncı; kaverna duvarında ve gaz operasyon dizgisi ile kuyuyu göçüklerden koruyan son muhafaza borusunun çimentosunda çatlaklara sebep olmayacak şekilde kavernada oluşabilecek maksimum basınç olarak tanımlanabilir. Maksimum operasyon basıncı hesaplanırken yoğunluk logu, laboratuvar testleri ve hidrolik çatlatma testlerinden elde edilen basınç gradyanları göz önünde bulundurulur.

Maksimum çalışma basıncı, çatlatma basıncının 80%'ini geçerse formasyonda çatlak ve gaz kaçma riski olabilmektedir (Bruno, 2005).

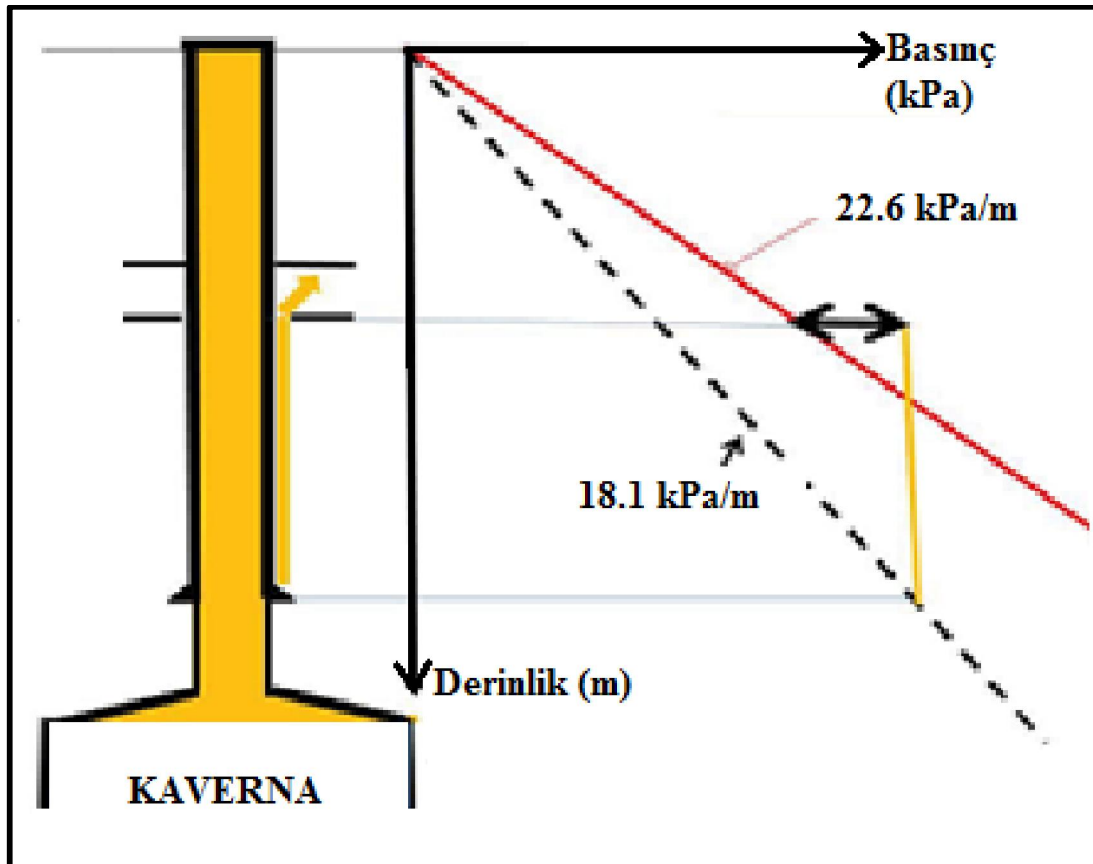
Berest ve arkadaşları maksimum çalışma basıncını belirlerken 20%'lik bir güvenlik payı bırakmanın kavernada oluşabilecek stabilite problemlerinin önüne geçilebileceğini belirtmişlerdir (Berest ve diğerleri, 2015).



Şekil 4.11. 3D sonlu elemanlar modeli örneği (Zapf ve diğerleri, 2012)



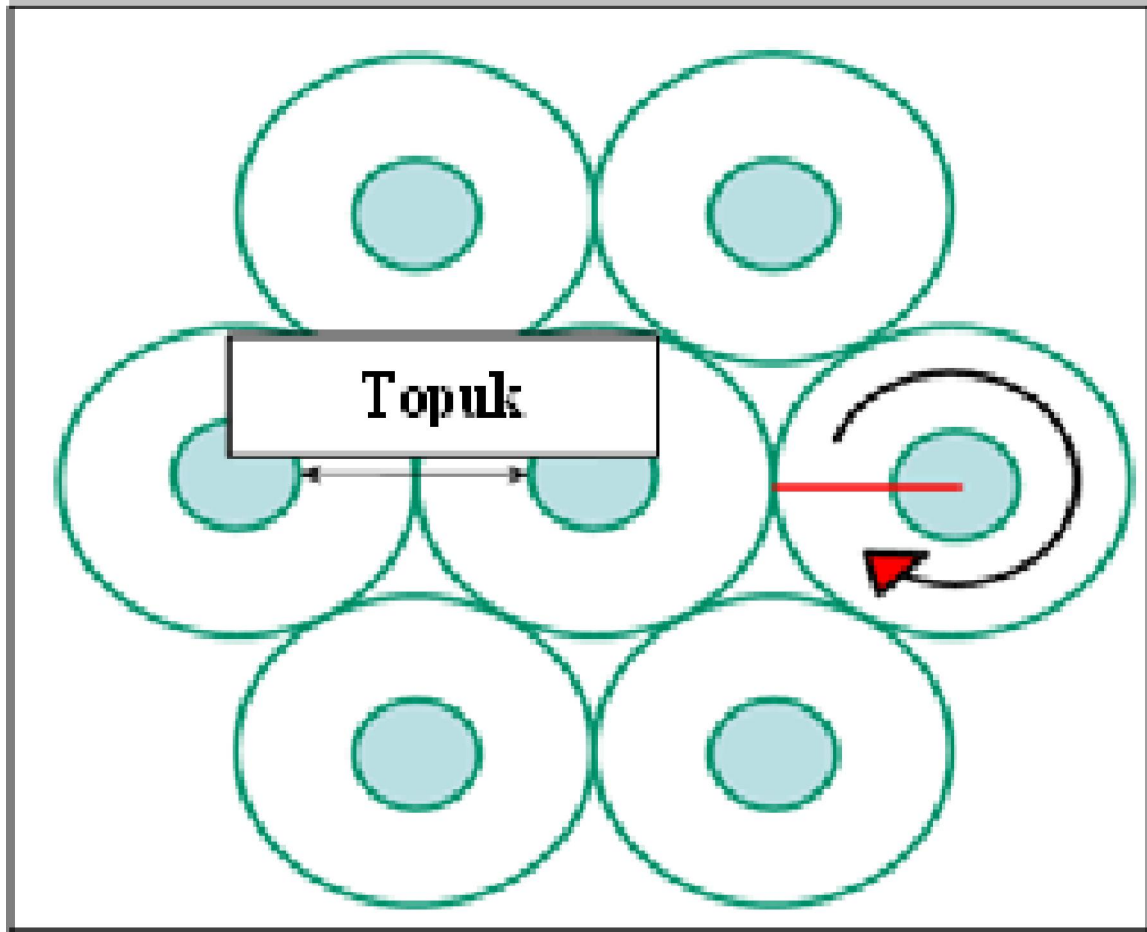
Şekil 4.12. Kaverna 3D hesaplama modeli (Staudtmeister, 2003)



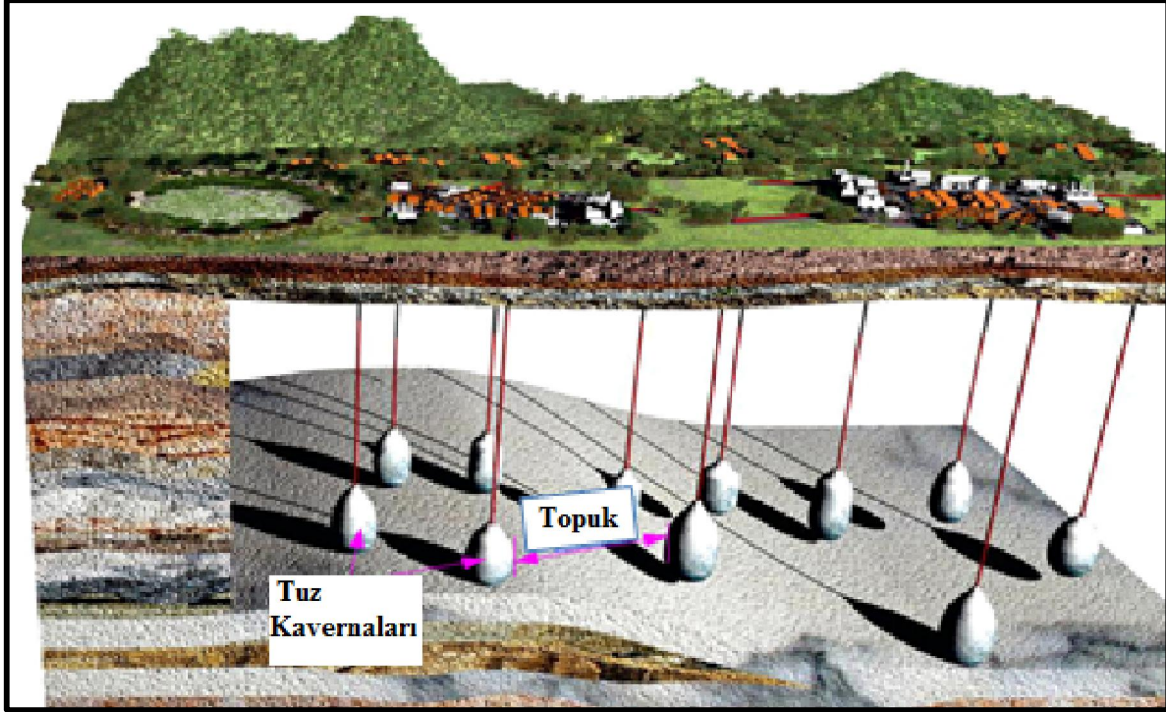
Şekil 4.13. Operasyon basıncı için dikkat edilmesi gereken emniyet oranı örneği (Berest ve diğerleri, 2015)

Minimum ve maksimum operasyon basınçlarını etkileyen bir diğer etken ise kavernaların yer altında birbirlerine ve sınır katmanlara olan konumlarıdır. Şekil 4.14 ve şekil 4.15'te kavernaların konumlandırılmaları gösterilmektedir. Kavernaların stabilite analizleri her bir kaverna için ayrı ayrı yapılırken bu modellere ek olarak depolama bölgesinde bulunan komşu kavernalarla olan etkileşimlerinde analizini içeren bütünselik bir çalışmanın yapılması gereklidir. Bu çalışma sonucuna göre; topuk ismi verilen komşu kavernalarla olan güvenilir mesafe belirlenmiş olur.

Depolama amaçlı oluşturulacak kavernalar için minimum topuk/çap oranının 2 ile 2.5 arasında değiştiği izlenmiştir (Wang ve diğerleri, 2015).

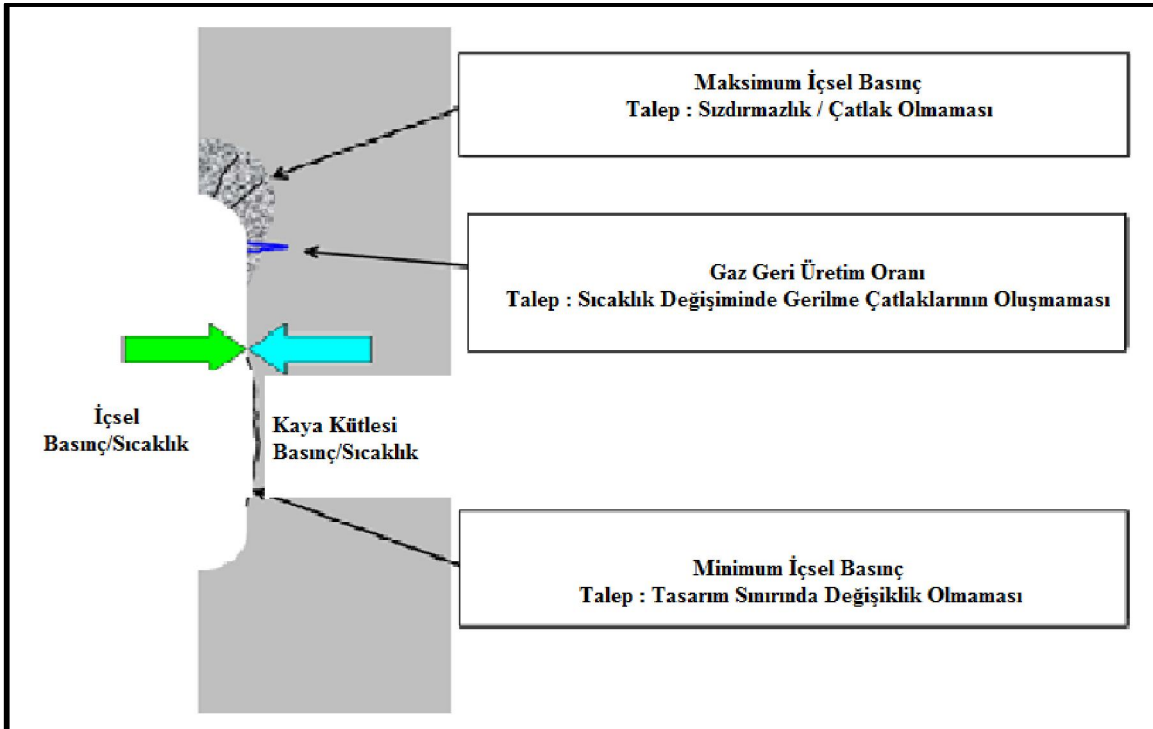


Şekil 4.14. Belirli bir bölgedeki kavernaların konumlandırılması (Zapf ve diğerleri, 2012)



Şekil 4.15. Güvenlik mesafesi (Wang ve diğerleri, 2015)

Yeterli tuz kalınlığı olan depolama bölgelerinde, kavernaların tuz tabakalarına konumlandırılmaları planlanırken kaverna tavanı ile örtü kayaç arasında stabilite analiz sonuçlarına göre güvenlik amacıyla mesafe bırakılır.



Şekil 4.16. Operasyon açısından gaz kavernası konumlandırılması (Zapf ve diğerleri, 2012)

Kavernaların gaz operasyon üretim döngüleri stabilitelelerini etkiler. Operasyon sırasında ilk gaz dolum ve geri üretim döngüleri çok önemlidir. İlk döngülerde geri üretimin mümkün olduğunca yavaş olması tercih edilir. İlk yıllardaki hızlı geri üretim süresince oluşacak sıcaklık farklılıkları gerilme çatlaklarının oluşumunu hızlandırır. Kaverna tavanında oluşacak dikey çatlaklar ise gaz kaçak riskini artırır. Bunun yanında hızlı sıcaklık değişimleri istenmeyen hidrat oluşumuna sebebiyet vererek geri üretimin yeniden sağlanabildiği sıcaklık seviyesine ulaşana kadar operasyonun durmasına sebep olur.

Kavernanın minimum içsel basınçta kaldığı süre, kaya tuzunun sünme karakteristiği ile doğrudan ilişkilidir. Sünme değeri yüksek olan kaya tuzu tabakalarında oluşturulan kavernaların minimum basınçta kaldığı sürelerin mümkün olduğunca kısa olması kontrolün en önemli parçasıdır. Oluşabilecek kaverna stabilite sınır değişikliği dolayısı ile hacim kaybının önüne minimum basınçta kalınan süre azaltılarak geçilir.

4.5. Çözme Prosesi İçin Dikkat Kontrol Edilmesi Gereken Parametreler

Baar (1977) çalışmasında kaya tuzunun doğada monomineral ve polimineral bileşimler olarak bulunduğunu belirtmiştir. Bu mineral dağılımı kristalleşme süresince hem tuzun bulunduğu çevreye hemde fizikokimyasal şartlara bağlıdır. Çizelge 4.1’de yaygın olarak görülen kaya tuzunu oluşturan mineraller verilmiştir.

Çizelge 4.1. Tuz Kayaçları içinde bulunan yaygın tuz minaralleri (Baar, 1977)

Ad Kimyasal Formül	Renk	Mohs Cetvelinde Sertlik	Özgül Ağırlık Mg/m ³	Göreceli Çözünürlük
Halit NaCl	renksiz,gri, sarımsı,turuncu, kırmızı	2.0	2.168	kolay çözünür
Silvit KCl	renksiz, kırmızı, beyaz	2.2	1.987	kolay çözünür
Karnalit KCl.MgCl₂..6H₂O	neyaz, sarımsı, kırmızı	2.7	1.602	çok kolay çözünür

Çizelge 4.1.(devamı) Tuz Kayaçları içinde bulunan yaygın tuz mineralleri (Baar, 1977)

Ad Kimyasal Formül	Renk	Mohs Cetvelinde Sertlik	Özgöl Ağırlık Mg/m ³	Göreceli Çözünürlük
Kiserit MgSO₄.H₂O	renksiz, beyaz, hafif sarı	3.7	2.573	yavaş çözünür
Anhidrit CaSO₄	renksiz, gri, mavimsi	3.8	2.985	pratikte çözünmez
Jips CaSO₄.2H₂O	renksiz, beyaz, gri,sarı, kahverengimsi	2.0	2.320	çok zor çözünür
Langbinit K₂SO₄.2MgSO₄	Beyaz, sarımsı, kırmızı	4.2	2.825	zor çözünür
Polihalit K₂SO₄.2MgSO₄. 2CaSO₄.2H₂O	renksiz, gri, sarımsı, kırmızı	3.6	2.775	çok zor çözünür
Kainit KCl..MgSO₄.3H₂O	Beyaz, kırmızı, sarımsı	3.0	2.132	çözünür

Kaya tuzu 300m derinliğin altında iyi çözünen ve geçirimsiz bir tabaka olarak kabul edilir. Yer altı tuz domları 1.6 km çapına ve bazı yerlerde 5 km ile 9 km yüksekliğine ulaşabilmektedir (Evans, 2008).

Kuntsman ve arkadaşları (2007) sıcaklığa bağlı olarak sodyum klorür tuzunun çözünürlüğünü incelemişler ve bu tuzun çözünürlüğünün basınca göre değişiminin lineer olduğu belirtmişlerdir (Kuntsman ve diğerleri, 2007).

Yer altında ertime işlemi sonucu yüzeye ulaşan tuzlu suyun yoğunluğu içeriğindeki halit oranına, bulunduğu sıcaklık ve basınç koşullarına, içeriğindeki potasyum ve magnezyum tuzlarının oranına bağlıdır.

Kuntsman ve arkadaşları (2007) çözme prosesinin gerçekleşeceği tuz tabakalarının sıcaklığının sığ tabakalar için 30 °C derin tabakalar için 70 °C olabildiğini belirtmişlerdir.

Çalışma bölgesindeki tuz kütlesinin ortalama sıcaklığı yaklaşık 65 °C dir. Bu değer derin tuz yatağı sınıfına girmektedir.

Planlanan kavernalar, yerin 1100-1500 m derinlikleri arasında konumlarına göre farklılık göstermektedir. Çözme işlemi süresinde kuyulara enjekte edilecek tatlı suyun sıcaklığı mevsimsel olarak değişmektedir. Yıllık üretilen tuzlu suyun ortalama sıcaklığı ise enjekte edilen tatlı suyun sıcaklığı ile orantılıdır. Kuyuda çözme süresince, tatlı su ile kaverna duvarı ve çözme dizgileri arasında ısı transferi meydana gelmekte bunun sonucunda ise farklı sıcaklıkta bölgeler oluşmaktadır.

Sıcaklığın çözme işlemine en önemli etkisi çözünme hızına olan etkisidir. Kontrollü bir çözme işlemi için kuyuya enjekte edilen tatlı suyun ve üretilen tuzlu suyun sıcaklıklarının süreklilik içeren ölçümü gerekmektedir.

Kaya tuzu içeriğinde farklı yüzdelerde çözünmeyen madde barındırmaktadır. Kaya tuzu içerisindeki çözünmeyen maddeler genellikle anhidrit, kil veya jips olmaktadır. Çalışma bölgesinde kavernaların konumlandırıldığı derinliklerde çözünmeyen madde miktarı 2-11% arasında değişiklik göstermektedir.

Saf kabul edilebilecek kaya tuzu içerisinde 1-3% çözünmeyen madde içerip çözme prosesi gerçekleşirken, yer yer 30% oranında çözünmeyen madde içeren kaverna bölümlerinde de çözme prosesi gerçekleşebilmektedir (Kuntsman ve diğerleri, 2007).

Çözme işlemi süresince çözünmeyen maddeler kaverna tabanında birirmektedir. Suda çözünemeyen en küçük parçalar ise tuzlu su ile yüzeye çıkmakta ve tuzlu su biriktirme havuzlarında çökeltilmektedir. Daha büyük parçalar ise kaverna tabanında belirli bir gevşeme yüzdesi ile, ilk hacminden daha büyük hacim kaplayacak şekilde çökmektedir. Kaverna tabanına çöken çözünmeyen maddeler şekil ve boyutlarına göre hacimlerinin yaklaşık 50% daha fazlası hacim kaplamaktadır. Bu değer, 1.5 gevşeme oranı olarak tanımlanmaktadır (Kuntsman ve diğerleri, 2007; Saygun, 2008).

Çözünmeyen maddenin kaverna tabanına zorlanmadan kayarak çökebilmesi için sınırlayıcı çözünme açısı tanımlanmıştır. Genellikle tuz kütleleri için bu açı 15°C'dir (Kuntsman ve diğerleri, 2007).

Sandia Ulusal Laboratuvarlarında kaverna çapına ve enjekte edilen suyun hacimsel debisine göre kaverna tabanına çöken çözünmeyen madde miktarı tanımlanmıştır(Russo , 1981; Kuntsman ve diğerleri, 2007).

Kuntsman ve diğerleri (2007) hesaplama formülündeki birim dönüşümleri gerçekleştirmek kaydıyla kaverna tabanına çöken çözünmeyen madde miktarını veren denklemi şu şekilde tanımlamışlardır.

$$f = 50 * \left(\frac{1}{1 + 0.00965 * \left(\frac{Q}{D} \right)} + e^{-0.00835 * \frac{Q}{D}} \right) \quad (4.1)$$

f - kaverna tabanına çöken çözünmeyen madde yüzdesi

Q - enjekte edilen suyun hacimsel debisi [m³/h]

D – kaverna çapı [m]

Oluşturulacak kaverna hacminin doğru belirlenmesinin en temel yolu üretilen tuz miktarının hesaplanmasıdır. Üretilen tuz miktarı ile oluşturulacak kaverna arasındaki ilişki belirlenirken, kavernada oluşturulan boşluğu dolduran tuz miktarı ve çözünmeyen madde miktarının belirlenmesi gerekmektedir. Çözme prosesi endüstrisinde yaygın olarak Kuntsman ve diğerleri (2007) tarafından ileri sürülen üretilen tuz miktarı ile oluşturulan hacim arasındaki ilişki kullanılmaktadır (Kuntsman ve diğerleri, 2007).

$$\frac{M}{V_e} = \frac{(\rho - C) * (100 - P_{ins})}{1000 * ((100 - \alpha * P_{ins}))} \quad (4.2)$$

M - kavernadan üretilen tuz miktarı [ton]

V_e - kaverna net hacmi (birikinti çukuru hariç) [m³]

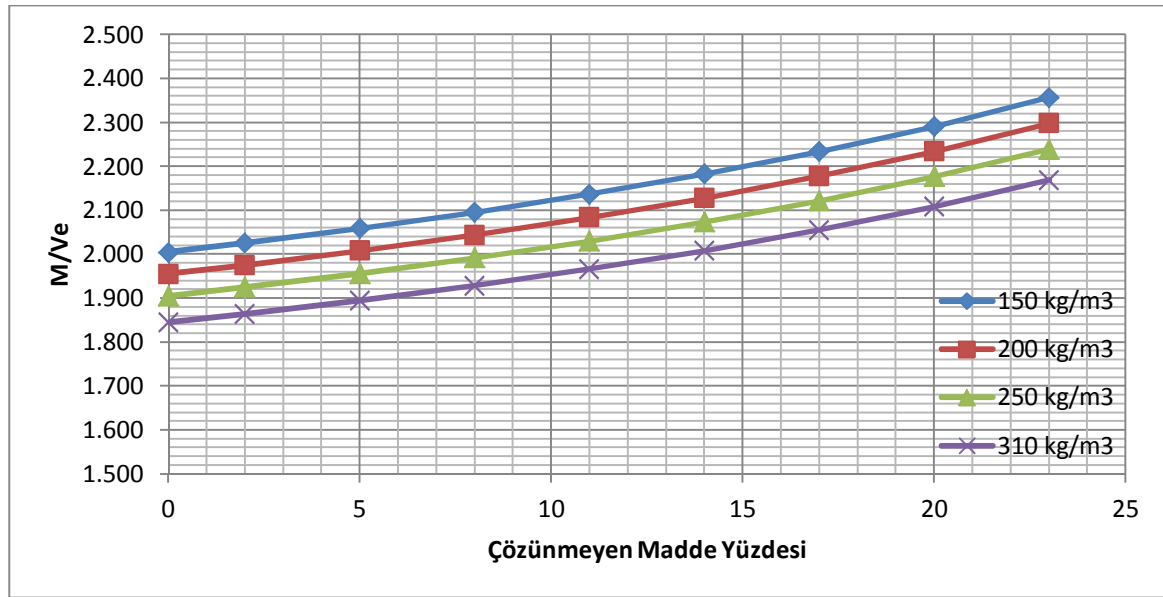
P_{ins} - kaya tuzundaki çözünmeyen madde yüzdesi

C - kaverna içerisindeki tuzlu su konsantrasyonu [kg/m³]

P – kaya tuzu yoğunluğu [kg/m³]

α – biriktirme havuzundaki çözünmeyen madde gevşeme faktörü

Eşitlik 4.2’den yararlanarak kaya tuzu için yoğunluk 2155 kg/m^3 ve kavernadaki çözünmeyen madde için gevşeme faktörü 1.5 alındığında değişen konsantrasyon ve yoğunluk değerlerine göre hesaplanan M/V_e oranları Çizelge 4.2 verilmiştir. Kaverna içerisindeki tuzlu su konsantrasyonu 200 kg/m^3 olan ve 8% çözünmeyen madde içeren kaya tuzunun M/V_e oranı 2.044 olarak hesaplanmıştır. Eğer kavernadan üretilen günlük tuz miktarı 1000 ton ise biriktirme havuzu hariç oluşan hacim 489 m^3 olarak hesaplanır. Kavernaya farklı debilerde tatlı su enjeksiyonu ile değişen M/V_e değeri Şekil 4.17’de verilmiştir.



Şekil 4.17. M/V_e – Çözünmeyen Madde Yüzdesi

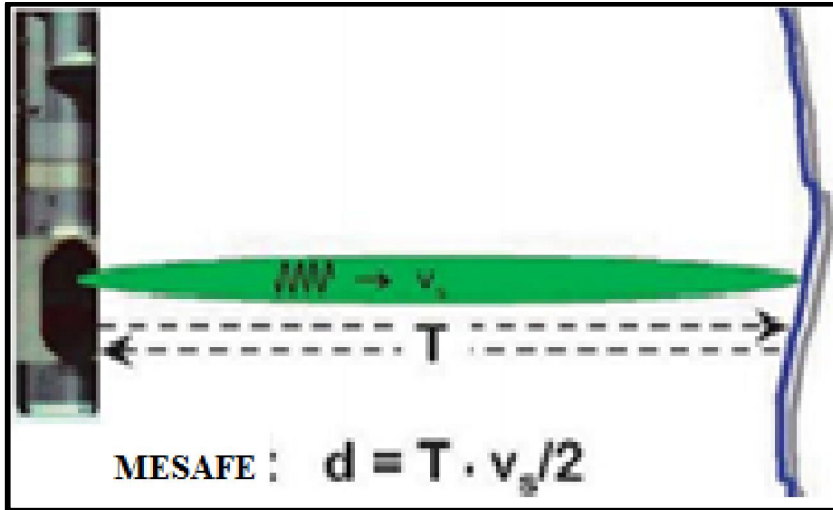
Çizelge 4.2. Tuzlu su konsantrasyonu ve çözünmeyen madde miktarına bağlı M/V_e oranı

Tuzlu Su Konsantrasyonu, C (kg/m^3)	Çözünmeyen Madde Miktarı, P_{ins} (%)								
	0	2	5	8	11	14	17	20	23
150	2,005	2,026	2,059	2,096	2,137	2,183	2,234	2,291	2,357
155	2,000	2,021	2,054	2,091	2,132	2,177	2,228	2,286	2,351
160	1,995	2,016	2,049	2,086	2,126	2,172	2,223	2,280	2,345
165	1,990	2,011	2,044	2,080	2,121	2,166	2,217	2,274	2,339
170	1,985	2,006	2,039	2,075	2,116	2,161	2,211	2,269	2,334

Çizelge 4.2.(devam) Tuzlu Su Konsantrasyonu ve Çözünmeyen Madde Miktarına Bağlı
M/V_e Oranı

Tuzlu Su Konsantrasyonu, C (kg/m ³)	Çözünmeyen Madde Miktarı, P _{ins} (%)								
	0	2	5	8	11	14	17	20	23
175	1,980	2,000	2,034	2,070	2,110	2,155	2,206	2,263	2,328
180	1,975	1,995	2,028	2,065	2,105	2,150	2,200	2,257	2,322
185	1,970	1,990	2,023	2,060	2,100	2,145	2,195	2,251	2,316
190	1,965	1,985	2,018	2,054	2,094	2,139	2,189	2,246	2,310
195	1,960	1,980	2,013	2,049	2,089	2,134	2,184	2,240	2,304
200	1,955	1,975	2,008	2,044	2,084	2,128	2,178	2,234	2,298
205	1,950	1,970	2,003	2,039	2,078	2,123	2,172	2,229	2,292
210	1,945	1,965	1,998	2,033	2,073	2,117	2,167	2,223	2,286
215	1,940	1,960	1,992	2,028	2,068	2,112	2,161	2,217	2,281
220	1,935	1,955	1,987	2,023	2,062	2,106	2,156	2,211	2,275
225	1,930	1,950	1,982	2,018	2,057	2,101	2,150	2,206	2,269
230	1,925	1,945	1,977	2,013	2,052	2,096	2,145	2,200	2,263
235	1,920	1,940	1,972	2,007	2,046	2,090	2,139	2,194	2,257
240	1,915	1,935	1,967	2,002	2,041	2,085	2,133	2,189	2,251
245	1,910	1,930	1,962	1,997	2,036	2,079	2,128	2,183	2,245
250	1,905	1,925	1,956	1,992	2,030	2,074	2,122	2,177	2,239
255	1,900	1,920	1,951	1,986	2,025	2,068	2,117	2,171	2,234
260	1,895	1,915	1,946	1,981	2,020	2,063	2,111	2,166	2,228
265	1,890	1,910	1,941	1,976	2,014	2,057	2,106	2,160	2,222
270	1,885	1,904	1,936	1,971	2,009	2,052	2,100	2,154	2,216
275	1,880	1,899	1,931	1,965	2,004	2,047	2,094	2,149	2,210
280	1,875	1,894	1,926	1,960	1,999	2,041	2,089	2,143	2,204
285	1,870	1,889	1,921	1,955	1,993	2,036	2,083	2,137	2,198
290	1,865	1,884	1,915	1,950	1,988	2,030	2,078	2,131	2,192
295	1,860	1,879	1,910	1,945	1,983	2,025	2,072	2,126	2,187
300	1,855	1,874	1,905	1,939	1,977	2,019	2,067	2,120	2,181
310	1,845	1,864	1,895	1,929	1,967	2,008	2,056	2,109	2,169

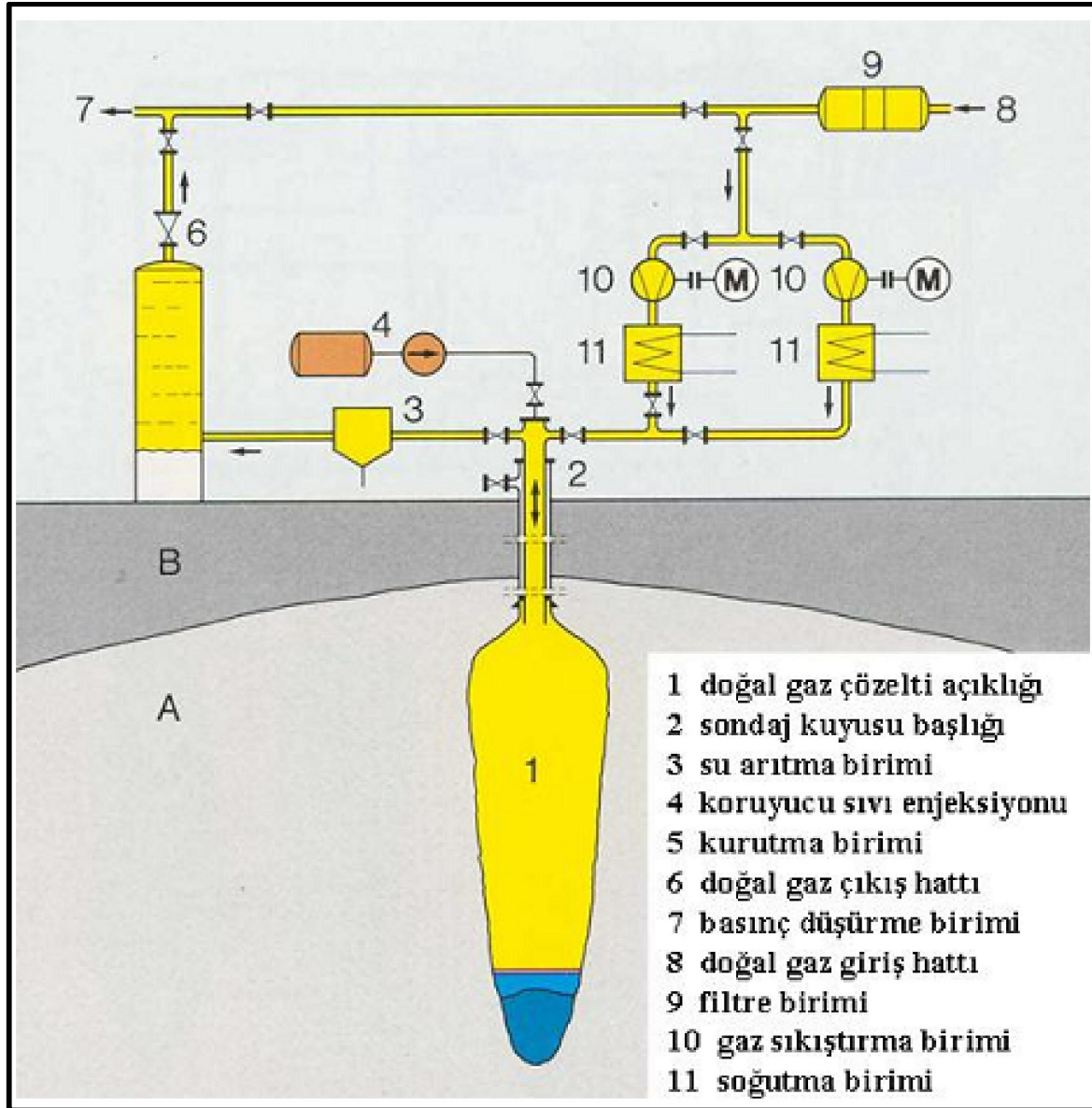
Kaverna oluşturulması süresince üretilen tuz miktarı ile oluşturulan hacim arasındaki ilişkiyi günlük olarak takip etmek gerekmektedir. Çözme işlemi çok fazlı gerçekleşen bir prosestir. Her faz sonunda oluşturulan hacmin ve şeklin kontrolü amacıyla SONAR(Sound Navigation and Ranging) ölçümler gerçekleştirilmektedir. Bu ölçümler ile ses dalgalarının farklı ortamlardaki hızlarından yararlanılarak, oluşturulan boşluğun boyutunun ve hacminin hesaplanabilmesi sağlanır. Şekil 4.18’de ses dalgasının kaynaktan çıkıp yansımalarının kanağa geri geldiği süre (T) ile ses dalgasının bulunduğu ortamdaki hızından (V_s) yararlanılarak hesaplanan mesafenin (d) görünümü verilmiştir. Ölçüm sonucu elde edilen hacim ile çözme fazı süresince günlük olarak takip edilen üretilen tuz miktarı ve oluşturulan hacmin mukayesesi yapılır.



Şekil 4.18. Mesafenin hesaplanması (Hasselkus ve Reitze, 2012)

4.6. Tuzlu Su Boşaltma Ve İlk Gaz Dolumu

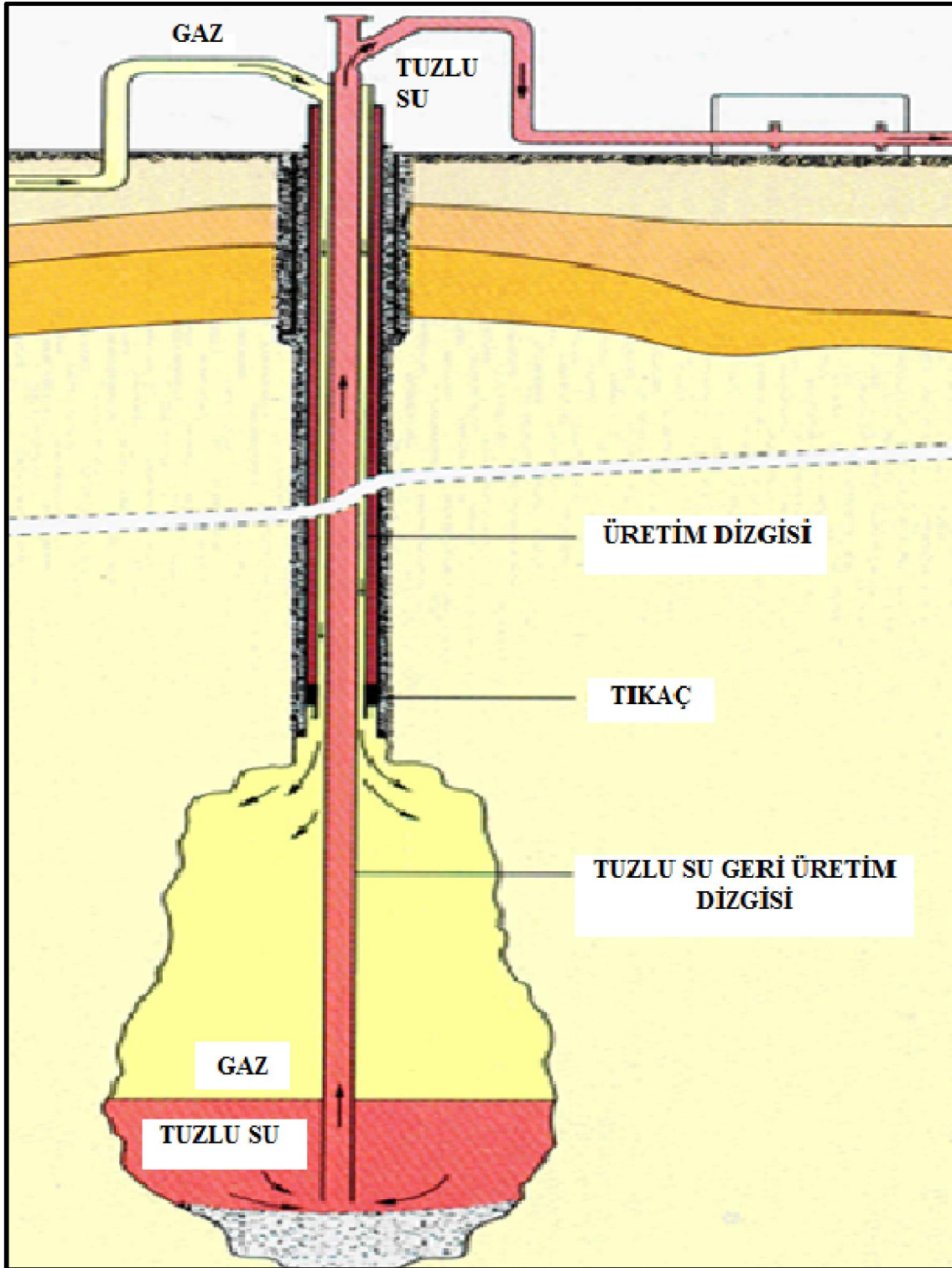
Çözme işleminin sonra ermesinin ardından kavernanın ve son muhafaza borusunun sızdırmazlık testleri gerçekleştirilir. Oluşturulan kavernanın gaz depolamaya uygun olup olmadığı ve muhafaza borusunun çözme işlemi esnasında herhangi bir deformasyona uğrayıp uğramadığı kontrol edilir.



Şekil 4.19. Yer altı tuz çözelti açıklıklarında işletilen yüksek basınçlı doğal gaz depolama tesisine ait birimler (KBB,1988) (Özarslan ve diğerleri, 2007)

Gaz sızdırmazlık testini başarı ile geçen kavernalarda çözme dizgileri kuyudan geri çekilir. Sırasıyla gaz operasyonu için kullanılacak dizgiler ile susuzlaştırma için kullanılacak dizgilerin kuyuya indirilmesi operasyonlarına başlanır. Bu dizgilerin indirilmesi ile ikinci bir test olan kaverna kabul testine başlanır. Bu test ile son muhafaza borusunun sızdırmazlık kontrolünün yanında üretim dizgilerin bağlantılarında gaz operasyonu için sızdırmazlığı kontrol edilmiş olur.

Sızdırmazlık testlerinden uluslararası kabul gören sızdırmazlık limitlerine uygun ilk gaz dolum operasyonunun yandan kesiti şekil 4.20’de gösterilmiştir. Şekil 4.20 kesiti verilen proste üretilen tuzlu su ile doğal gazın yer değiştirme operasyonu gerçekleştirilmektedir.



Şekil 4.20. Doğal gaz ile tuzlu su yerdeğiştirmesi (Klimkowski, 2008)

Susuzlaştırma işleminin ardından basınçlandırılmış kavernadan en iç dizginin çıkarılması operasyonu ile kaverna gaz geri üretime hazır hale gelir. Basınç altında kavernadan susuzlaştırma dizgisinin çekilmesi operasyonu “snubbing” olarak adlandırılmaktadır. Şekil 4.21’de snubbing kuyu başı ekipmanı görülmektedir.



Şekil 4.21. Snubbing kuyubaşı ünitesi (Colcombet ve diğerleri, 2008)

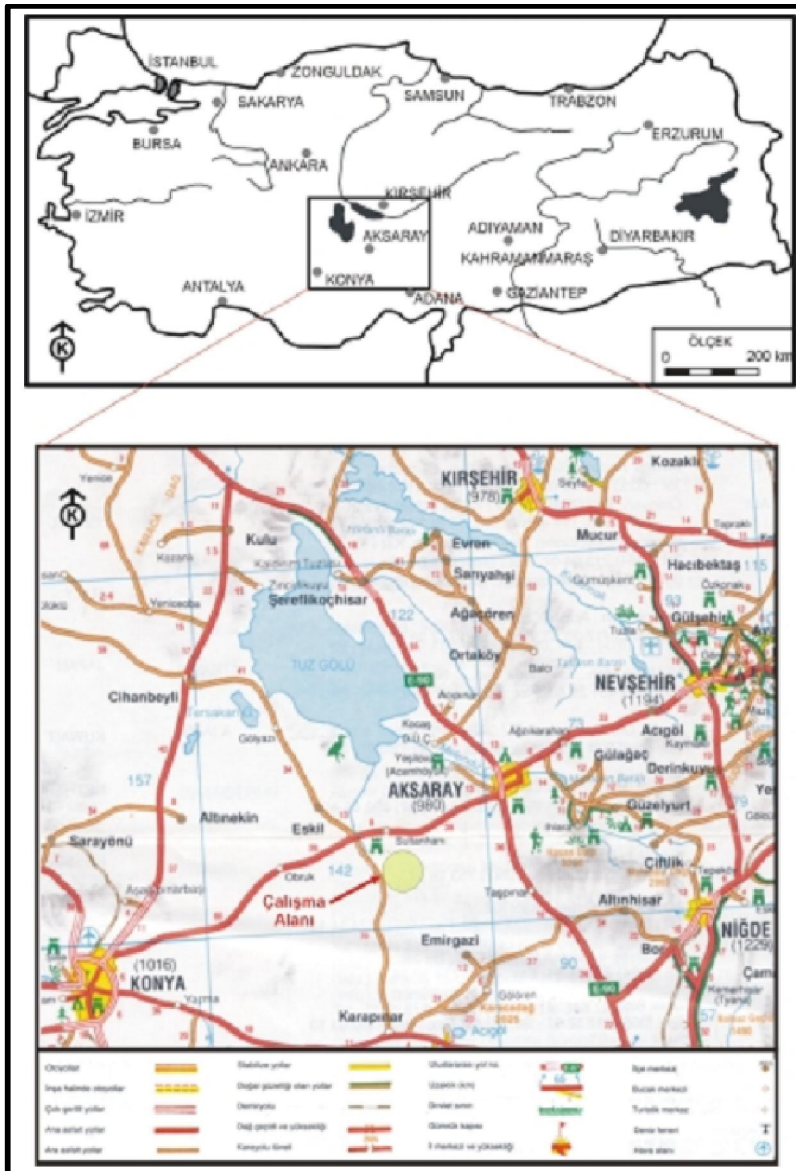
Kavernalarda içerisinde bulunan gaz miktarına göre basınç farklılıkları gözlemlenir. Birbirine yakın birden fazla kavernanın bulunduğu tesislerde gaz geri üretimi planlanırken farklı içsel basınçların etkisi göz ardı edilmemelidir. Ani basınç azalmalarına sebebiyet vererek kalıcı deformasyon oluşumundan uzak durulmalıdır. Kaya tuzu oluşumuna göre farklılık gösterdiği için sünme karakteristiği hakkında genel bir varsayım yapmak çok zordur. Hem anlık hemde uzun süreli deformasyon özellikleri iyi araştırılmalıdır. Özarslan

ve diğlerleri (2007) de yapmış oldukları araştırmada günlük kaverna basınç değişiminin 0.7-1 Mpa/gün aralığında tutulmasının işletim açısından önemini vurgulamıştır. Detaylı mühendislik çalışması ve işletim koşulları verileri elde edilene kadar kavernadan günlük gaz geri üretim miktarının bu basınç değişimi ile sınırlı olması pratikte kabul edilen bir uygulamadır ( zarslan ve diğlerleri, 2007).

5. KAVERNA İŞLETME PERFORMANS PARAMETRELERİ

5.1. Çalışma Alanı Hakkında Genel Bilgi

Bu çalışmaya konu olan Tuz Gölü Doğal Gaz Depolama Tesisi, Tuz Gölü havzasına yaklaşık 40 km mesafede bulunan Aksaray iline bağlı Sultanhanı Belediyesi'nin yaklaşık 20 km güneyinde Bezirci Gölü mevkiinde bulunmaktadır.



Şekil 5.1. Çalışma alanı (Podzemgazprom , Pipeline Engineering GmbH (PLE), and ENVY, 2003)

Yer altınının yaklaşık 1100-1500m derinliklerinde, tuz yapısında çözelti madenciliği ile oluşturulacak yapay boşluklarda (kavernalarda) doğal gazın depolanması planlanmaktadır.

Yer altı tuz yapısının zenginliği ve depolamaya uygunluğunun yanı sıra tesisin Kayseri-Konya-Seydişehir BOTAS ana iletim hattına yakınlığı, deprem riski açısından 5. Derecede güvenli bölgede oluşu projenin lokasyonunun belirlenmesi sırasında göz önünde bulundurulmuş önemli kriterlerdir.

Erttime amaçlı kullanılacak su için Hirfanlı barajından yüzey tesislerine kadar su boru hattı ve pompa istasyonları inşa edilmiştir. Üç adet pompa istasyonu ile tatlı su, yüzey tesislerine yakın bir bölgede inşa edilen su tankına ulaşmaktadır. Bu su tankı, enjekte edilecek tatlı suyu kuyulara ulaştıracak çözme pompa istasyonundaki pompaları beslemektedir. Çözme işlemi sonucu kavernalardan üretilen tuzlu ise yüzey tesislerinden Tuz Gölü'nün güney bölümüne boru hattı ile desarj edilecektir. Kurumakta olan Tuz Gölü'nün bu bölümü tekrar canlandırılacaktır.

5.2. Kaya Tuzu Oluşum Teorisi

Tuz formasyonlarının oluşumu ile ilgili en önemli teori 1877 yılında Carl Ohsenius tarafından açıklanmıştır. O zamana kadar tuz tabakalarının jeolojik olarak oluşumuna tamamı ile açıklık getirebilen görüş bulunmamaktadır (MTA, 1976).

1877 yılına kadar tuz oluşumuna açıklık getirebilmek adına öne çıkan görüş, sıcak yaz aylarında iç denizlerde ve tuz göllerinde tuzun oluştuğuydu. Ancak bu görüşün en önemli eksiği, tuz oluşumu görülen bu iç denizlerde ve göllerde tuzun çökelti oluşturabilmesi için su derinliğinin fazla olmaması gerekliliğidir. Bu bölgelerde buharlaşıp çökelti oluştursalar bile bu tuz tabakalarının derinliği birkaç metreyi geçmeyecekti. Bu görüş, kalınlığı yüzlerce metreyi bulan tuz domlarına açıklıklık getirememiştir (MTA, 1976).

1877 yılında Carl Ohsenius teorisi ile yüzlerce metre kalınlıktaki, 200 milyon yıl önce Permian zamanlı Kuzey Avrupa'da ve 20 milyon yıl önce Oligo-Miosen zamanlı Türkiye'deki tuz çökeltilerine açıklık getirilmiştir.

Bariyer teorisinin özü; iç deniz ve göllerin açık denizlerle bağlarının her bir jeolojik zaman diliminde antiklinal bir yapı veya metamorfik masif kısacası jeolojik bir bariyer ile kontrol edilmesidir. Bariyer ile buharlaşma sonucunda kaybolan suyun açık denizlerden iç denizlere ve göllere akımı sağlanmıştır. Bu şekilde iç denizlerdeki ve göllerdeki tuz

tabakaları çöktükçe açık denizlerden gelen su ile yeni tabakaların oluşumu açıklanmıştır (MTA, 1976).

Açık denizden gelen tuzlu deniz suyu, şekil 5.2 de gösterilmekte olan bariyer olarak adlandırılan bölümden geçerek kapalı bir koya giriş yapar.



Şekil 5.2. Carl Ochsenius bariyer teorisi a (EUROSALT, 2016)

Tuzlu suda çözünemeyen maddeler şekil 5.3'te gösterilen koyun tabanında yığıntı oluştururlar. Bu yığıntılardan kalker olarak adlandırılır.



Şekil 5.3. Carl Ochsenius bariyer teorisi b (EUROSALT, 2016)

Buharlaştırma sonucu oluşan kaya tuzu şekil 5.4'teki gibi katman oluşturur.



Şekil 5.4. Carl Ochsenius bariyer teorisi c (EUROSALT, 2016)

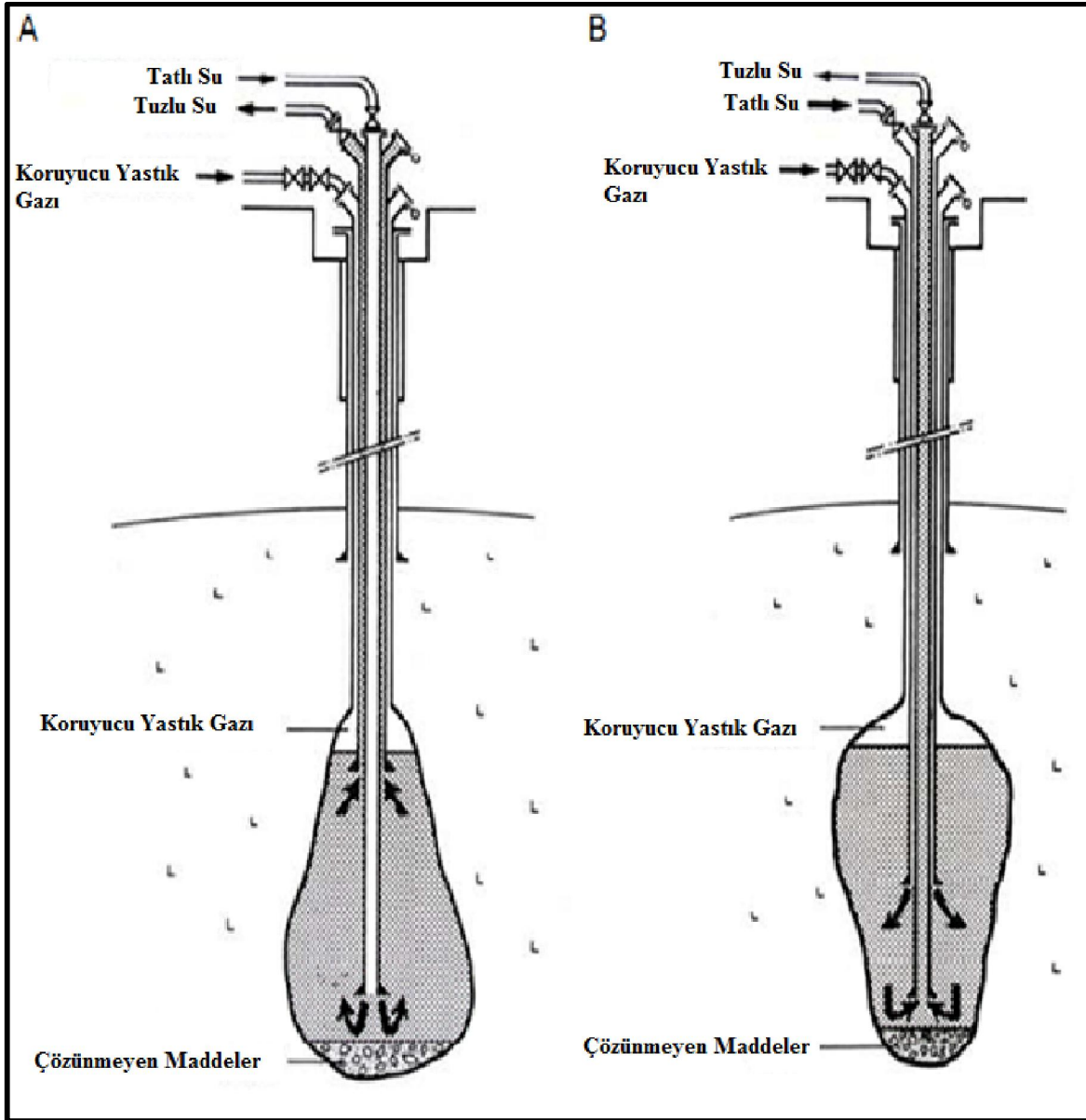
Zamanla erozyon ve rüzgarla kaya tuzu tabakasının üzerinde şekil 5.5'teki gibi anhidrit ve jips tabakaları oluşur.



Şekil 5.5. Carl Ochsenius bariyer teorisi d (EUROSALT, 2016)

5.3. Çözelti Madenciliği ile Kaverna Oluşumu

Tuz yataklarında doğal gaz deposu oluşturabilmek için gerekli üç temel ön şart bulunmakatadır. Birincisi tuz tabakasının kaverna oluşturulabilecek yükseklikte bir yayılım göstermesi gerekliliğidir. İkincisi doğal gaz depolama miktarının artabilmesi için gerekli basıncı karşılayabilecek derinlikte bir tuz yatağı olması gerekliliğidir. Üçüncü temel şart ise tuzun mümkün olduğunca süreksizliklerden arınmış, kil ve anhidrit içermeyen, homojen bir yapıya sahip olması gerekliliğidir. Mühendislik açısından tasarım yapılırken bu üç temel şart değerlendirildikten sonra depolama alanında kaverna yerleşim bölgeleri tespit edilmektedir.



Şekil 5.6. Çözme işlemi A) Doğrudan çözme B) Dolaylı çözme (Klimkowski, 2008)

Tasarım açısından stabilite analizleri tamamlanmış kavernaların yer altında planlanan derinliklere konumlandırılması gaz operasyon işlemleri açısından oldukça önemlidir. Belirlenen sınırlar içerisinde hedeflenen şekilde kavernayı oluşturmak amacıyla çözme prosesi açısından istenen öncül şart, çözücü olarak kullanılan suyun kesintisiz biçimde kavernalara sürekli akışıdır. Şekil 5.6'da tipik bir çözme işlemi ve çözücünün çözme dizgileri içerisindeki akışına göre sınıflandırılması görülmektedir. Çözme dizgilerinin bağlı olduğu kuyubaşı ekipmanı şekil 5.7'de verilmiştir.

Depolama amaçlı kullanılacak olan kavernaların oluşturulması esnasında Çözme işleminin kontrollü biçimde devam edebilmesi için farklı çaplardan oluşan iç içe geçmiş ikili çözme dizgi sistemi örnekleri çizelge 5.1’de verilmiştir.

Çizelge 5.1. İkili çözme dizgi örnekleri (Kuntsman ve diğerleri, 2007)

Örnek Numarası	Dış Çözme Dizgisi	İç Çözme Dizgisi
1	13 ^{3/8} ”	8 ^{5/8} ”
2	11 ^{3/4} ”	7 ^{5/8} ”
3	10 ^{3/4} ”	7”
4	9 ^{5/8} ”	5 ^{1/2} ”
5	8 ^{5/8} ”	5”
6	7 ^{5/8} ”	4 ^{1/2} ”

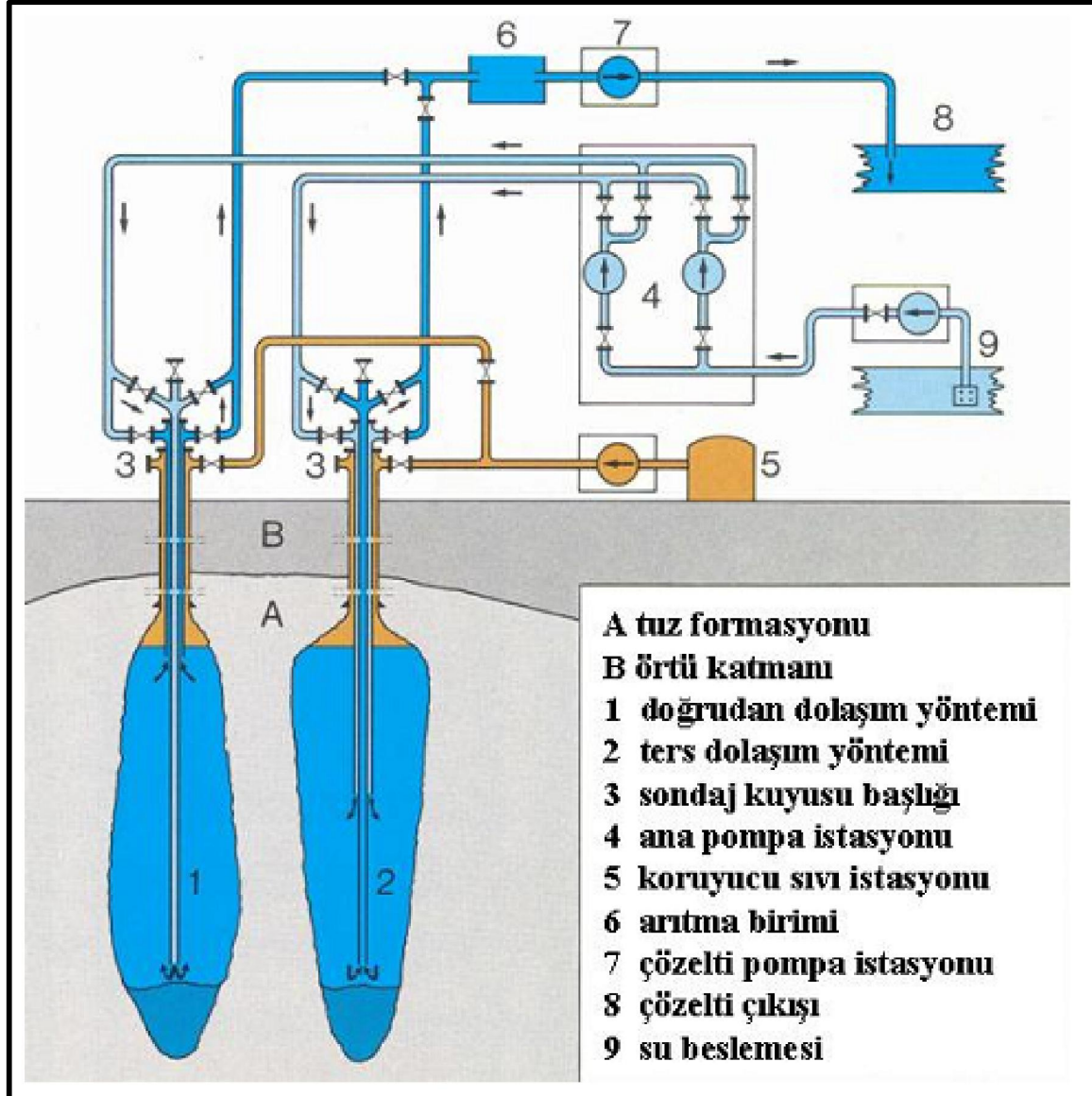
Dizgilerin seçimini etkileyen faktörler şu şekilde sıralanabilir.

- Çimentolanmış son muhafaza borusu iç çapı
- Uygulanacak tatlı su basıncı ve üretilen tuzlu su basıncı
- Tatlı su debisi ve tuzlu su debisi
- Çözme işlemi süresince koruyucu yastık gazı tarafından uygulanacak maksimum çalışma basıncı



Şekil 5.7. Çözme kuyubaşı ekipmanı (Gaertner, 2011)

Çözme yöntemleri ve yerüstü tesislerini içeren bir depolama tesisinin şematik görünümü şekil 5.8’de verilmektedir. Erime prosesi, su besleme ünitesinden suyun kavernalara pompalar vasıtasıyla ulaştırılması ile başlar. Kaverna içerisinde çözünme işlemi sonucunda oluşan tuzlu su, gerekliliği durumunda çözelti pompaları vasıtasıyla tuzlu su bekletme havuzlarına iletilir. Burada basınç etkisiyle tuzlu su çözeltisi ile birlikte yüzeye çıkan çözünmeyen maddelerden arındırılır ve gerekli durumda seyreltilerek tuzlu suyun desarj bölgesine iletilmesi sağlanır.

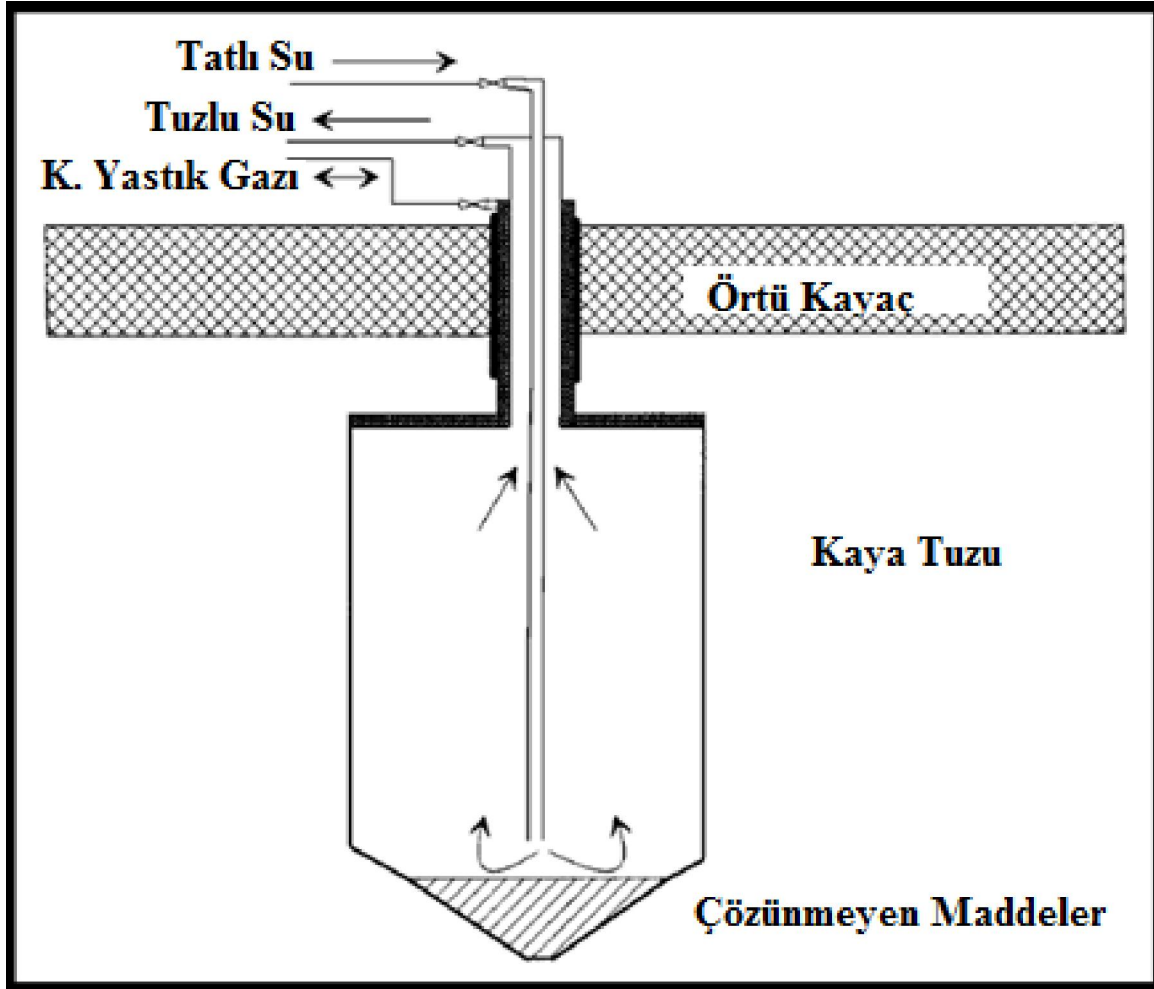


Şekil 5.8. Yer altı tuz çözelti açıklıklarının oluşturulma yöntemleri ve yerüstü tesis birimleri (KBB,1988) (Özarslan ve diğerleri, 2007)

Doğrudan çözme işleminde çözücü olarak kullanılan su, kaverna tabanına en yakın konumda bulunan içteki çözme dizgisiden kavernaya enjekte edilirken üretilen tuzlu ise dış çözme dizgisi ile iç çözme dizgisi arasından yüzey tesislerine ulaşır.

Kavernaya istenilen şeklin verilmesinde bu dizgilerin birbirlerine göre derinlikleri, suyun debisi, suyun enjekte edildiği dizgi ve yastık gazının konumu değişken parametreler olarak kullanılmaktadır. Suyu tabana en yakın noktadan vererek bu bölgede daha hızlı ve daha geniş bir genişlenme hedeflenmelidir. Tabanda daha geniş çaplı boşluk oluşturmaktaki ana amaç su ile çözünmeyen maddelerin birikeceği toplama çukurunun hacimce genişlemesi

sağlanarak kavernanın doğal gaz depolama amaçlı kullanılacak bölümün hacmini arttırmaktır.

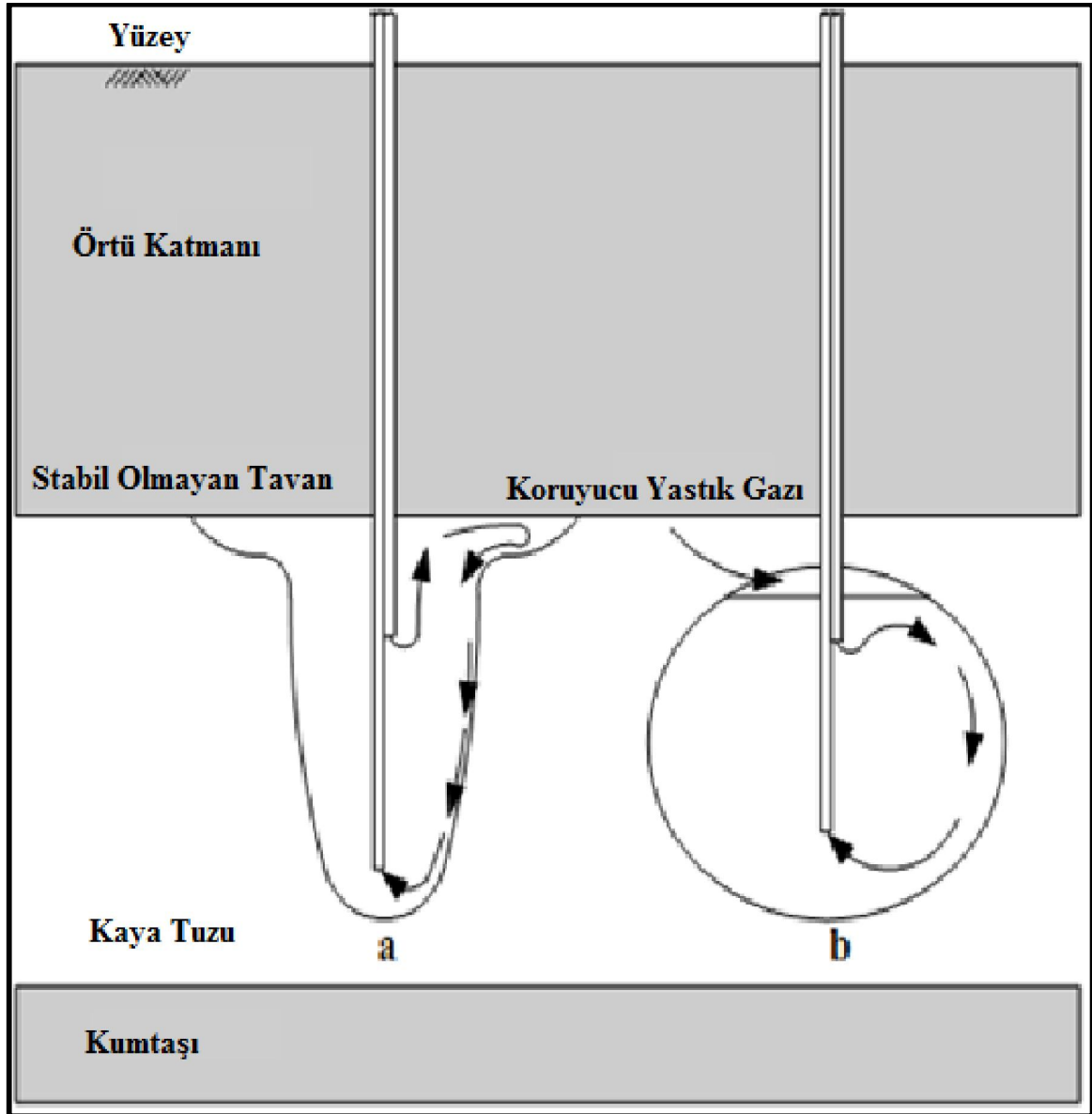


Şekil 5.9. Doğrudan dolaşım (Kuntsman ve diğerleri, 2007)

Doğrudan dolaşım çözme işleminin genel görünümü Şekil 5.9’da görülmektedir. Bu çözme yönteminde üretilen tuzlu su konsantrasyonu endüstriyel sınırların altında olmasına rağmen, en alt dizginin üzerindeki kaverna duvarlarındaki gelişim daha düzenli olduğundan kaverna başlangıç fazında tercih edilmektedir.

Kaverna tavanındaki erime hızı kaverna duvarındakinden fazladır. İstenen kaverna şeklini elde etmek ve kaverna stabilitesini sağlamak amacıyla kaverna tavanı sıvı veya gaz fazda, yoğunluğu çözücü olarak kullanılan sudan daha az olan koruyucu izolasyon maddesi ile kontrol altına alınmalıdır (Kuntsman ve diğerleri, 2007).

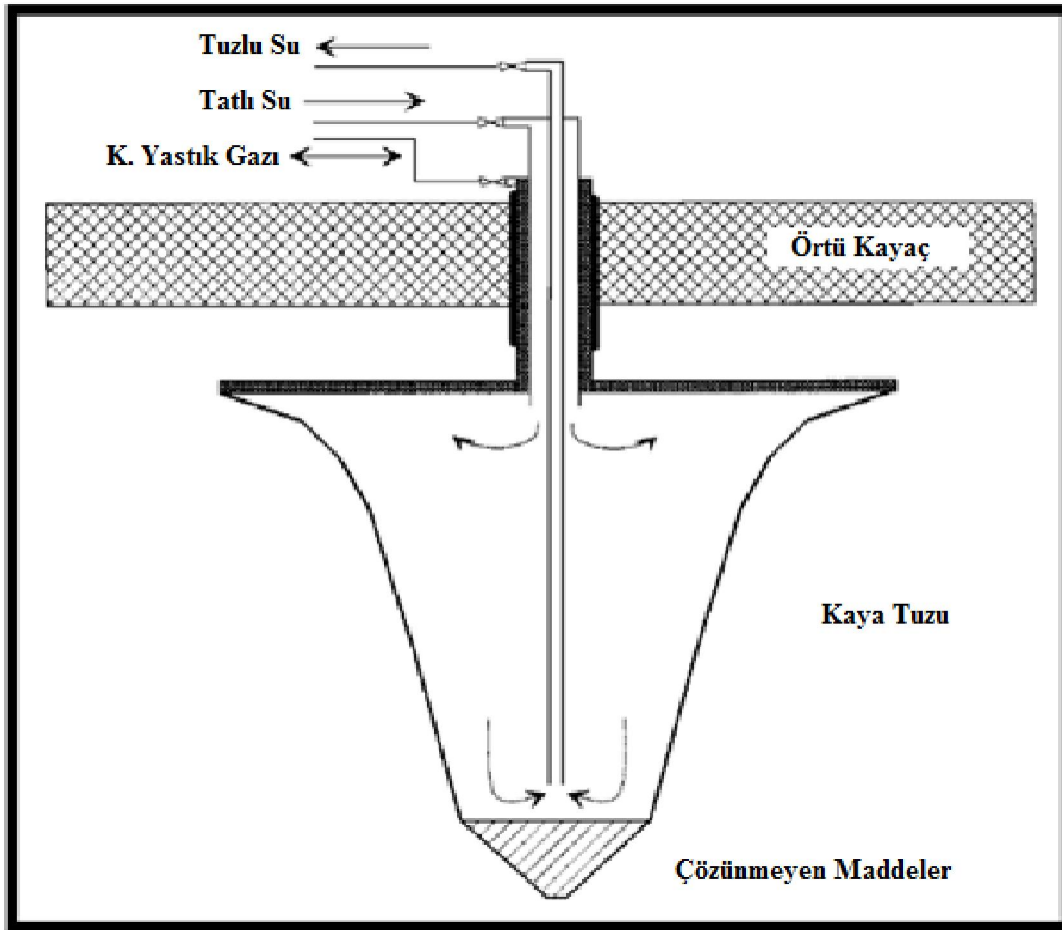
Çözme işlemi süresince kuyuyu stabil tutmak, ana muhafaza borusunu korozyona karşı korumak ve kaverna tavanında kontrollü çözme işleminin gerçekleştirmek için koruyucu yastık gazı olarak adlandırılan nitrojen gazı kullanılmaktadır. Sıvı olarak tankerlerle yüzey tesislerine ulaştırılan nitrojen, ısıtıcı ve buharlaştırıcı üniteler vasıtasıyla gaz haline dönüştürölüp pompalar vasıtasıyla kavernalara çözme işlemi başlamadan önce enjekte edilmektedir. Her çözme fazından sonra kavernanın şekil ve boyutlarının belirlenebilmesi için gerçekleştirilcek SONAR ölçümü öncesi kavernadan boşaltılır ve sonraki fazın çözme işlemi başlamadan önce kavernaya tekrar enjekte edilir. Uzun süren çözme işlemi süresince koruyucu yastık gazının tuzlu su arayüzeyi ile pozisyonu düzenli aralıklarla ölçülmektedir.



Şekil 5.10. Koruyucu yastık gazının kaverna şekline etkisi (Vattanasak, 2006)

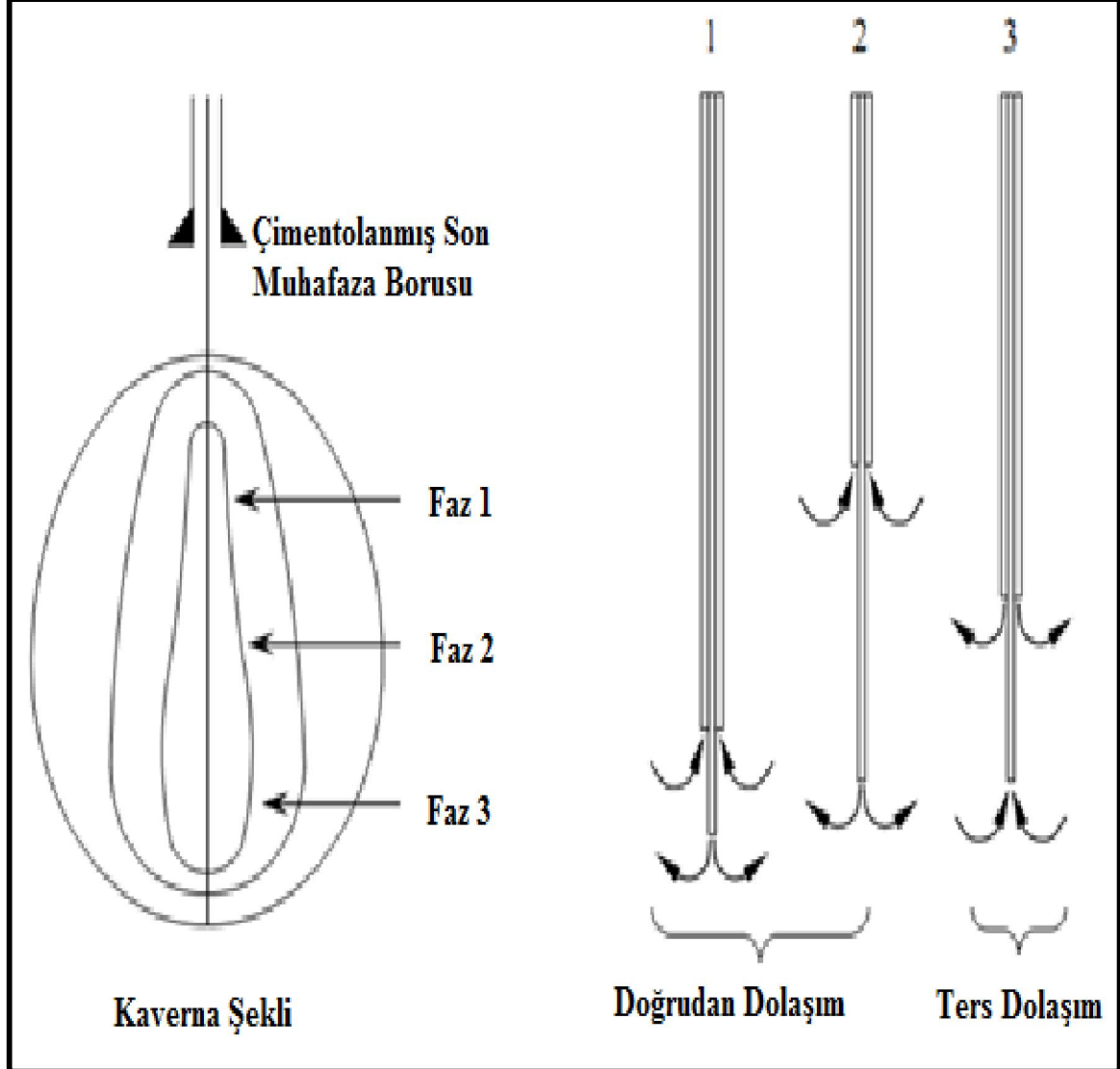
Erttime prosesini kaverna tavanında koruyucu yastık gazı ile kontrol ederek şekil 5.10’da gösterilemekte olan kaverna tavanında oluşabilecek istenmeyen genişlemelerin önüne geçilebilmektedir. Ani tavan genişlemeleri çözme prosesi süresince kavernada duyarlılık problemlerine yol açarak, artan çözme hacimlerinde yeryüzeyinde ciddi tasmanlara sebebiyet verebilmektedir.

Ters dolaşım çözme yönteminde ise su şekil 5.11’de görüldüğü gibi iki dizgi arasındaki boşluktan kavernaya enjekte edilmekte, üretilen tuzlu su ise kaverna tabanına daha yakın olan en içteki çözme dizgisinden yüzeye ulaşmaktadır. Çözeltinin yoğunluğu ve konsantrasyonu doğrudan dolaşıma göre daha yüksektir. Tuzlu suyun kaverna içerisindeki dolaşımı göz önüne alındığında yeryüzeyine ulaşması için kavernayı terk ettiği derinlik ters dolaşımda daha derindir. Bu çözme yönteminde dıştaki çözme dizgisinin üst kısmındaki kaverna bölümü daha düzenli olarak genişlemektedir. Üretilen tuzun yoğunluğu ve endüstriyel konsantrasyonu daha yüksektir.

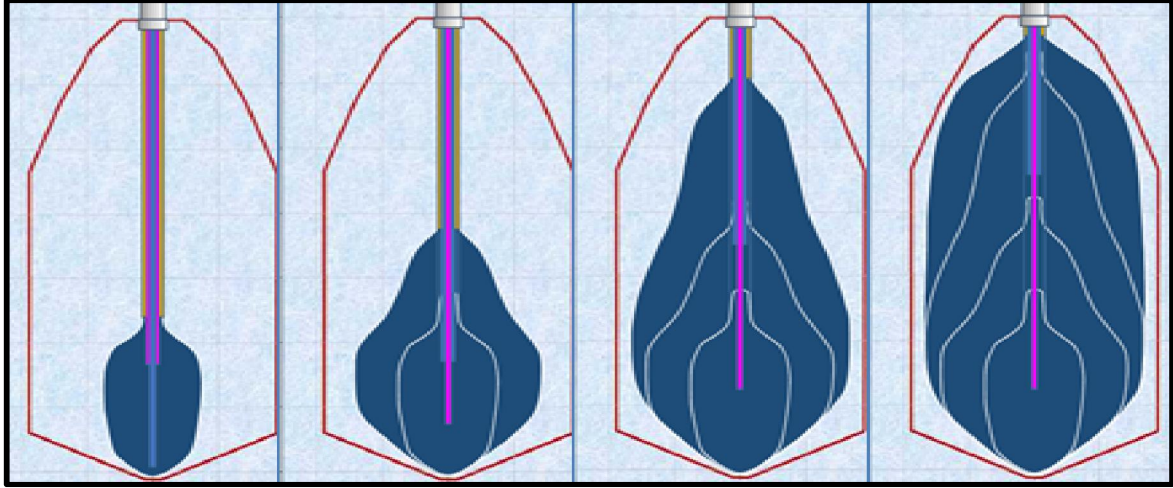


Şekil 5.11. Ters dolaşım-klasik biçim (Kuntsman ve diğerleri, 2007)

Doğrudan dolaşımın ve ters dolaşımın kaverna şekline etkisinin bir örneği şekil 5.12’de gösterilmektedir. Dizgilerin boylarını planlayarak kavernayı izin verilen sınırlar içerisinde maksimum boşluk hacmi elde edecek şekilde Şekil 5.13’teki gibi oluşturmak gaz depolama hacmi açısından önemlidir.

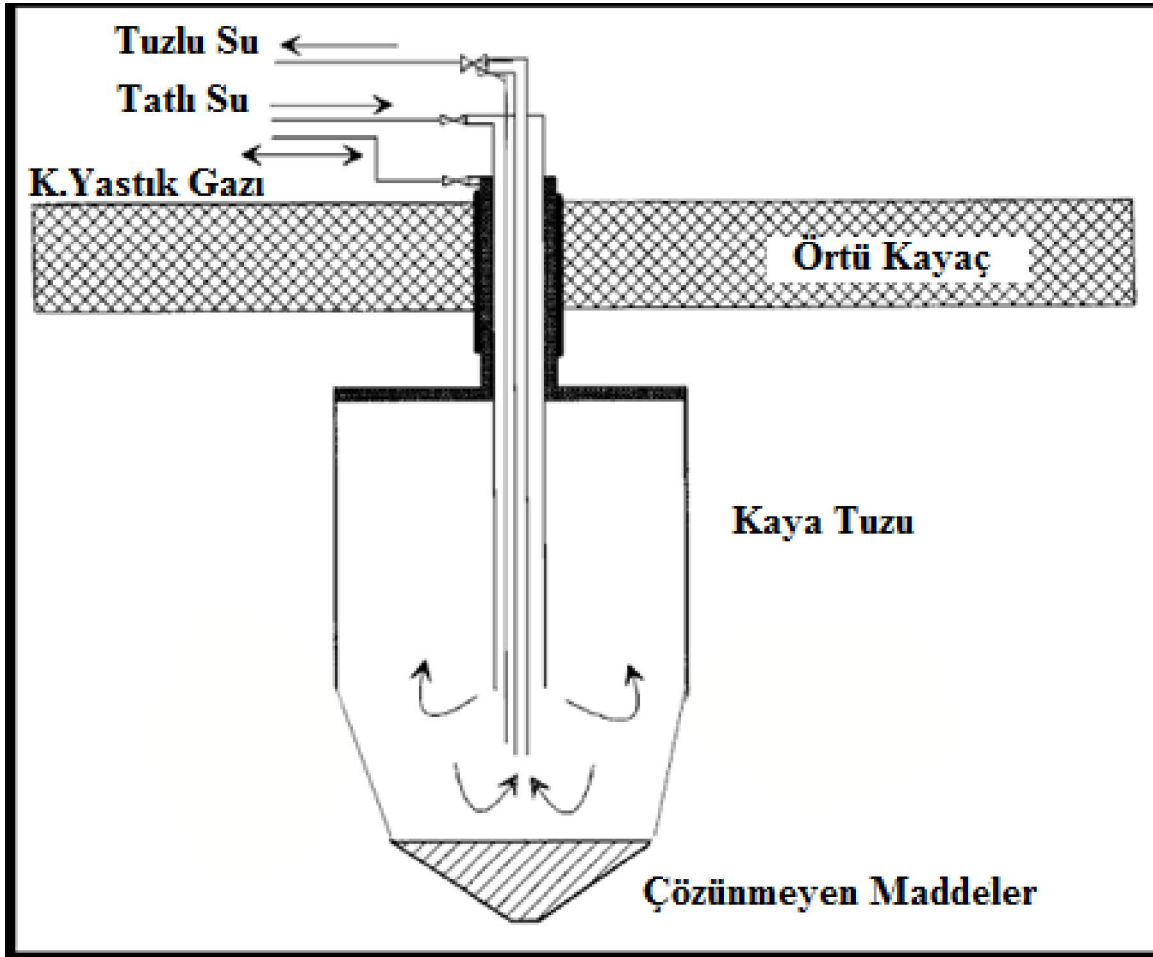


Şekil 5.12. Kaverna şekil gelişimi (Vattanasak, 2006)



Şekil 5.13. Kaverna gelişim süreci (Jordan, 2014)

Oluşturulan şeklin daha düzgün olması doğrudan dolaşımın avantajı iken, üretilen tuzun yüksek konsantrasyonu ters dolaşımlı çözme yönteminin avantajıdır (Kuntsman ve diğerleri, 2007).



Şekil 5.14. Ters dolaşım-yakın borulama (Kuntsman ve diğerleri, 2007)

Şekil 5.14'te gösterilen yakın borulamalı ters dolaşımli çözme yöntemi yüksek konsantrasyonu ve oluşturulacak şekil kontrolü açısından tercih sebebi iken ilk başlangıç kavernası oluşumunda yeterli kaverna yüksekliği olmadığından tercih edilmemektedir.

5.4. Kaverna Geri Üretim Operasyon Parametrelerinin Belirlenmesi

5.4.1. Gaz mol kütlelerinin belirlenmesi

Doğal gazın mol kütlesi, içeriğindeki gazların mol kesirleri ile molekül kütlelerinin çarpımlarının toplamına eşittir.

$$M_g = \sum_{i=1}^n (y_i * M_i) \quad (5.1)$$

Çizelge 5.2'de çalışma alanı içerisinde depolanacak doğal gazın içeriği ve mol kesirleri belirtilmiştir. Doğal gazın mol kütlesi, herbir bileşiğin mol yüzdeleri ve mol kütleleri kullanılarak 18.1807 kg/kmol olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 5.2. Doğal gaz molekül kütlesi

	y_i	MW_i	$y_i * MW_i$
Metan	0.8785	16.043	14.0938
Etan	0.0416	30.07	1.25091
Propan	0.01381	44.097	0.60916
i-Bütan	0.00246	58.123	0.14316
n-Bütan	0.00357	58.123	0.20773
i-Pentan	0.00092	72.15	0.06602
n-Pentane	0.00063	72.15	0.04538
n-Hekzan	0.00093	86.117	0.08009
Karbon Dioksit	0.00448	44.01	0.19708
Nitrojen	0.0531	28.0134	1.48743
Toplam	1		18.1807

5.4.2. Kritik sıcaklık ve basınç değerlerinin belirlenmesi

Doğal gazın; kritik basınç, kritik sıcaklık ve aksentrik faktörü Kay Yasasına göre bulunur (Menon, 2005). Gaz karışımının kritik sıcaklığı ve kritik basıncı şu şekilde tanımlanmaktadır.

$$T_{pc} = \sum (y_i * T_c) \quad (5.2)$$

$$P_{pc} = \sum (y_i * P_c) \quad (5.3)$$

Benzer yaklaşımla gaz karışımının aksentrik faktörü de hesaplanmaktadır.

$$w_i = \sum_{i=1}^n (y_i * w_i) \quad (5.4)$$

Çizelge 5.3. Depolanacak Doğal Gazın Kritik Basınç, Kritik Sıcaklık ve Aksentrik Faktörü

	y_i	$P_{ci}(kPa)$	$T_{ci}(K)$	$y_i * P_{ci}$	$y_i * T_{ci}$	w_i	$y_i * w_i$
Metan	0.8785	4599	190.56	4040.23	167.407	0.0115	0.0101
Etan	0.0416	4872	305.32	202.675	12.7013	0.0995	0.00414
Propan	0.01381	4248	369.83	58.6819	5.10883	0.1523	0.0021
i-Bütan	0.00246	3648	408	8.98502	1.0049	0.188	0.00046
n-Bütan	0.00357	3796	425.1	13.5669	1.51931	0.2002	0.00072
i-Pentan	0.00092	3381	460.42	3.09362	0.42128	0.2275	0.00021
n-Pentane	0.00063	3370	469.71	2.11973	0.29545	0.2515	0.00016
n-Hekzan	0.00093	3025	507.6	2.81325	0.47207	0.3013	0.00028
Karbon Dioksit	0.00448	7384	304.21	33.0656	1.36225	0.2276	0.00102
Nitrojen	0.0531	3399	126.2	180.477	6.70084	0.0403	0.00214
Toplam	1			4545.7	196.993		0.02133

5.4.3. Gaz durum denklemleri ve sıkıştırılabilirlik çarpanı

Gaz endüstrisinde termodinamik özelliklerin doğru tespiti üretim, proses ve taşıma faaliyetleri için önemlidir. Örnek vermek gerekirse, tasarım açısından hacimsel debinin

kütlesel debiye çevrimi yoğunluk tespiti ile mümkün olabilmektedir. Bu bakımdan kritik noktadaki çalışma koşullarına uygun olarak termodinamik özelliklerin tespit edilmesi gerekmektedir (Atılhan, 2004).

Gaz durum denklemlerinin gelişme süreçlerinin başlangıcı olarak Robert Boyle'nin 1662 yılında yapmış olduğu çalışma kabul edilebilir. Boyle, bu çalışmasında sabit sıcaklık(T) altında gaz hacminin(V) basıncı(P) ile ters olduğunu tespit etmiştir. 18.yüzyılda Fransız fizikçi Jacques Charles sabit basınç altında ideal bir gazın hacmi ile sıcaklığının orantılı olduğu deneysel olarak ispatlamıştır. Böylece ideal gaz kanunu olarak bilinen eşitlik Clapeyron (1834) tarafından aşağıdaki gibi ifadeleştirilmiştir (Atılhan, 2004).

$$P * V = R * T \quad (5.5)$$

Bu denklemde R, gaz sabiti olarak tanımlanmaktadır. Bütün gazlar için gaz sabiti farklı bir değere sahiptir ve evensel gaz sabitinin mol kütlesine oranı olarak tanımlanır. Evrensel gaz sabiti R_u (8.314 kJ/(kmol.K)) tüm gazlar için aynıdır (Çengel ve Boles, 2011).

Doğal gaz ağırlıklı olarak metandan oluşmaktadır. Ancak içeriğinde nitrojen, etan ve ağır karbonlar içerebilmektedir. Depolama koşullarındaki termodinamik özelliklerin doğru hesaplanabilmesi için bu gaz karışım oranlarının ve bunlara bağlı kritik sıcaklıkların ve basınçların doğru tanımlanması gerekmektedir. 1801 de Dalton kanunu ile gaz karışımının basıncının karışımın içerisindeki gazların mol kesirlerine ve basınçlarına bağlı olduğu ispatlanmıştır.

Cagniard de la Tour 1882 yılında yapmış olduğu araştırmasında, belli bir basınç ve sıcaklık noktasında maddelerin sıvı ve gaz özelliklerinin ayırt edilemez olduğunu gözlemlemiştir. Tespit edilen basınç ve sıcaklık sınırı süperkritik sıvı fazı olarak tanımlanmış ve bu noktadaki akışkanın sıvı gibi çözündüğü ve gaz gibi yayıldığı tespit edilmiştir (Berche ve diğerleri, 2009).

Gazlar kritik noktalarına ve doyma eğrilerine yaklaştıklarında ideal gaz davranışından farklılık gösterirler. İdeal gaz kanunu, moleküllerin birbirleri ile olan etkileşimi ve moleküllerin hacimlerini gözardı ettiği için gerçek gazların davranışlarını açıklamakta yeterli değildir. Gerçek gazların ideal gazlardan göstermiş olduğu farklılık; basınç ve

sıcaklığın artması ile artmakta ve gaz karışım oranına göre farklılık göstermektedir. Bu faktörleri inceleyerek gazların basınç, hacim ve sıcaklık özelliklerinin tanımlanma gerekliliği ortaya çıkmıştır. Gerçek gazlar için basınç, sıcaklık ve hacim değişkenlerinin tespit edilebilmesi için teorik ve deneysel olarak birçok durum denklemi oluşturulmuştur. Bu durum denklemlerindeki düzeltici faktör sıkıştırılabilirlik çarpanı olarak tanımlanmıştır. Van der Waals tarafından saf bileşik ve karışımların termodinamik özelliklerinin hesaplanmasına açıklık getiren ilk kübik durum denklemi, gaz endüstrisinde geniş yelpazede kullanılan Redlich ve Kwong (RK), Redlich Kwong ve Soave (RKS) ve daha sonra da Peng ve Robinson (PR) durum denklemleri ile geliştirilmiştir. Bu durum denklemlerinde; yarı teorik olan Van der Waals denkleminden gerçeğe daha yakın değerler elde edebilmek için deneysel olarak ispatlanan düzeltici fonksiyonlar tanımlanmıştır (Nasrifar ve Bolland, 2006).

Bu bölümde sözü geçen durum denklemlerine ek olarak Dranchuk-Abu Kassem Denklemi, Beggs ve Brill Denklemi, Shell Şirketi Denklemi, Navid Azizi ve Arkadaşlarının Denklemi, Sanjari-Lay Denklemi ve Pitzer Korelasyonu incelenmiştir.

5.4.4. Van Der Walls denklemi

Van der Waals, moleküller arası negatif çekme ve itme kuvvetlerinden kaynaklanan kinetik basınç ve çekme etkisi ile oluşan hacim üzerine yoğunlaşmıştır. Bu denklem ile sıvı buhar geçişi ve kritik nokta tanımlanmıştır.

1873 yılında sıvı ve gaz fazlarının özelliklerinin tespiti için ileri sürülen ilk denklem Van Der Waals denklemidir.

$$(v-b) \left(P + \frac{a}{v^2} \right) = R * T \quad (5.6)$$

Van der Walls çalışmasında gerçek gaz molekülleri arası etkileşimin sonucu oluşan kuvvetleri gözlemlemiştir. Denklem 5.6 daki a ve b değerleri; yoğunluk, sıcaklık ve basınç deneysel değerlerine bağlı VDW sabitleri olarak tanımlanır ve her gaz için farklıdır.

Kritik noktadaki basınç ve sıcaklık değerleri VDW sabitlerine göre şu şekilde tanımlanmaktadır.

$$V_c = 3 * b \quad (5.7)$$

$$P_c = \frac{1}{27} \frac{a}{b^2} \quad (5.8)$$

$$T_c = \frac{8}{27} \frac{a}{b * R} \quad (5.9)$$

Bu ifadeler VDW denkleminde yerlerine konulduğunda kritik sıkıştırılabilme çarpanının (Z_c) tüm maddeler için aynı olduğu ortaya çıkmıştır.

$$Z_c = \frac{p_c * v_c}{R * T_c} = \frac{3}{8} = 0.375 \quad (5.10)$$

VDW durum denklemi sıkıştırma çarpanı cinsinden kübik polinom eşitliği olarak yeniden düzenlenebilir.

$$Z^3 - (B+1) * Z^2 + A * Z - A * B = 0 \quad (5.11)$$

$$A = \frac{27 * P_r}{64 * T_r^2} \quad (5.12)$$

$$B = \frac{P_r}{8 * T_r} \quad (5.13)$$

Zamanla kritik noktadaki sıkıştırılabilme çarpanının deneysel olarak hesaplanandan farklılık göstermesi denklemin geliştirilmesi gerekliliğini ortaya çıkarmıştır.

5.4.5 Redlich ve Kwong denklemi

Redlich ve Kwong 1949 yılında VDW deklemini temel alarak sıcaklığa bağlı moleküllerin çekim parametrelerini göz önünde bulundurarak ideal olmayan gazların kritik sıcaklıklardaki davranışına açıklık getirmişlerdir.

$$P = \frac{R * T}{v - b} - \frac{a}{v * (v + b) * \sqrt{T}} \quad (5.14)$$

Durum denklemindeki a ve b değerleri kritik noktadaki basınç ve sıcaklık değerleri cinsinden yazılırsa;

$$a = 0.427480 \frac{R^2 * T_c^{2.5}}{P_c} \quad (5.15)$$

$$b = 0.086640 \frac{R * T_c}{P_c} \quad (5.16)$$

RK durum denklemi sıkıştırma çarpanı cinsinden kübik polinom eşitliği olarak yeniden düzenlenebilir.

$$Z = \frac{v * P}{R * T} \quad (5.17)$$

$$Z^3 - Z^2 - (A - B - B^2) * Z - A * B = 0 \quad (5.18)$$

$$A = \frac{a * P}{R^2 * T^{2.5}} \quad (5.19)$$

$$B = \frac{b * P}{R * T} \quad (5.20)$$

5.4.6. Soave, Redlich ve Kwong denklemi

Soave 1972 yılında RK durum denklemini geliştirmiştir. Çalışmasında aksentrik faktör çarpanını hesaba kattığı “ α ” fonksiyonunu tanımlamıştır (Soave, 1972).

$$P = \frac{R * T}{v - b} - \frac{\alpha * a}{v * (v + b)} \quad (5.21)$$

Durum denklemindeki a ve b değerleri kritik noktadaki basınç ve sıcaklık değerleri cinsinden yazılırsa;

$$a = 0.427480 \frac{R^2 * T_c^2}{P_c} \quad (5.22)$$

$$b = 0.086640 \frac{R * T_c}{P_c} \quad (5.23)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (5.24)$$

$$\alpha = \left[1 + (0.48508 + 1.55171w - 0.15613w^2) * (1 - \sqrt{T_r}) \right]^2 \quad (5.25)$$

RKS durum denklemi sıkıştırma çarpanı cinsinden kübik polinom eşitliği olarak yeniden düzenlenebilir.

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2) * Z - A * B = 0 \quad (5.26)$$

$$A = \frac{a * \alpha * P}{R^2 * T^2} \quad (5.27)$$

$$B = \frac{b * P}{R * T} \quad (5.28)$$

5.4.7. Peng ve Robinson denklemi

Peng-Robinson durum denklemi RKS durum denkleminin benzer özellik göstermektedir. İki durum denklemini birbirinden ayıran düzeltme ise aksentrik çarpanın hesaplarının farklılığıdır.

$$P = \frac{R * T}{v - b} - \frac{\alpha * a}{v^2 + 2 * b * v - b^2} \quad (5.29)$$

Durum denklemindeki a ve b değerleri kritik noktadaki basınç ve sıcaklık değerleri cinsinden yazılırsa;

$$a = 0.45724 \frac{R^2 * T_c^2}{P_c} \quad (5.30)$$

$$b = 0.07780 \frac{R * T_c}{P_c} \quad (5.31)$$

$$\alpha = \left[1 + k * \left(1 - \sqrt{T_r} \right) \right]^2 \quad (5.32)$$

$$k = 0.37464 + 1.54226 * w - 0.26992 * w^2 \quad (5.33)$$

PR durum denklemi sıkıştırma çarpanı cinsinden kübik polinom eşitliği olarak yeniden düzenlenebilir.

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2 * B - 3 * B^2) * Z - (A * B - B^2 - B^3) = 0 \quad (5.34)$$

$$A = \frac{a * \alpha * P}{R^2 * T^2} \quad (5.35)$$

$$B = \frac{b * P}{R * T} \quad (5.36)$$

5.4.8. Dranchuk-Abu Kassem denklemi

Dranchuk ve Abou-Kassem 1975 yılında Benedict-Webb-Rubin durum denklemini geliştirerek sıkıştırılabilirlik çarpanını onbir sabitli bir denklem olarak tanımlamışlardır (Kumar, 2004; Dranchuk ve Abou Kassem, 1975; Kareem ve diğerleri, 2015).

$$Z = \left(A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^3} + \frac{A_5}{T_r^5} \right) * \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2} \right) * \rho_r^2 - \left(\frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2} \right) * A_9 * \rho_r^5 \\ + A_{10} * (1 + A_{11} * \rho_r^2) * \frac{\rho_r^2}{T_r^3} * e^{(-A_{11} * \rho_r^2)} + 1 \quad (5.37)$$

Denklemin indirgenmiş basınç ve indirgenmiş sıcaklık kriterleri açısından uygulanabilirlik sınırları şu şekildedir (Dranchuk ve Abou Kassem, 1975).

$$0.2 \leq P_r < 30$$

$$1 < T_r \leq 3$$

Bu denklemdeki ρ_r indirgenmiş gaz yoğunluğu olarak tanımlanmaktadır. İndirgenmiş gaz yoğunluğu denklem 5.38'den elde edilir.

$$\rho_r = \frac{P_r * 0.27}{Z * T_r} \quad (5.38)$$

Onbir durum denklemi sabitleri, Standing ve Katz sıkıştırılabilirlik grafiğinden elde edilmiştir (Mohamed ve diğerleri, 2015).

Çizelge 5.4. Dranchuk-Abu Kassem denklemi sabitleri

A ₁	0.3265
A ₂	-1.07
A ₃	-0.5339
A ₄	0.01569
A ₅	-0.0517
A ₆	0.5475
A ₇	-0.7361
A ₈	0.1844
A ₉	0.1056
A ₁₀	0.6134
A ₁₁	0.721

5.4.9. Beggs ve Brill denklemi

Beggs ve Brill tarafından kritik basınç ve kritik sıcaklık değerlerine bağlı olarak sıkıştırılabilirlik çarpanının tahmin edilebileceği öngörülmüştür. Bu metodun kullanılabilme şartı Beggs ve Brill tarafından, Standing ve Katz grafiği ile uyumlu olabilmesi için indirgenmiş sıcaklık değerinin (T_r) 0.92'den büyük olması gerekliliğidir (Beggs ve Brill, 1973).

$$Z = A + (1 - A) * e^{(-B)} + C * P_r^D \quad (5.39)$$

Bu denklemdeki A,B,C ve D değerleri aşağıdaki formüller kullanılarak hesaplanabilir.

$$A = 1.39 * (T_r - 0.92)^{0.5} - 0.36 * T_r - 0.101 \quad (5.40)$$

$$B = (0.62 - 0.23 * T_r) * P_r + \left(\frac{0.066}{T_r - 0.86} - 0.037 \right) * P_r^2 + \left(\frac{0.32}{10^{(9 * (T_r - 1))}} \right) * P_r^6 \quad (5.41)$$

$$C = 0.132 - 0.32 * \log(T_r) \quad (5.42)$$

$$D = 10^{(0.3106 - 0.49 * T_r + 0.1824 * T_r^2)} \quad (5.43)$$

5.4.10. Shell Şirketi denklemi

Shell şirketi sıkıştırılabilirlik çarpanının hesaplanabilmesi için şu denklemi öngörmektedir (Kumar, 2004).

$$Z = A + B * P_r + (1 - A) * e^{(-G)} - F * \left(\frac{P_r}{10}\right)^4 \quad (5.44)$$

Bu denklemdeki A,B,C,D,E,F ve G değerleri aşağıdaki formüller kullanılarak hesaplanabilir.

$$A = -0.101 - 0.36 * T_r + 1.3868 * \sqrt{(T_r - 0.919)} \quad (5.45)$$

$$B = 0.021 + \frac{0.04275}{(T_r - 0.65)} \quad (5.46)$$

$$C = 0.6222 - 0.224 * T_r \quad (5.47)$$

$$D = \frac{0.0657}{T_r - 0.86} - 0.037 \quad (5.48)$$

$$E = 0.32 * e^{(19.53 * (T_r - 1))} \quad (5.49)$$

$$F = 0.122 * e^{(-11.3 * (T_r - 1))} \quad (5.50)$$

$$G = P_r * (C + D * P_r + E * P_r^4) \quad (5.51)$$

5.4.11. Navid Azizi ve arkadaşlarının denklemi

Temel olarak Standing ve Katz sıkıştırılabilirlik çarpanı grafiğinden yararlanılmıştır. Navid Azizi, R. Behbahani ve M.A. Isazadeh tarafından 2010 yılında geliştirilen formülün gerçekçi değer verebilmesi için indirgenmiş basınç ve indirgenmiş sıcaklık aralıkları şu şekilde tanımlanmıştır (Azizi ve diğerleri, 2010).

$$0.2 \leq P_r \leq 11$$

Tanımlanmış indirgenmiş basınç ve indirgenmiş sıcaklık değerlerine göre sıkıştırılabilirlik çarpanı;

$$Z = A + \frac{B + C}{D + E} \quad (5.52)$$

Bu denklemdeki A,B,C,D ve E değerleri aşağıdaki formüller kullanılarak hesaplanabilir (Azizi ve diğerleri, 2010).

$$A = a * T_r^{2.16} + b * P_r^{1.208} + c * P_r^{1.58} * T_r^{-2.1} + d * \ln(T_r)^{-0.5} \quad (5.53)$$

$$B = e + f * T_r^{2.4} + g * P_r^{1.56} + h * P_r^{0.124} * T_r^{3.033} \quad (5.54)$$

$$C = i * \ln(T_r)^{-1.28} + j * \ln(T_r)^{1.37} + k * \ln(P_r) + l * \ln(P_r)^2 + m * \ln(P_r) * \ln(T_r) \quad (5.55)$$

$$D = 1 + n * T_r^{5.55} + o * P_r^{0.68} * T_r^{0.33} \quad (5.56)$$

$$E = p * \ln(T_r)^{1.18} + q * \ln(T_r)^{2.1} + r * \ln(P_r) + s * \ln(P_r)^2 + t * \ln(P_r) * \ln(T_r) \quad (5.57)$$

Denklemlerde kullanılan sabitlerin değerleri Çizelge 5.5'te verilmektedir (Azizi ve diğerleri, 2010).

Çizelge 5.5. Denklemlerde kullanılan sabitler

a	0.0373142485385592
b	-0.0140807151485369
c	0.0163263245387186
d	-0.0307776478819813
e	13843575480.943800
f	-16799138540.763700
g	1624178942.6497600
h	13702270281.086900
i	-41645509.896474600
j	237249967625.01300
k	-24449114791.1531
l	19357955749.3274
m	-126354717916.607
n	623705678.385784
o	17997651104.3330
p	151211393445.064
q	139474437997.172
r	-24233012987.0950
s	18938047327.5205
t	-141401620722.689

5.4.12. Sanjari-Lay denklemi

Sanjari ve Lay 2012 yılında yapmış oldukları çalışmalarında, indirgenmiş basınç ve indirgenmiş sıcaklık değerlerinden yararlanarak 5844 adet deneysel yolla elde ettikleri sıkıştırılabilme çarpanı değeri için yeni bir yaklaşım ileri sürmüşlerdir. Elde edilen bu veriler 1939'dan 2009'a kadar birçok araştırmacı tarafından değerlendirilen farklı doğal gaz karışımları içermektedir (Sanjari ve Lay, 2012).

İndirgenmiş basınç ve indirgenmiş sıcaklık aralığı şu şekilde belirlemişlerdir.

$$0.01 \leq P_r \leq 15$$

$$1.10 \leq T_r \leq 3$$

Bu değerler arasında anlamlı değer veren sıkıştırılabilme çarpanı denklem 5.58 ile hesaplanabilmektedir.

$$Z = 1 + A_1 * P_r + A_2 * P_r^2 + \frac{A_3 * P_r^{A_4}}{T_r^{A_5}} + \frac{A_6 * P_r^{(A_4+1)}}{T_r^{A_7}} + \frac{A_8 * P_r^{(A_4+2)}}{T_r^{(A_7+1)}} \quad (5.58)$$

Bu denklemdeki $A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_7$ ve A_8 sabitleri iki farklı indirgenmiş basınç aralığı için farklılık göstermektedir. Sanjari ve Lay indirgenmiş basınç aralıklarına göre değişen denklem sabitleri Çizelge 5.6'da verilmektedir (Sanjari ve Lay, 2012).

Çizelge 5.6. Sanjari-Lay denklemi sabitleri

Denklem Sabitleri	$0.01 < P_r < 3$	$3 < P_r < 15$
A_1	0.007698	0.015642
A_2	0.003839	0.000701
A_3	-0.467212	2.341511
A_4	1.018801	-0.657903
A_5	3.805723	8.902122
A_6	-0.087361	-1.136000
A_7	7.138305	3.543614
A_8	0.083440	0.134041

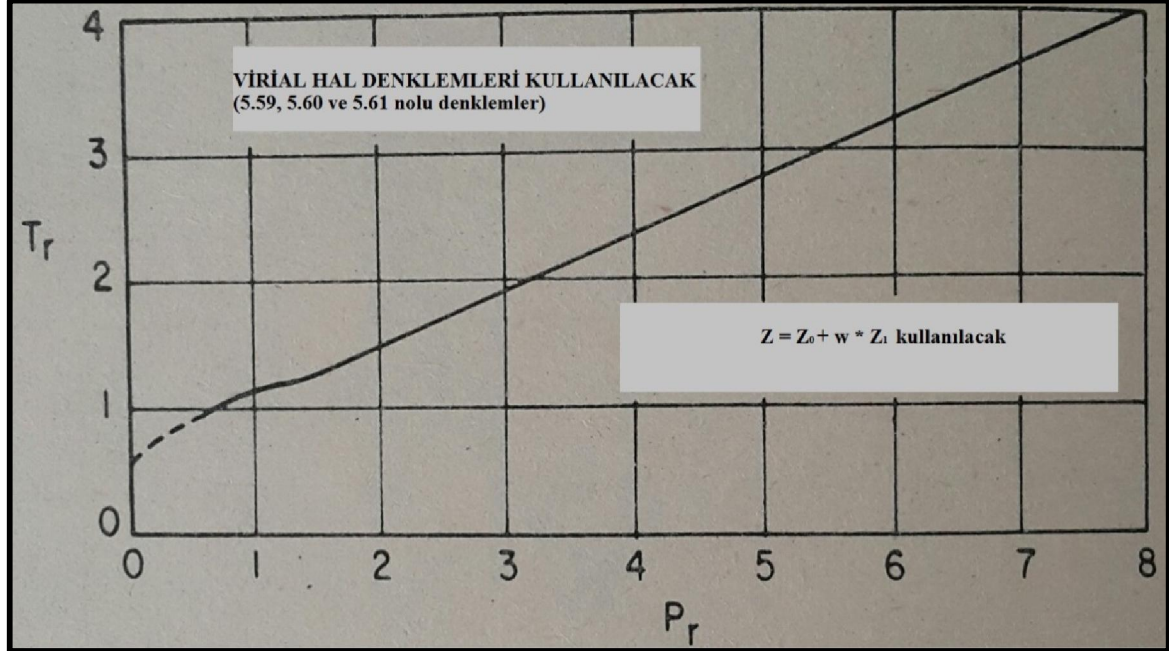
5.4.13. Pitzer korelasyonu

K.S. Pitzer tarafından sıkıştırılabilme çarpanı hesaplanabilmesi için indirgenmiş basınç ve indirgenmiş sıcaklığa ek olarak aksentrik faktörün kullanılabileceği üç parametrelili korelasyon tanımlanmıştır. Bu korelasyon için iki çeşit hesap metodu bulunmaktadır. Gürüz 1986'da şekil 5.15'teki eğrinin üst kısmında kalan durumlar için sıkıştırılabilme çarpanı hesaplanırken denklem 5.59, 5.60 ve 5.61'in kullanılabileceğini belirtmiştir.

$$z = 1 + \left(B^0 + w * B^1 \right) * \frac{P_r}{T_r} \quad (5.59)$$

$$B^0 = 0.083 - \frac{0.422}{T_r^{1.6}} \quad (5.60)$$

$$B^1 = 0.139 - \frac{0.172}{T_r^{4.2}} \quad (5.61)$$



Şekil 5.15. Pitzer korelasyonunda hangi metodun kullanılacağını belirleyen eğri (Gürüz, 1986)

Şekil 5.15'teki eğrinin alt kısmında kalan bölge için sıkıştırılabilirlik çarpanı hesaplanırken Lee-Kesler genelleştirilmiş korelasyon tablosu değerleri kullanılmıştır (J.M. Smith, 2005).

5.5. Kavernada Depolanabilecek Maksimum Gaz Hacmi

Depolanacak doğal gazın içeriğindeki gazların karşım oranları göz önünde bulundurularak yapılan hesaplamalar sonucunda elde edilen gaz mol kütlesi, kritik basınç değeri, kritik sıcaklık ve aksentrik faktör değeri Çizelge 5.7'de verilmektedir.

Çizelge 5.7. Depolanacak doğal gaz için hesaplanan değerler

Mol Kütlesi (kg/kmol)	Kritik Basınç (Pa)	Kritik Sıcaklık (°C)	Aksentrik Faktör
18.18072	4545.7	-76.16	0.02133

Çözelti işlemi sonucunda elde edilecek kaverna net hacmi 630 000 m³, mağaraların bulunduğu derinlikteki sıcaklık 65 °C ve maksimum kaverna basıncı 20 Mpa olarak planlanmaktadır. Çalışma koşullarındaki sıcaklık ve basınç değerlerine göre indirgenmiş basınç değeri 4.40, indirgenmiş sıcaklık değeri ise 1.72 olarak hesaplanmıştır.

Sıkıştırılabilirlik çarpanı denklemleri çözümlenmiş ve bu değere bağlı olarak depolanabilecek maksimum doğal gaz hacmi Çizelge 5.8’de özetlenmiştir.

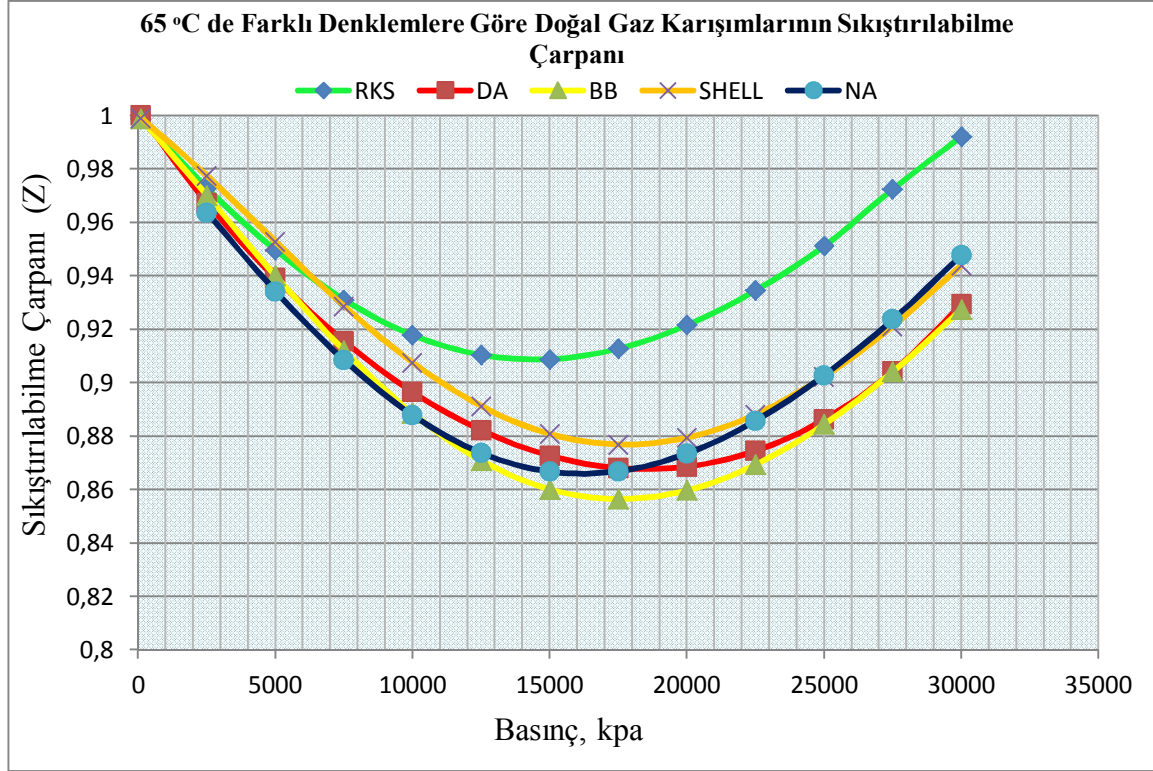
Çizelge 5.8. Sıkıştırılabilirlik çarpanı ve depolanabilecek doğal gaz hacmi

Denklem	Sıkıştırılabilirlik Çarpanı	Depolanacak Gaz Hacmi(Mm ³)
RKS	0.92	115.4
DA	0.88	120.6
BB	0.86	123.4
SHELL	0.88	120.6
NA	0.87	122
PITZER	0.89	119

Denklemler ve sıkıştırılabilirlik çarpanı değerleri incelendiğinde maksimum miktarda doğal gaz depolayabilmek için Beggs ve Brill denklemi ile hesaplanan sıkıştırılabilirlik çarpanı seçilmiştir. Diğer sıkıştırılabilirlik çarpanı değerleri ile arasında 1-7% arasında bir değişim söz konusudur. Bu değer kabul edilebilir mühendislik sınırları içerisinde yer almaktadır.

Kavernanın ilk yıllarında, son muhafaza borusu basıncı ile geri üretim ve enjeksiyon sırasındaki basınç ve sıcaklık değerleri kontrollü biçimde incelenmeli ve gerekli görülmesi durumunda sıkıştırılabilirlik çarpanı için yeni bir yaklaşım yoluna gidilmelidir.

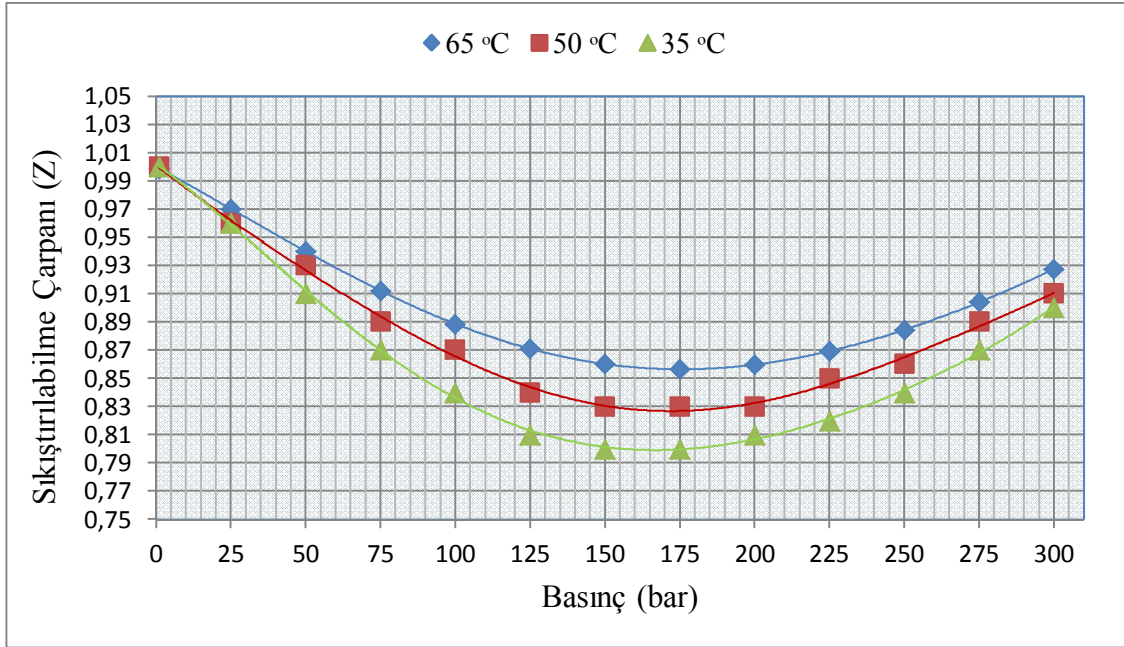
Farklı basınç koşullarında RKS, DA, BB, SHELL ve NA denklemlerine göre sıkıştırılabilirlik çarpanı değerleri hesaplanmış ve değişimin grafiği şekil 5.16’da gösterilmiştir. Grafikler oluşturulurken indirgenmiş sıcaklık değeri sabit tutulup basınç değişken olarak kullanılmıştır.



Şekil 5.16. Sıkıştırılabilme çarpanının basınç ile değişimi

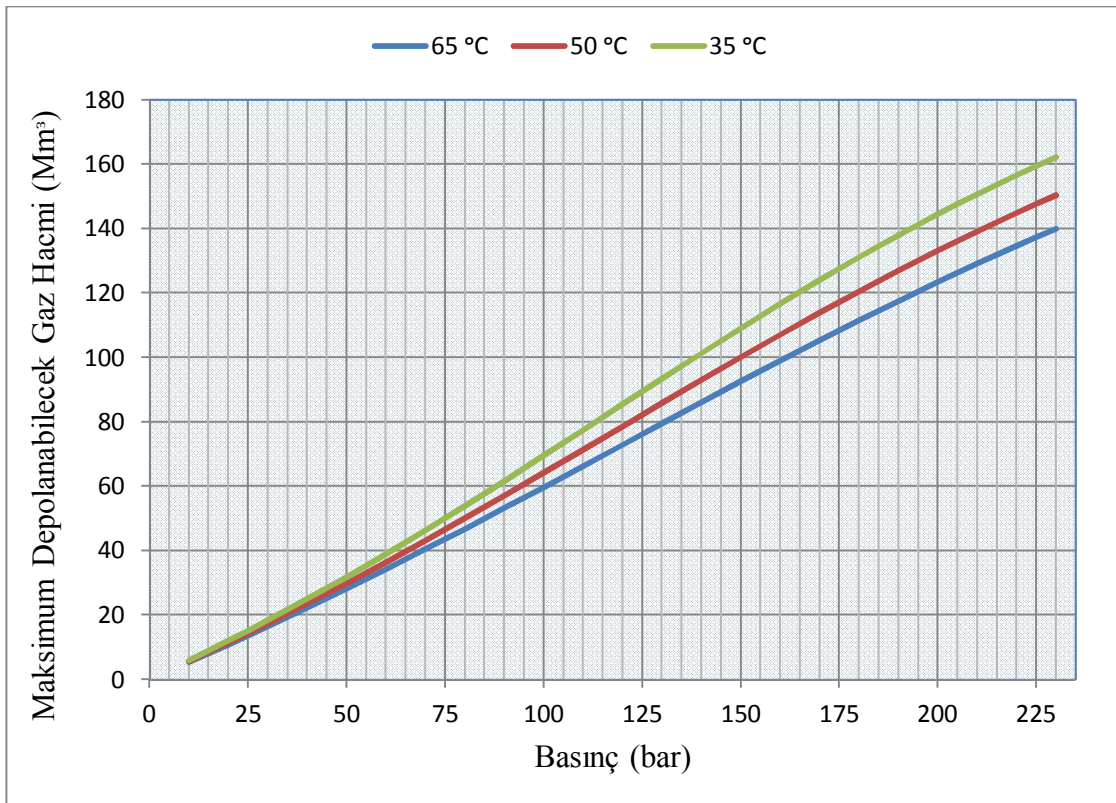
Doğal gaz sıkıştırılabilme çarpanı ve gaz yoğunluğu sıcaklık ile basıncın birer fonksiyonudur. Sıcaklık ve basınçta meydana gelen değişimler bu iki değeri dolayısıyla depolanabilecek maksimum gaz miktarını etkilemektedir. Doğal gazın sıcaklığı düştüğü zaman sıkıştırılabilme çarpanı değeri düşer ve gaz yoğunluğu artar. Belirli bir sıcaklık değeri için basınç arttırılmaya devam ettiğinde ise sıkıştırılabilme çarpanı minimum değeri görmediği ise önce minimuma iner daha sonra artmaya başlar. Depolanabilecek maksimum gaz miktarının sıcaklık ve sıkıştırılabilme çarpanının azalması ile arttığı sonucuna varılmaktadır.

Farklı sıcaklıklarda 630000 m³ sabit hacimli kabul edilen kaverna için Beggs ve Brill denklemine göre sıkıştırılabilme çarpanı değerleri hesaplanmış olup şekil 5.17’de verilmektedir.



Şekil 5.17. Farklı sıcaklıklardaki doğal gazın sıkıştırılabilme çarpanının basınç ile değişimi

Farklı sıcaklıklar için hesaplanan sıkıştırılabilme çarpanına bağlı olarak değişen maksimum depolanabilecek gaz miktarı ile basıncın değişimi şekil 5.18’de gösterilmektedir.



Şekil 5.18. Belirli bir basınçta depolanabilecek doğal gaz hacminin farklı sıcaklıklardaki değişimi

5.6. Geri Üretim Miktarına Bağlı Sıcaklık ve Basınç Değişimi

Yoğun doğal gaz tüketimi olduğu dönemlerde, talebi karşılayabilmek adına kavernalarından gaz geri üretimi stratejik önem taşımaktadır. Gelişen teknoloji ile kavernaların bulunduğu yer altı formasyonları hakkında daha gerçekçi veriler elde edilebilmekte böylece kavernada mücadele edilen günlük maksimum basınç değişimi belirlenebilmektedir.

Kaya tuzunun yapısı gereği sünme hareketi, değişen sıcaklık ve basınç koşullarından etkilenmektedir. İlk yıllardaki geri üretim prosesinin kontrolü kavernaların uzun ömürlü olabilmesi adına önem arz etmektedir.

Tuz tabakalarında oluşturulan kavernalardaki geri üretim gücü, sıcaklık ve basınç değişimi ile doğrudan ilgilidir. Sıcaklık ve basınç değişiminin doğru hesaplanması yüzey tesisi ekipmanları ve sıkıştırma prosesleri açısından dikkat edilmesi gerekli öncül koşuldur. Sisteme zarar verilmemesi adına bu sıcaklık ve basınç değişiminin, tam zamanlı olarak kontrol sistemi tarafından izlenmesi gerekmektedir.

Geri üretim sonucunda kavernada basınç düşüşü gerçekleşecek ve buna bağlı olarak sıcaklıkta değişecektir. Basınç ve sıcaklıktaki bu değişim termodinamik yaklaşımlarla incelenebilir. Günlük mücadele edilen basınç değişim limiti çerçevesinde, kavernadaki doğal gaz basıncındaki ve sıcaklığındaki değişimler hidrat oluşumu açısından kontrol edilmelidir. Basınç ve sıcaklık değişimi; doğal gaz kompozisyonuna, kaverna hacmine, geri üretim miktarına ve kaverna geometrisine bağlıdır. Kavernanın geri üretim performansını anlamak adına kaverna hacminin sabit kaldığı ve kaverna duvarlarının adyabatik olduğu kabul edilerek sıcaklık ve basınç değişimleri hesaplanabilir.

Tek (1993) yapmış olduğu çalışmada kaverna gaz operasyonu geri üretim süreci için termodinamik analiz yapılabileceğini ortaya koymuştur (Tek, 1993).

$$P * V^k = \text{sabit} \quad (5.62)$$

$$k = \frac{c_p}{c_v} \quad (5.63)$$

Basınç P ile, hacim V ile, özgül ısıların oranı k ile, mol sayısı n ile, gaz sabiti ise R ile gösterilmektedir. Geri üretim sırasında herhangi bir andaki basınç ve sıcaklık arasındaki ilişki genel gaz denklemi yardımıyla hesaplanabilir.

$$P*V = n*R*T \quad (5.64)$$

Termodinamik birinci yasa geri üretim için düzenlenebilir.

$$\Delta E = Q - W \quad (5.65)$$

Sistemdeki toplam enerji değişimi ΔE , sistem sınırlarından net ısı geçişi Q ve net iş W olarak tanımlanmaktadır (Çengel ve Boles, 2011).

$$\int_i^f d[U + P + K] = Q - W \quad (5.66)$$

Sistemin iç enerji değişimi U , potansiyel enerji değişimi P ve kinetik enerji değişimi K olacak şekilde denklem düzenlenebilir.

Çengel ve Boles 2011 Tds bağıntılarından yararlanılarak bir mol gaz için basınç, sıcaklık ve hacim ilişkileri; sistemin potansiyel enerji değişimi ve kinetik enerji değişimi ihmal edilerek yeniden düzenlenebilir.

$$U = Q - W \quad (5.67)$$

$$T*d_s = dU + P*dV \quad (5.68)$$

$$H = U + P*V \quad (5.69)$$

$$T*d_s = dH - V*dP \quad (5.70)$$

$$d_s = \frac{dU}{T} + \frac{P^* dV}{T} \quad (5.71)$$

$$d_s = \frac{dH}{T} - \frac{V^* dP}{T} \quad (5.72)$$

$$S_f - S_i = C_{v,ort} * \ln \frac{T_f}{T_i} + R * \ln \frac{V_f}{V_i} \quad (5.73)$$

$$S_f - S_i = C_{p,ort} * \ln \frac{T_f}{T_i} - R * \ln \frac{P_f}{P_i} \quad (5.74)$$

Sistem izantropik ve özgül ısılar sabit kabul edilip mükemmel gaz için denklemler yeniden düzenlenebilir.

$$\ln \frac{T_f}{T_i} = -\frac{R}{C_v} * \ln \frac{V_f}{V_i} \quad (5.75)$$

$$R = c_p - c_v \quad (5.76)$$

$$\frac{T_f}{T_i} = \left(\frac{V_i}{V_f} \right)^{k-1} \quad (5.77)$$

$$\ln \frac{T_f}{T_i} = \frac{R}{C_p} * \ln \frac{P_f}{P_i} \quad (5.78)$$

$$\frac{T_f}{T_i} = \left(\frac{P_f}{P_i} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (5.79)$$

$$\frac{P_f}{P_i} = \left(\frac{V_i}{V_f} \right)^k \quad (5.80)$$

Başlangıç durumu (i) kavernanın gaz ile dolu olduğu durum kabul edilir ve zamanla kavernadan gaz geri üretimi gerçekleştiğinde başlangıç ve bitiş durumları (f) için genel gaz denklemi şu şekilde yazılabilir.

$$P_i * V = n_i * R * T_i \quad (5.81)$$

$$P_f * V = n_f * R * T_f \quad (5.82)$$

Bu iki eşitlik hacmin değişmediği kabul edilip birbiri ile oranlanırsa şu şekilde ifade edilebilir.

$$\frac{P_f}{P_i} = \frac{n_f}{n_i} * \frac{T_f}{T_i} \quad (5.83)$$

$$\frac{P_f}{P_i} = \frac{n_f}{n_i} * \left(\frac{P_f}{P_i} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad (5.84)$$

$$\frac{P_f}{P_i} = \left(\frac{n_f}{n_i} \right)^k \quad (5.85)$$

Basınç, sıcaklık ve hacim bağıntılarının hesaplanabilmesi için özgül ısı değerlerinin ve oranlarının bilinmesi gereklidir. Doğal gaz üretim, taşıma ve depolama faaliyetleri açısından bu değerlerin doğru hesaplanabilmesi prosesin tasarımı ve güvenliği için göz ardı edilmemesi gereken parametrelerden biridir.

Adewele ve James (2011) özgül ısı değerinin doğru olarak hesaplanabilmesi için doğal gaz gibi farklı kompozisyonlar içeren karışımların karışım içerisindeki mol kesirlerinin bilinmesi gerekliliğini vurgulamışlardır. Çalışmalarında c_p değerinin hesaplanmasında

evrensel gaz sabitini 8314 J/kmol.K olarak kullanarak bağıntıları oluşturmuşlardır (Adewele ve James, 2011).

$$k = \frac{c_p}{c_p - R} \quad (5.86)$$

$$\frac{1}{k} = 1 - \frac{R}{c_p} \quad (5.87)$$

$$\frac{R}{c_p} = \frac{k-1}{k} \quad (5.88)$$

$$c_p = \frac{k * R}{k-1} \quad (5.89)$$

Doğal gazın c_p değeri bulunurken özgül kütle, kritik sıcaklık, krtitik basınç ve aksentrik faktörün hesaplanma metoduyla benzer biçimde gaz karışımın içeriğindeki gazların mol yüzdeleri ile karışımın içerisindeki gazların c_{pk} değerleri kullanılarak hesaplanabilir.

Adewele ve James (2011) özgül ısı değerini üçüncü dereceden sıcaklığa bağlı fonksiyon olarak tanımlamışlardır.

$$c_p = a + b * T + c * T^2 + d * T^3 \quad (5.90)$$

$$a = 59.55 * \gamma_g^2 - 97.86 * \gamma_g + 56.46 \quad (5.91)$$

$$b = -0.17084 * \gamma_g^2 + 0.46755 * \gamma_g - 0.15883 \quad (5.92)$$

$$c = 1.52903 * 10^{-4} * \gamma_g^2 - 3.57387 * 10^{-4} * \gamma_g + 1.65604 * 10^{-4} \quad (5.93)$$

$$d = -4.5789 \cdot 10^{-8} \cdot \gamma_g^2 + 9.8468 \cdot 10^{-8} \cdot \gamma_g - 5.2019 \cdot 10^{-8} \quad (5.94)$$

Bu denklemlerin gerçekçi değerler verdiği özgül kütle ve sıcaklık aralıkları şu şekilde tanımlanmıştır.

$$0.55 < \gamma_g < 1$$

$$100^\circ K < T < 1500^\circ K$$

Bu bağlantıları kullanarak a, b, c ve d sabitleri hesaplanarak özgül ısı değeri bulunabilir.

Doğal gaz içeriğindeki gazların mol kesirleri bilindiği için a, b, c ve d sabitlerini mol kesirleri ile çarpıp toplamları alınarak bulunulabilir. Üçüncü dereceden sıcaklığa bağlı olarak tanımlanan fonksiyondaki sabitler farklı gazlar için aşağıdaki Çizelgedeki gibi belirtmişlerdir (Çengel ve Boles, 2011).

Çizelge 5.9. Doğal gaz içeriğindeki gazların denklem sabitleri (Çengel ve Boles, 2011)

	y_i	a	b	c	d
Metan	0.8785	19.89	0.05024	0.00001269	-1.101E-08
Etan	0.0416	6.9	0.1727	-0.00006406	7.285E-09
Propan	0.013814	-4.04	0.3048	-0.0001572	3.174E-08
i-Bütan	0.002463	-7.913	0.416	-0.0002301	4.991E-08
n-Bütan	0.003574	3.96	0.3715	-0.0001834	3.5E-08
i-Pentan	0.000915	6.774	0.4543	-0.0002246	4.229E-08
n-Pentan	0.000629	6.774	0.4543	-0.0002246	4.229E-08
n-Hekzan	0.00093	6.938	0.5522	-0.0002865	5.769E-08
Karbon Dioksit	0.004478	22.26	0.05981	-0.00003501	7.469E-09
Nitrojen	0.053097	28.9	-0.001571	0.000008081	-2.873E-09

$$a = 19.350354737$$

$$b= 0.059449246$$

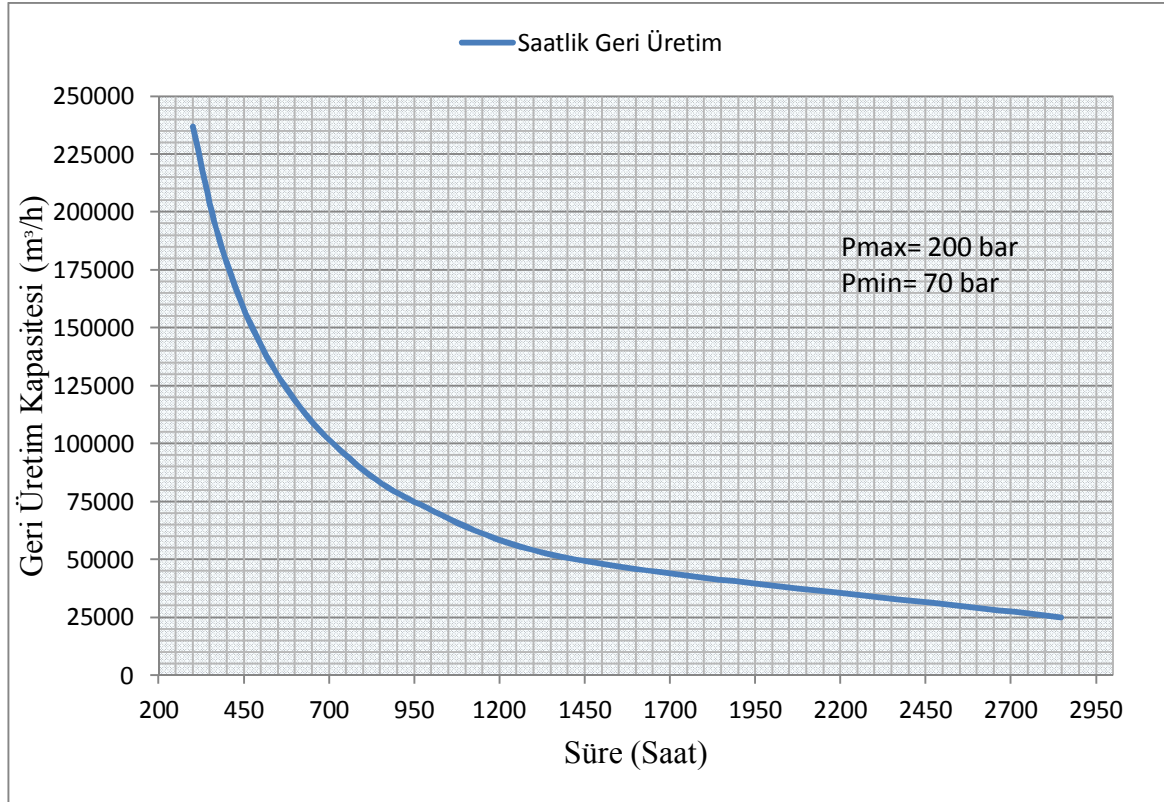
$$c= 0.000004749$$

$$d= -0.000000009$$

Sabitler ve çalışma koşuluğu sıcaklığı denklem 5.86'da yerine konulur ise c_p değeri 39.6kJ/kmol.K ve k değeri 1.27 olarak hesaplanır.

Ana doğal gaz sisteminin ihtiyacı doğrultusunda farklı geri üretim miktarları için kaverna geri üretim performansı hesaplanabilir.

Maksimum kaverna basıncının 200 bar, minimum kaverna basıncının 70 bar olduğu durum için farklı geri üretim miktarları ile ana doğal gaz sisteminin beslenebileceği süreler hesaplanarak şekil 5.19'daki grafik oluşturulmuştur.



Şekil 5.19. Farklı geri üretim miktarlarına bağlı kaverna performansı

Kavernadan geri üretilen gaz miktarına bağlı olarak değişen kaverna basıncı ve yapılan kabuller ışığında basınca bağlı olarak değişen kaverna sıcaklığı hesaplanmıştır. Çizelge 5.10’da 200 000 m³/h lik geri üretim miktarı için 72 saatlik değişen kaverna basınç ve sıcaklığı belirtilmiştir.

Çizelge 5.10. Kaverna 72 saatlik basınç ve sıcaklık değişimi

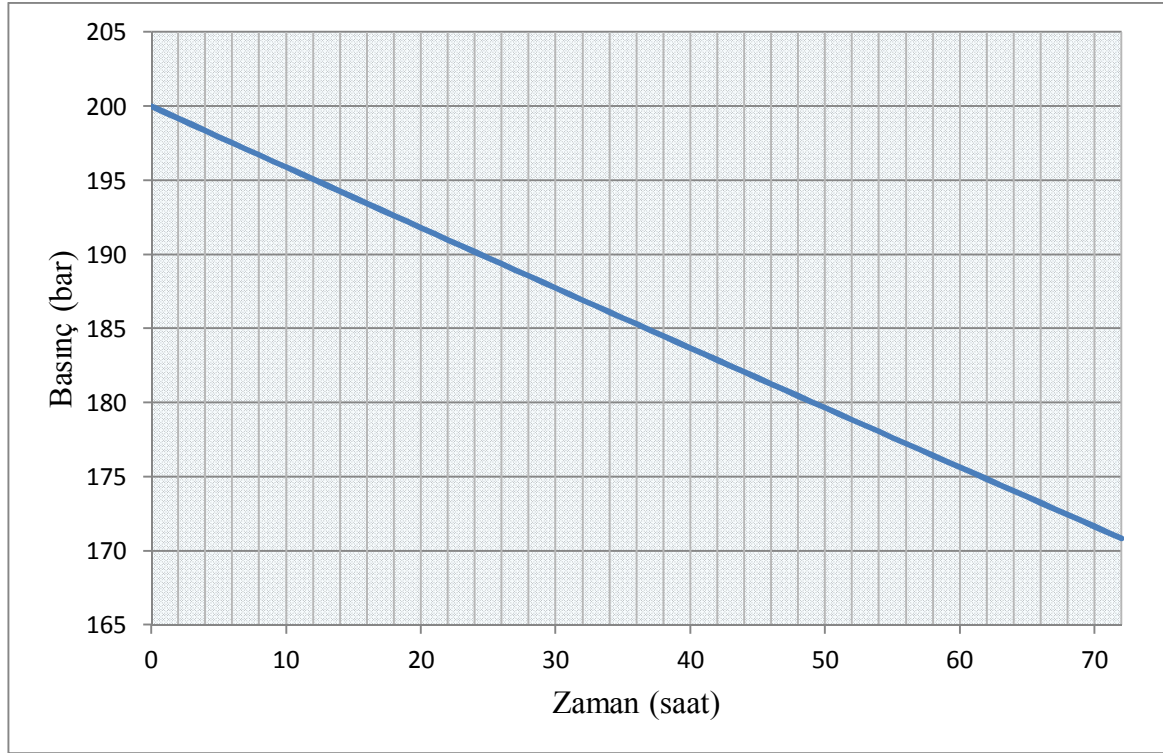
	n/n_i	P/P_i	P(bar)	T/T_i	T(K)
0	1,00	1,00	200,00	1,00	338,15
1	1,00	1,00	199,59	1,00	338,02
2	1,00	1,00	199,18	1,00	337,90
3	1,00	0,99	198,77	1,00	337,77
4	0,99	0,99	198,36	1,00	337,64
5	0,99	0,99	197,94	1,00	337,52
6	0,99	0,99	197,53	1,00	337,39
7	0,99	0,99	197,12	1,00	337,26
8	0,99	0,98	196,71	1,00	337,14
9	0,99	0,98	196,30	1,00	337,01

Çizelge 5.10.(devamı) Kaverna 72 saatlik basınç ve sıcaklık değişimi

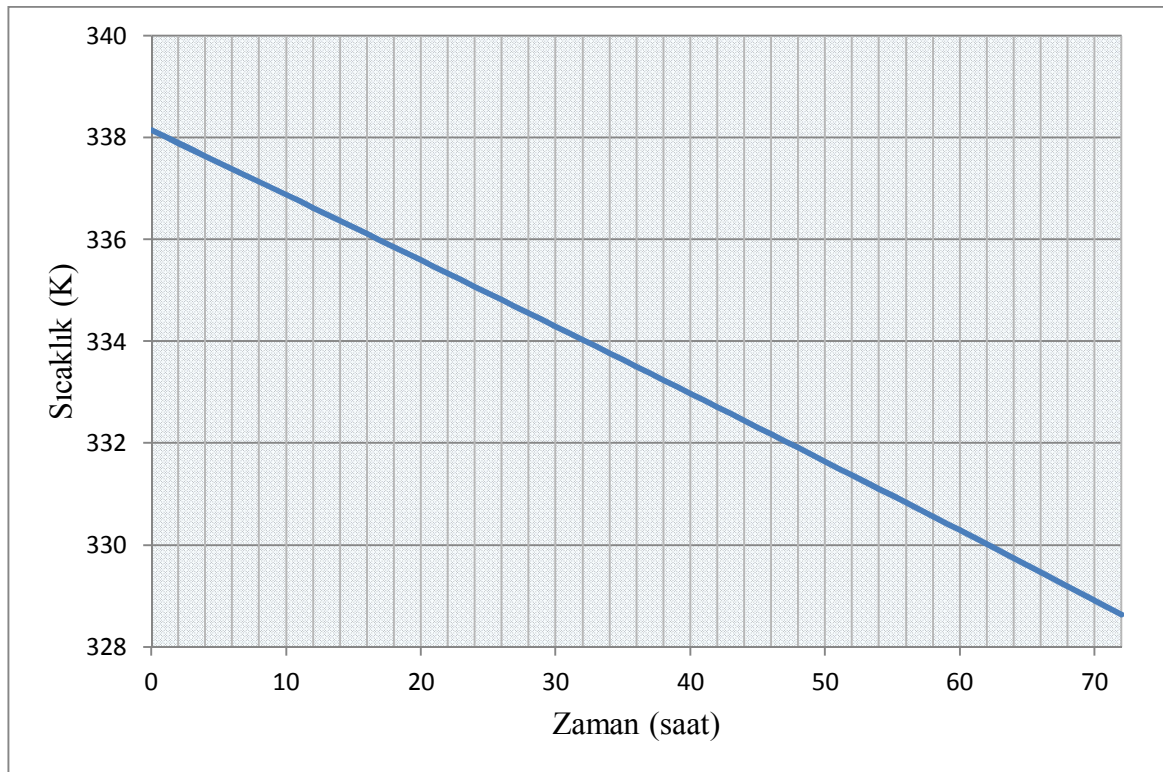
	n/n_i	P/P_i	P(bar)	T/T_i	T(K)
10	0,98	0,98	195,89	1,00	336,88
11	0,98	0,98	195,48	1,00	336,75
12	0,98	0,98	195,07	1,00	336,63
13	0,98	0,97	194,66	1,00	336,50
14	0,98	0,97	194,26	0,99	336,37
15	0,98	0,97	193,85	0,99	336,24
16	0,97	0,97	193,44	0,99	336,11
17	0,97	0,97	193,03	0,99	335,98
18	0,97	0,96	192,62	0,99	335,86
19	0,97	0,96	192,21	0,99	335,73
20	0,97	0,96	191,80	0,99	335,60
21	0,97	0,96	191,40	0,99	335,47
22	0,96	0,95	190,99	0,99	335,34
23	0,96	0,95	190,58	0,99	335,21
24	0,96	0,95	190,17	0,99	335,08
25	0,96	0,95	189,77	0,99	334,95
26	0,96	0,95	189,36	0,99	334,82
27	0,96	0,94	188,96	0,99	334,69
28	0,95	0,94	188,55	0,99	334,56
29	0,95	0,94	188,14	0,99	334,43
30	0,95	0,94	187,74	0,99	334,30
31	0,95	0,94	187,33	0,99	334,17
32	0,95	0,93	186,93	0,99	334,04
33	0,95	0,93	186,52	0,99	333,90
34	0,94	0,93	186,11	0,99	333,77
35	0,94	0,93	185,71	0,99	333,64
36	0,94	0,93	185,30	0,99	333,51
37	0,94	0,92	184,90	0,99	333,38
38	0,94	0,92	184,50	0,99	333,24
39	0,94	0,92	184,09	0,99	333,11
40	0,94	0,92	183,69	0,98	332,98

Çizelge 5.10.(devamı) Kaverna 72 saatlik basınç ve sıcaklık değişimi

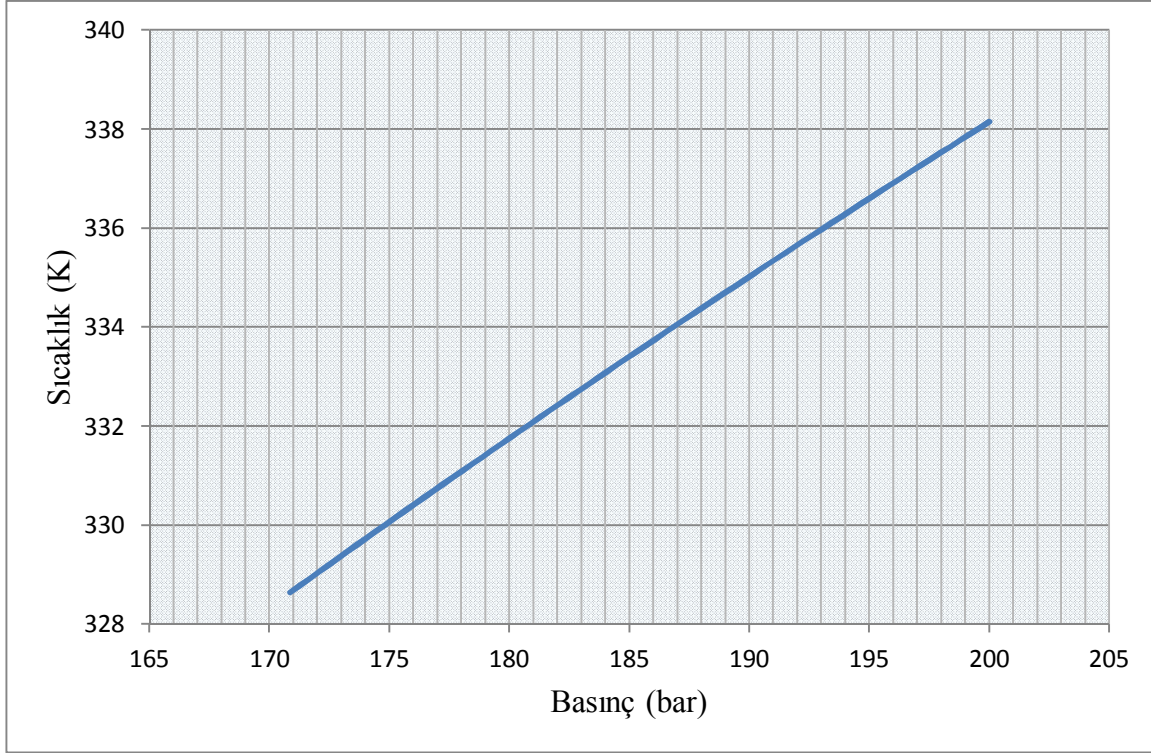
41	0,93	0,92	183,28	0,98	332,85
42	0,93	0,91	182,88	0,98	332,71
43	0,93	0,91	182,48	0,98	332,58
44	0,93	0,91	182,07	0,98	332,45
45	0,93	0,91	181,67	0,98	332,31
46	0,93	0,91	181,27	0,98	332,18
47	0,92	0,90	180,86	0,98	332,05
48	0,92	0,90	180,46	0,98	331,91
49	0,92	0,90	180,06	0,98	331,78
50	0,92	0,90	179,66	0,98	331,64
51	0,92	0,90	179,25	0,98	331,51
52	0,92	0,89	178,85	0,98	331,37
53	0,91	0,89	178,45	0,98	331,24
54	0,91	0,89	178,05	0,98	331,10
55	0,91	0,89	177,65	0,98	330,97
56	0,91	0,89	177,25	0,98	330,83
57	0,91	0,88	176,84	0,98	330,70
58	0,91	0,88	176,44	0,98	330,56
59	0,90	0,88	176,04	0,98	330,43
60	0,90	0,88	175,64	0,98	330,29
61	0,90	0,88	175,24	0,98	330,15
62	0,90	0,87	174,84	0,98	330,02
63	0,90	0,87	174,44	0,98	329,88
64	0,90	0,87	174,04	0,98	329,74
65	0,89	0,87	173,64	0,97	329,61
66	0,89	0,87	173,24	0,97	329,47
67	0,89	0,86	172,85	0,97	329,33
68	0,89	0,86	172,45	0,97	329,19
69	0,89	0,86	172,05	0,97	329,06
70	0,89	0,86	171,65	0,97	328,92
71	0,88	0,86	171,25	0,97	328,78
72	0,88	0,85	170,85	0,97	328,64



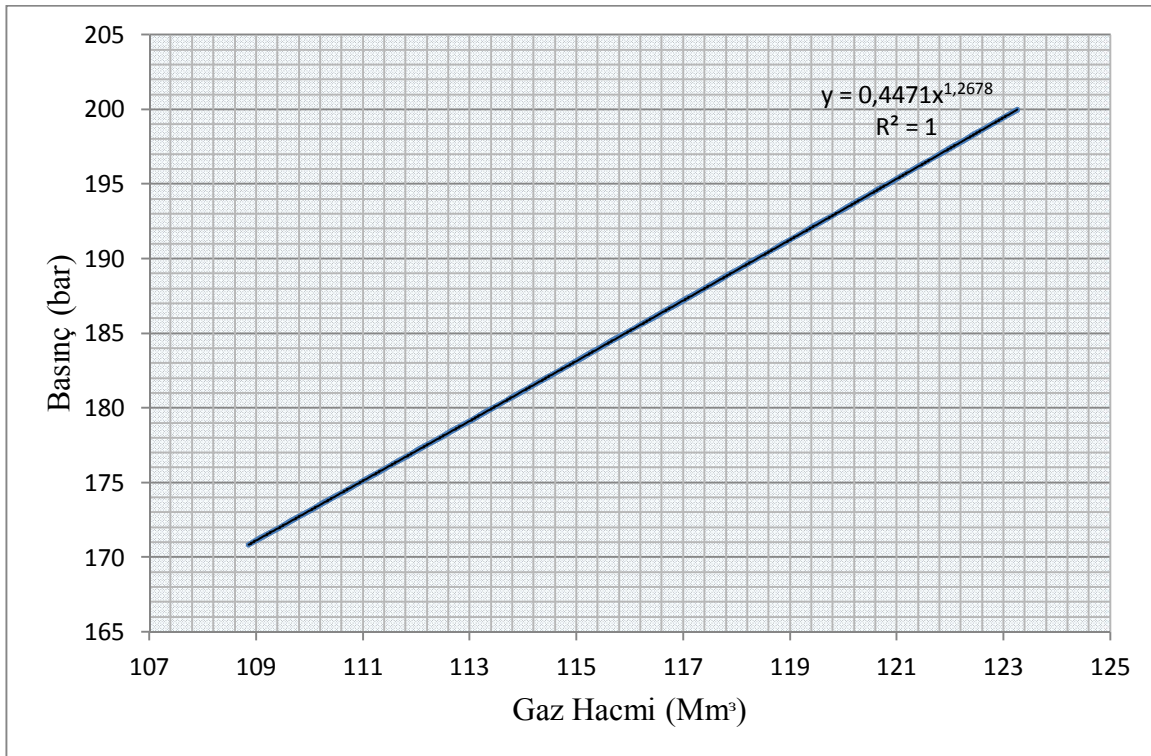
Şekil 5.20. 72 Saatlik geri üretim sürecinde basıncın zamanla değişimi



Şekil 5.21. 72 Saatlik geri üretim sürecinde sıcaklığın zamanla değişimi



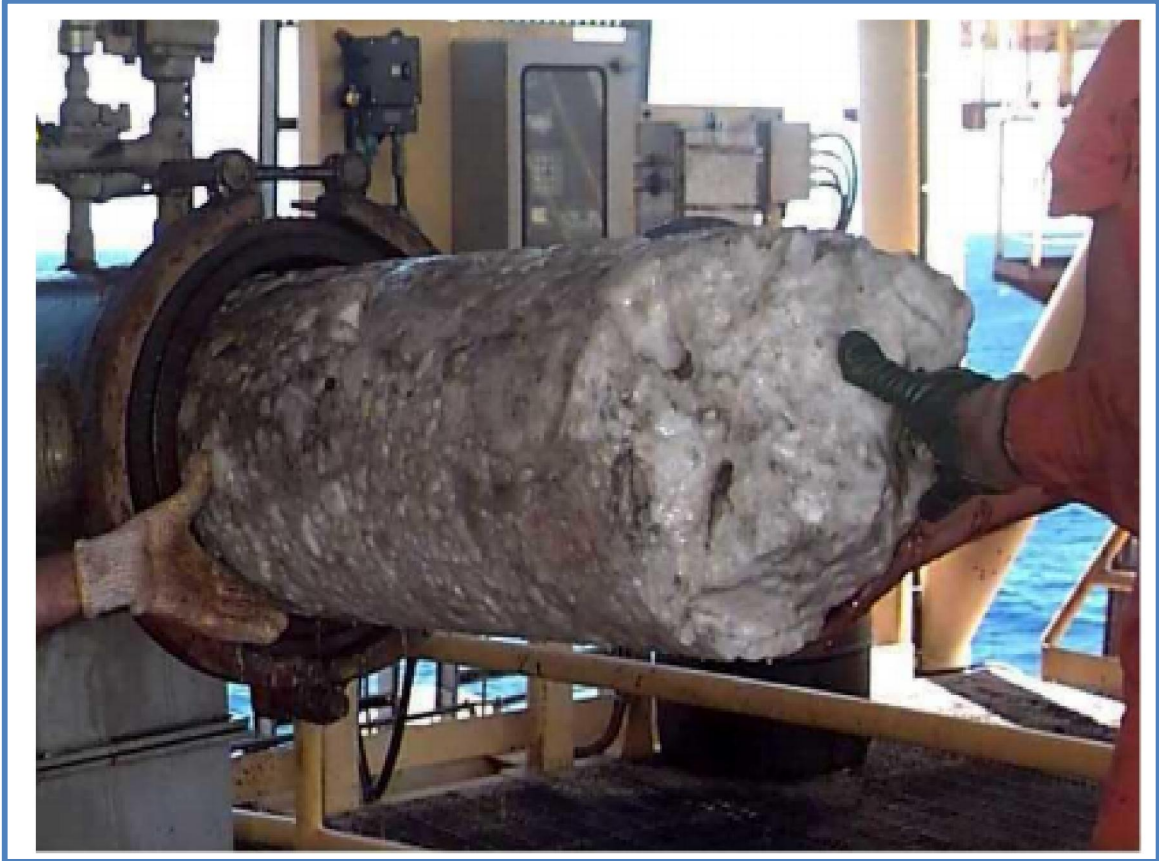
Şekil 5.22. 72 Saatlik geri üretim sürecinde sıcaklık ve basınç değişimi



Şekil 5.23. 72 Saatlik geri üretim sürecinde basınç ve gaz hacmi değişimi

5.7. Gaz Hidrat Oluşum Koşulları ve Alınacak Önlemler

Gaz hidratları; doğal gazın içeriğini oluşturan hafif gazların belli basınç ve sıcaklık koşullarında su ile teması sonucu oluşan buz görünümlü yapılar olarak tanımlanmaktadır (Barkan ve Sheinin, 1993). Şekil 5.24'te boru hattında oluşmuş hidrat örneği gösterilmektedir.



Şekil 5.24. Boru hattında oluşmuş hidrat örneği (Kobayashi ve Mori, 2007)

Hidrojen bağları ile birbirlerine bağlı su molekülleri doğal gazın içeriğini oluşturan bileşenlerin yüzeyi ile temas sağlayarak büyük boşluklar içeren hidratları meydana getirirler. Meydana gelen bu hidratlar endüstriyel tesislerde ciddi problemlere sebebiyet verebilirler. Boru hatlarında korozyonun meydana gelmesi, hattın tıkanması veya kompresörlerin hasar alması bu problemlerin başlıcalarıdır. Farklı işletme koşullarındaki tesislerde hidrat oluşum koşulları hakkında deneysel çalışmalar yapılmıştır.

Gaz hidratların petrol ve doğal gaz proseslerine etkisinin araştırılması ise ilk kez Hammerschmidt (1934) tarafından gerçekleştirilmiştir. Özgül ağırlığın etkisi

değerlendirilmeden sadece basınç ve sıcaklığın ilişkili olduğu hidrat oluşum koşulunu ileri sürmüştür (Hammerschmidt, 1934). Bu yaklaşım hidrat oluşum koşulları için pratik tahmin sağlamış olmasına rağmen, ağır hidrokarbon içeren doğal gazların hidrat oluşum sıcaklık koşullarında sapmalar meydana gelmiştir. Bu yüzden Hammerschmidt yaklaşımının geliştirilmesi gerekliliği ortaya çıkmıştır.

Farklı gaz kompozisyonlarının hidrat oluşum sıcaklık ve basınç koşullarının tespit edilmesi zor olduğu için Hammerschmidt'in çalışması Katz tarafından geliştirilmiştir (Katz ve diğerleri, 1959). Katz tarafından oluşturulan grafikler günümüz gaz endüstrisinde hala kullanılmaktadır.

Ng ve arkadaşları (1977) yapmış oldukları çalışmalarında hidrat önleyicilerin metan, etan, propan, karbon dioksit ve hidrojen sülfür içeren doğal gaz karışımının hidrat oluşum koşullarına etkisini incelemişlerdir. Çalışma basınç aralığı olarak 0.8 Mpa ile 20 Mpa, sıcaklık aralığı ise -10 °C ile 17 °C aralığı seçilmiştir. Deneysel olarak hesaplanan hidrat oluşum koşulları Hammerschmidt bağıntısı ile karşılaştırılmıştır. Teorik olarak hesaplanan sıcaklık ile deneysel olarak bulunan hidrat oluşum sıcaklığı arasındaki fark 1°C den az olarak bulunmuştur (Ng ve diğerleri, 1977).

Englezos 1993 yapmış olduğu çalışmada, doğal gazın içeriğinde bulunan metan ve karbondioksit gibi konuk moleküllerin hidrojen bağlı su kafesleri ile meydana gelen kristal yapıları hidratların oluşum koşullarını incelemiştir (Englezos, 1993).

Ma ve arkadaşları 2001 metan, etilen ve propenden oluşan gaz karışımlarının hidrat oluşturma koşullarını incelemişlerdir (Ma ve diğerleri, 2001).

Zhong ve Rogers (2004), Karaslaan ve Parlaktuna (2002) ile Ganji ve arkadaşları (2007) surfaktan olarak adlandırılan iki akışkan arasındaki yüzey gerilimini etkileyen kayganlaştırıcıların gaz hidrat oluşumu üzerine etkilerini incelemişlerdir (Zhong ve Rogers, 2004; Karaaslan ve Parlaktuna, 2002; Ganji ve diğerleri, 2007).

Kobayashi ve Mori (2007) ile Tavasolli ve diğerleri (2011) çeşitli gaz operasyonları için termodinamik modelleme ile hidrat oluşum koşullarının tahmini üzerine çalışmışlardır (Kobayashi ve Mori, 2007; Tavasoli ve diğerleri, 2011).

Davies ve diğerleri (2010) çok fazlı akış simulatörü ile hidrat oluşum kinetiği ve üretim hatlarında meydana gelen hidrat kaynaklı tıkanma koşullarının sınırlarını tanımlamışlardır. İnhibitör konsantrasyonunun, hidrat oluşum basınç ve sıcaklık koşulları üzerine etkisini deneysel olarak gözlemlemişlerdir (Davies ve diğerleri, 2010).

Giavarini ve Hester (2011) hidrat oluşum hızı ve bilgisayar tabanlı termodinamik modeller üzerine çalışmışlardır (Giavarini ve Hester, 2011).

Gaz hidrat oluşum koşullarının tespit edilmesi için yapılan deneysel çalışmalar komplike, pahalı ve zaman alıcıdır. Bu koşulların doğru tespit edilmesi için basınç, sıcaklık ve/veya özgül ağırlığın ilişkili olduğu araştırmalar yapılmıştır.

Kobayashi ve diğerleri (1987) yapmış oldukları çalışmada özgül ağırlığı ve basıncı bilinen bir gaz karışımının hidrat oluşum koşullarını incelemişlerdir (Kobayashi ve diğerleri, 1987). Bu çalışmada özgül ağırlık 0.5 ile 0.9 aralığında, sıcaklık 1°C ile 15°C aralığında, basınç 0.4 Mpa ile 10 Mpa aralığında değişen farklı koşulları incelemişlerdir. Ameripour (2005) bu çalışmayı deneysel sonuçlarla karşılaştırarak denklemi aşağıdaki şekilde ifade etmiştir.

$$T = 1 / \left[\begin{aligned} &c_1 + c_2 * \ln P + c_3 * \ln \gamma + c_4 * (\ln P)^2 + c_5 * \ln P * \ln \gamma + c_6 * (\ln \gamma)^2 + c_7 * (\ln P)^3 \\ &+ c_8 * \ln \gamma * (\ln P)^2 + c_9 * (\ln \gamma)^2 * \ln P + c_{10} * (\ln \gamma)^3 + c_{11} * (\ln P)^4 + c_{12} * \ln \gamma * (\ln P)^3 \\ &+ c_{13} * (\ln \gamma)^2 * (\ln P)^2 + c_{14} * (\ln \gamma)^3 * \ln P + c_{15} * (\ln \gamma)^4 \end{aligned} \right] \quad (5.95)$$

Çizelge 5.11. Ameripour Denklem Sabitleri (Ameripour, 2005)

c ₁	2.7707715*10 ⁻³
c ₂	-2.782238*10 ⁻³
c ₃	-5.649288*10 ⁻⁴
c ₄	-1.298593*10 ⁻³
c ₅	1.407119*10 ⁻³
c ₆	1.785744*10 ⁻⁴
c ₇	1.130284*10 ⁻³
c ₈	5.9728235*10 ⁻⁴
c ₉	-2.3279181*10 ⁻⁴

Çizelge 5.11. Ameripour Denklem Sabitleri (Ameripour, 2005)

c ₁₀	-2.6840758*10 ⁻⁵
c ₁₁	4.6610555*10 ⁻³
c ₁₂	5.5542412*10 ⁻⁴
c ₁₃	-1.4727765*10 ⁻⁵
c ₁₄	1.3938082*10 ⁻⁵
c ₁₅	1.4885010*10 ⁻⁶

Motiee (1991) günümüzde gaz ve petrol endüstrisinde yaygın olarak kullanılan basınç, sıcaklık ve özgül ağırlığa bağlı bağıntıyı ileri sürmüştür. Farklı içerikteki gaz karışımları için sıcaklık tahmini doğruluğu deneysel olarak kanıtlanmıştır. Bu bağıntıda basınç birimi psi, sıcaklık birimi ise °F olarak tanımlanmaktadır (Motiee, 1991).

$$T = -238.24469 + 78.99667 * \log P - 5.352544 * (\log P)^2 + 349.473877 * \gamma_{gaz} - 150.854675 * \gamma_{gaz}^2 - 27.604065 * \gamma_{gaz} * \log P \quad (5.96)$$

Makogon'nun (1997) basınç ve sıcaklığın yanında gazın özgül ağırlığını hesaba katarak ileri sürdüğü ilişkiyi Elgibaly ve Elkamel (1998) deneysel olarak geliştirmişlerdir (Makogon, 1997; Elgibaly ve Elkamel, 1998). Carrol (2009) çalışmasında bu üçlü bağıntıyı şu şekilde ifade etmiştir. Bu bağıntıda basınç birimi Mpa, sıcaklık birimi ise °C olarak kullanılmıştır (Carroll, 2009).

$$\log P = \beta + 0.0497 * (T + k * T^2) - 1 \quad (5.97)$$

$$\beta = 2.681 - 3.811 * \gamma_{gaz} + 1.679 * \gamma_{gaz}^2 \quad (5.98)$$

$$k = -0.006 + 0.011 * \gamma_{gaz} + 0.011 * \gamma_{gaz}^2 \quad (5.99)$$

Towler ve Mokhabat (2005) farklı içeriği olan doğal gaz karışımlarının hidrat oluşum koşullarını basınç, sıcaklık ve gazın özgül ağırlığı içeren bağıntı ile ifade etmişlerdir. Bu bağıntıdaki basınç birimi psi, sıcaklık birimi ise °F olarak kullanılmıştır (Towler ve Mokhabat, 2005).

$$T = 13.47 * \ln p + 34.27 * \ln \gamma_{gaz} - 1.675 * \ln P - 20.35 \quad (5.100)$$

Bahadori ve Vuthaluru (2009) gaz karışım oranını bilinmemesi durumunda hidrat oluşum koşullarının belirlenemeyeceğini ifade etmişlerdir. Özgül ağırlığı ile basıncı bilinen gazın hidrat oluşacağı sıcaklığı ve özgül ağırlığı ile sıcaklığı bilinen bir gazın hidrat oluşumuna sebebiyet vereceği basıncı şu şekilde ifade etmişlerdir (Bahadori ve Vuthaluru, 2009).

$$\ln T = a + b * \left(\frac{1}{P}\right) + c * \left(\frac{1}{P}\right)^2 + d * \left(\frac{1}{P}\right)^3 \quad (5.101)$$

$$\ln P = a + b * \left(\frac{1}{T}\right) + c * \left(\frac{1}{T}\right)^2 + d * \left(\frac{1}{T}\right)^3 \quad (5.102)$$

$$a = A_1 + B_1 * M + C_1 * M^2 + D_1 * M^3 \quad (5.103)$$

$$b = A_2 + B_2 * M + C_2 * M^2 + D_2 * M^3 \quad (5.104)$$

$$c = A_3 + B_3 * M + C_3 * M^2 + D_3 * M^3 \quad (5.105)$$

$$d = A_4 + B_4 * M + C_4 * M^2 + D_4 * M^3 \quad (5.106)$$

Bu bağıntılarda mol kütlesi (M) olarak gösterilmektedir. Denklemlerde kullanılan a, b, c ve d gaz molekül kütlesine bağlı sabitlerdir. Bağıntılardaki diğer sabitler ise Çizelge 5.12 ve Çizelge 5.13'te verilmiştir. Çizelge 5.12 sıcaklığı bilinen durum için basıncın bulunmasında, Çizelge 5.13 ise basıncı bilinen durum için sıcaklığın bulunmasında kullanılan sabitleri içermektedir.

Çizelge 5.12. Sıcaklığı bilinen durum için hidrat oluşum basıncının hesaplanmasında kullanılacak sabitler (Bahadori ve Vuthaluru, 2009)

Denklem Sabitleri	M<23 , 265°K<T<298°K	M>23 , 265°K<T<298°K
A ₁	-2.8375555003183*10 ⁵	9.6485148281011*10 ⁴

Çizelge 5.12.(devamı) Sıcaklığı bilinen durum için hidrat oluşum basıncının hesaplanmasında kullanılacak sabitler (Bahadori ve Vuthaluru, 2009)

Denklem Sabitleri	$M < 23, 265^{\circ}\text{K} < T < 298^{\circ}\text{K}$	$M > 23, 265^{\circ}\text{K} < T < 298^{\circ}\text{K}$
B_1	$4.188723721553 \cdot 10^4$	$-1.2987255223562 \cdot 10^4$
C_1	$-2.0426785680161 \cdot 10^3$	$5.6943123183493 \cdot 10^2$
D_1	$3.2999427860007 \cdot 10$	-8.0291736544591
A_2	$2.3518577113598 \cdot 10^8$	$-8.3851942305767 \cdot 10^7$
B_2	$-3.470311070979 \cdot 10^7$	$1.1292443545403 \cdot 10^7$
C_2	$1.6921307674758 \cdot 10^6$	$-4.9481203210497 \cdot 10^5$
D_2	$-2.7331426571044 \cdot 10^4$	$6.9743729419639 \cdot 10^{10}$
A_3	$-6.4899035506028 \cdot 10^{10}$	$2.4283950487232 \cdot 10^{10}$
B_3	$9.5728921505256 \cdot 10^9$	$-3.2713325876178 \cdot 10^9$
C_3	$-4.667233443707 \cdot 10^8$	$1.4325969896394 \cdot 10^8$
D_3	$7.5373257072387 \cdot 10^6$	$-2.018536147544 \cdot 10^6$
A_4	$5.9653477415552 \cdot 10^{12}$	$-2.3430538061379 \cdot 10^{12}$
B_4	$-8.796372864875 \cdot 10^{11}$	$3.1570181175788 \cdot 10^{11}$
C_4	$4.2881972248701 \cdot 10^{10}$	$-1.38180509474908 \cdot 10^{10}$
D_4	$-6.9241414046235 \cdot 10^8$	$1.9463506733398 \cdot 10^8$

Bu denklemler basınç aralığı 1200 kPa ile 40000 kPa, sıcaklık aralığı ise 265 °K den 298 °K kadar güvenilir sonuçlar vermektedir (Bahadori ve Vuthaluru, 2009).

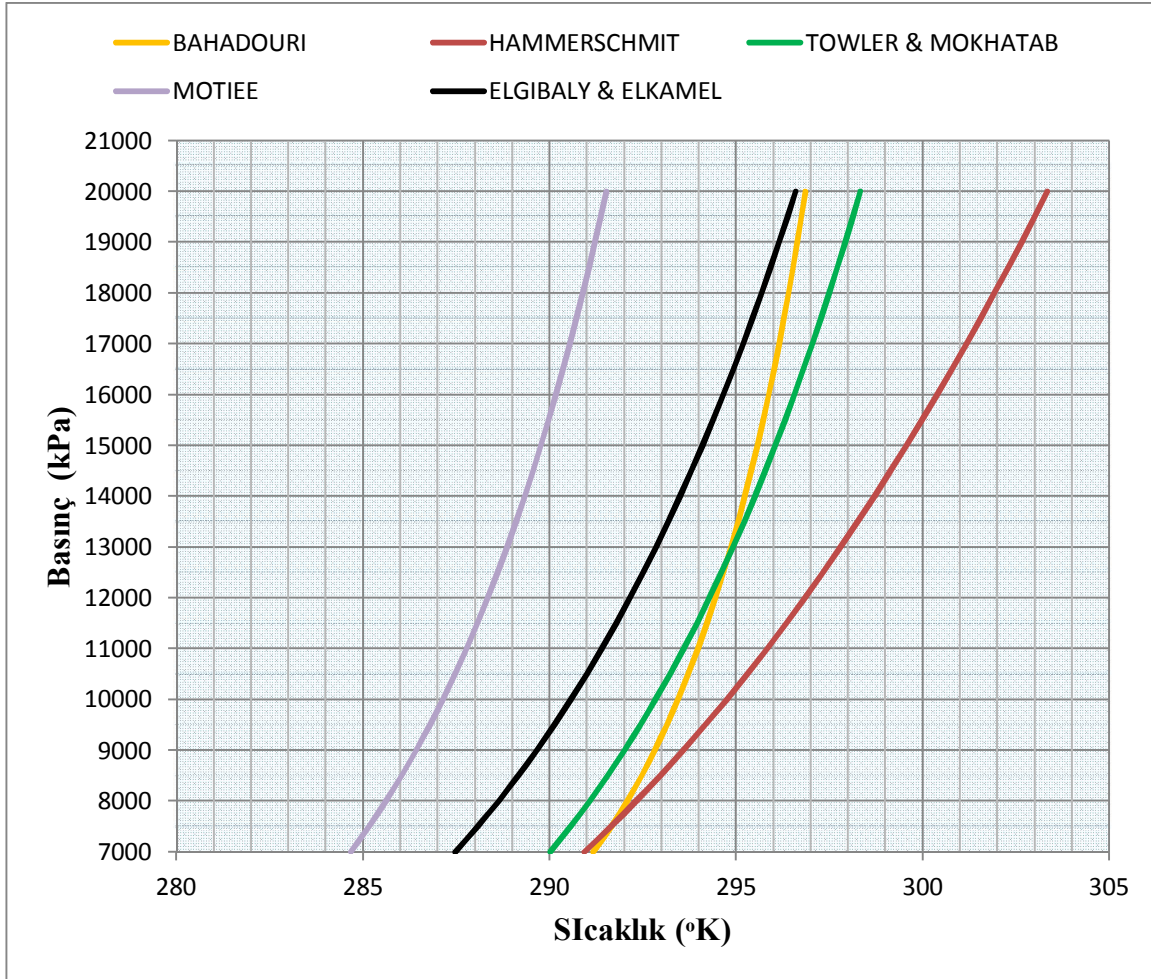
Çizelge 5.13. Basıncı bilinen durum için hidrat oluşum sıcaklığının hesaplanmasında kullanılacak sabitler (Bahadori ve Vuthaluru, 2009)

Denklem Sabitleri	$M > 23$ 1200kPa < P < 40000kPa	$M < 23$ 1200kPa < P < 5000kPa	$M < 23$ 5000kPa < P < 40000kPa
A_1	6.4185071105353	-4.1812132784232	7.0959703947586
B_1	$-8.8017107875666 \cdot 10^{-2}$	1.472639349108	$-2.1806030070795 \cdot 10^{-1}$
C_1	$3.5573429357137 \cdot 10^{-3}$	$-7.2745386271251 \cdot 10^{-2}$	$1.1305933439794 \cdot 10^{-2}$
D_1	$-4.7499843881244 \cdot 10^{-5}$	$1.1897795879884 \cdot 10^{-3}$	$-1.927203195626 \cdot 10^{-4}$
A_2	$-8.6426289139868 \cdot 10^3$	$4.5284975000181 \cdot 10^4$	$-1.2584649421592 \cdot 10^5$
B_2	$1.0243307852297 \cdot 10^3$	$-6.8628124449813 \cdot 10^3$	$1.8993111766336 \cdot 10^4$
C_2	$-4.09663925465509 \cdot 10$	$3.4240721860406 \cdot 10^2$	$-9.5260058127234 \cdot 10^2$

Çizelge 5.13.(devamı) Basıncı bilinen durum için kullanılacak sabitler (Bahadori ve Vuthaluru, 2009)

Denklemler Sabitleri	M>23 1200kPa<P<40000kPa	M<23 1200kPa<P<5000kPa	M<23 5000kPa<P<40000kPa
D ₂	$5.4450050757729 \cdot 10^{-1}$	-5.642533019	$1.5806820089023 \cdot 10^0$
A ₃	$1.159643030462 \cdot 10^7$	$-8.317075073225 \cdot 10^7$	$9.2190382283151 \cdot 10^8$
B ₃	$-1.3859027774109 \cdot 10^6$	$1.2604810249225 \cdot 10^7$	$-1.4030410567488 \cdot 10^8$
C ₃	$5.5353148270822 \cdot 10^4$	$-6.3018579466138 \cdot 10^5$	$7.0820417989994 \cdot 10^6$
D ₃	$-7.339994547645 \cdot 10^2$	$1.0408848430973 \cdot 10^4$	$-1.1818763471949 \cdot 10^5$
A ₄	$-4.0200951475377 \cdot 10^9$	$5.8589773993386 \cdot 10^9$	$-2.1053548626211 \cdot 10^{12}$
B ₄	$4.791331833062 \cdot 10^8$	$-9.6634962535354 \cdot 10^8$	$3.213992597219 \cdot 10^{11}$
C ₄	$-1.9036325296009 \cdot 10^7$	$5.13473142241307 \cdot 10^7$	$-1.6274767262739 \cdot 10^{10}$
D ₄	$2.5113297404156 \cdot 10^5$	$-8.87818586492 \cdot 10^5$	$2.724884324573 \cdot 10^8$

Farklı yaklaşımlara ait gaz hidrat oluşum koşulları incelenmiştir. Şekil 5.25 incelenen yaklaşımlara göre basınç ve sıcaklıktaki değişimleri göstermektedir.



Şekil 5.25. Farklı araştırmacıların ileri sürdüğü hidrat oluşum koşullarına ait basınç ve sıcaklık grafiği

Sistemlerde hidrat oluşumunu önlemek için yapılabilecek termodinamik çözümler mevcuttur (Ameripour, 2005). Bu çözümler şu şekilde özetlenebilir.

- Sistemin içeriğindeki su konsantrasyonunun düşürülmesi sağlanabilir
- Çalışılması hedeflenen basınç aralığı için seçilen sıcaklığın, hidrat oluşum koşulundan yüksek olması veya hedeflenen sıcaklığa ulaşılması için sistemin ısıtılması sağlanabilir
- Hidrat oluşum koşullarını önlemek için sisteme tuz, metanol ve glikol eklenerek denge eğrisinin değiştirilmesi sağlanabilir

Hidrat oluşumu petrol ve doğal gaz boru hatlarının kontrolü sırasında önlenmesi gereken önemli probleminden biridir. Hidratların oluşabilmesi için düşük sıcaklık ve yüksek basınç koşulu olması gereklidir. Her ne kadar doğal gazın özgül kütlesi dikkate alınmamış olsada

sistemi güvenli şekilde çalıştırabilmek için Hammerschmit yaklaşımına göre tesis dizayn edilmelidir. Çalışma koşullarına göre hidrat oluşum koşulları izlenerek koruyucu önlemler alınmalı ve gerekli görülmesi durumunda hidrat oluşum koşullarının yaklaşımı değiştirilmelidir.

Doğal gaz üretim kuyusu ve yüzey tesisi ekipmanlarında, hidrat oluşumunun kontrolü için sürekli izlenmesi gereken proses noktaları mevcuttur. Üretim borusu kuyubaşı basıncı, üretim borusu sıcaklığı, üretilen gazın sıcaklığı, üretilen gazın basıncı, gazın taşınacağı boru hattının sıcaklığı ve belli aralıklarla kaverna sıcaklığı ölçümü takip edilmesi gerekli noktaların başlıcalarıdır. Bu noktalardan elde edilen veriler ışığında hidrat önleyici sistemler devreye girerek, boru hattı ve üretim kuyusunda hidrat oluşumunun önüne geçilmesi mümkün olabilmektedir.

6. SONUÇLAR

Bu tez çalışmasında çözelti madenciliği ile oluşturulacak tuz kavernalarında tasarım parametrelerinin belirlenmesi hakkında literatürdeki eksikliğin tamamlanması amaç edinilmiştir. Literatürdeki temel mühendislik bilgileri bir araya getirilerek yer altı tuz kavernalarında gaz operasyon prosesi hakkında bilgi aktarmak hedeflenmiştir.

Yerüstü depolarına oranla avantajları bulunan yer altı depolarının uygulama bölgelerinin araştırılmasının zaman alıcı olması ve uygulama bölgesi sayısının az oluşu nedeniyle konuyla ilgili literatürde yeterli çalışma bulunmamaktadır. Bu nedenle ülkemizde tuz tabakalarında yapılacak ilk depolama projesi kaynak olarak seçilmiş ve literatürdeki bu boşluk kapatılmaya çalışılmıştır.

Gelecek çalışmalara temel oluşturacak yapılan çalışma şu şekilde özetlenebilir:

- Doğal gaz sıkıştırılabilme çarpanı için Beggs ve Brill Denklemi (BB) temel alınmıştır. Stabilité modelleri sonucunda daha fazla doğal gaz depolayabilmek için BB yaklaşımı seçilmiştir. Gaz işletme döngüleri sırasında kaverna enjeksiyon ve geri üretim süreçleri kontrol sistemleri ile izlenmelidir. Kavernalarda düzenli SONAR ölçümler yapılmalıdır. İleriki işletme yıllarında emniyet faktörleri ve gerçek veriler göz önüne alınarak sıkıştırılabilme çarpanı yaklaşımında değişikliğe gidilebilir.
- Geri üretim sürecindeki kaverna basınç ve sıcaklık değişiminin 72 saatlik periyodu incelenmiştir. İleriki çalışmalarda doğal gaz ile kaverna duvarında meydana gelecek ısı transferi incelenerek geri üretim sürecinde bu etkinin sıcaklığa olan etkisi araştırılmalıdır.
- Gaz hidrat oluşum koşulu için güvenli tarafta kalabilmek adına Hammerschmit yaklaşımı seçilmiştir. Geri üretim operasyonu sürecinde gerekli proses noktalarından sıcaklık ve basınç ölçümleri alınarak yaklaşım kontrol edilmelidir. Hidrat önleyici termodinamik çözümler için sınır koşulları belirlenmelidir. Kaverna stabilité koşullarının izin verdiği oranda gaz geri üretimi gerçekleştirilmeli ve gerekli görülmesi durumunda hidrat oluşum yaklaşımında değişikliğe gidilmelidir.

KAYNAKLAR

- Acar, O. (2013). Doğal Gaz Tüketimi Artıyor, Depolama Kapasitesi Yerinde Sayıyor. *Türkiye Ekonomi Politikaları Araştırma Vakfı*, Ankara.
- Adewele, K., and James, O. (2011). Specific Heat Capacity Of Natural Gas: Expressed As A Function Of Its Specific Gravity and Temperature. *Society Of Petroleum Engineers*, (SPE 150808).
- Ameripour, S. (2005). *Prediction of Gas-Hydrate Formation Conditions In Production And Surface Facilities*. Master of Science Thesis, A&M University, Texas.
- Atilhan, M. (2004). *A new Cubic Equation of State*. Master of Science Thesis, A&M University, Texas.
- Azizi, N., Behbahani, R., and Isazadeh, M. (2010). An Efficient Correlation For Calculating Compressibility Factor Of Natural Gases. *Journal Of Natural Gas Chemistry*, 19 (2010), 642-645.
- Baar, C. (1977). *Applied Salt Rock Mechanics I. The In-Situ Behaviour Of Salt*. Amsterdam-Oxford-New York: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Bahadori, A., and Vuthaluru, H. (2009). A novel correlation for estimation of hydrate forming condition of natural gases. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 18, 453-457.
- Barkan, E., and Sheinin, D. (1993). A general technique for the calculation of formation conditions of natural gas hydrates. *Fluid Phase Equilibria*, 86, 111-136.
- Bastacioğlu, B. (2010). *Tuz Tabakalarında Çözelti Madenciliği ve Bu Yöntemle Doğal Gaz Depolama İmkanlarının Yaratılması*. Yüksek Lisans Tezi, Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü, Adana.
- Beggs, D., and Brill, J. (1973). A Study of Two-Phase Flow In Inclined Pipes. *Society Of Petroleum Engineers Journal Of Petroleum Technology*, 25 (05), 607-617.
- Berche, B., Henkel, M., and Kenna, R. (2009). Critical Phenomena : 150 Years Since Cagniard De La Tour. *Journal Of Physical Studies*, 13.
- Berest, P., Brouard, B., and Durup, J. (2001). Tightness tests in salt cavern wells. *Oil Gas Science and Technology*, 56, 451-469.
- Berest, P., Brouard, B., Favret, F., Hevin, G., and Jafari, M. (2015). Maximum Pressure In Gas Storage Caverns. *Solution Mining Research Institute*, Rochester-New York.
- BOTAŞ. (2013). BOTAŞ Sektör Raporu. *BOTAŞ*, Ankara
- BOTAŞ. (2014). BOTAŞ Sektör Raporu. *BOTAŞ*, Ankara
- BP. (2015). BP Statistical Review of World Energy. *British Petroleum*.

- Branka, S., and Kuntsman, A. (2014). Possibilities Of Gas Storage Cavern Location In The Salt Deposits of Southern Turkey In Connection With The Polish Experience With Gas Storage Caverns Location and Exploitation. Türkiye Uluslararası Yeraltı Doğal Gaz Depolama Konferansında sunuldu, Ankara.
- Bruno, M. S., and Gas Research Institute. (2005). *Geomechanical Analysis and Design Considerations For Thin-Bedded Salt Caverns*. Arcadia, CA: Terralog Technologies USA.
- Carroll, J. (2009). *Natural Gas Hydrates: A guide for Engineers*. Houston, Texas: Gulf Professional Publishing.
- CEDIGAZ. (2014). Underground Gas Storage Database. *The International Association for Natural Gas*, France.
- Colcombet, B., Guerreiro, V., and Lucio, J. (2008). An Overview of the Carriço Gas Storage Project Development. *Solution Mining Research Institute*, Porto.
- Çengel, Y., and Boles, M. (2011). *Thermodynamics: An Engineering Approach Seventh Edition In SI Units*. New York: McGraw-Hill.
- Davies, S., Boxall, J., Dieker, L., Sum, A., Koh, C., Sloan, E., et al. (2010). Predicting hydrate plug formation in oil-dominated flowlines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 72, 302-309.
- Demircan, Z. (2014). 4646 Sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanununda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun Tasarısı Taslağı İle Öngörülen Düzenlemeler. Türkiye Uluslararası Yeraltı Doğal Gaz Depolama Konferansında sunuldu, Ankara.
- Dranchuk, P., and Abou Kassem, J. (1975). Calculations of Z-Factor For Natural Gases Using Equations Of State. *Petroleum Society of Canada*, 14.
- Dülger, M. (2014). Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi. Türkiye Uluslararası Yeraltı Doğal Gaz Depolama Konferansında sunuldu, Ankara.
- Elgibaly, A., and Elkamel, A. (1998). A new correlation for predicting hydrate formation conditions for various gas mixtures and inhibitors. *Fluid Phase Equilibria*, 152, 23-42.
- Englezos, P. (1993). Clathrate Hydrates. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 32, 1251-1274.
- EPDK. (2014). EPDK Sektör Raporu. *Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu*, Ankara.
- Evans, D. (2008). An Appraisal of Underground Gas Storage Technologies and Incidents, For The Development of Risk Assessment Methodology (RR605). *British Geological Survey for The Health and Safety Executive*, Nottingham.
- Eydeland, A., and Wolyniec, K. (2003). *Energy and Power Risk Management New Developments In Modeling, Pricing and Hedging*. New Jersey: John Wiley and Sons.

- Gaertner, R. (2011). Basic Drilling Aspects for Creating Salt Caverns. *Solution Mining Research Institute*, Galveston, Texas.
- Ganji, H., Manteghian, M., Sadaghiani Zadeh, K., Omidkhah, M., and Rahimi Mofrad, H. (2007). Effect of different surfactants on methane hydrate formation rate, stability and storage capacity. *Fuel*, 86, 434-441.
- Giavarini, C., and Hester, K. (2011). *Gas Hydrates: Immense Energy Potential and Environmental Challenges*. London: Springer.
- Gürüz, K. (1986). *Kimya Mühendisliği Termodinamiği*. Ankara: Ankara Üniversitesi.
- Hammerschmidt, E. (1934). Formation of gas hydrates in natural gas transmission lines. *Industrial and Engineering Chemistry*, 26, 851-855.
- Hasselkus, F., and Reitze, A. (2012). Sonar Surveying Of Caverns And 3D Modelling Of Entire Cavern Fields. *Geology, Geophysics and Environment*, 38, 251-262.
- İncedalcı, S. (2014). Doğal Gaz Depolanması. Türkiye Uluslararası Yeraltı Doğal Gaz Depolama Konferansında sunuldu, Ankara.
- Internet: API Energy. Underground Natural Gas Storage. . 2016-07-24. URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.energyinfrastructure.org%2Fenergy-101%2Fnatural-gas-storage&date=2016-07-24>, Son Erişim Tarihi 24.07.2014
- Internet: Tam International. Workover. 2016-07-24. URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.tamintl.com%2Fapplications%2Fwell-intervention%2Fworkovers%2Facid-chemical-treatments.html&date=2016-07-24>, Son Erişim Tarihi 24.07.2014
- Internet: Natural Gas. . 2016-07-24. URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fnaturalgas.org%2Foverview%2Fhistory%2F&date=2016-07-24>, Son Erişim Tarihi 24.07.2014
- Internet: San Joaquin Geological Society. 3D Seismic. . 2016-07-24. URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.sjvgeology.org%2Foil%2Fexploration.html&date=2016-07-24>, Son Erişim Tarihi 24.07.2014
- Internet: Sunu, Mustafa. Petrol ve Doğal Gazın Yer Altında Depolanması. . 2016-07-24. URL: <http://www.webcitation.org/query?url=http%3A%2F%2Fwww.imo.org.tr%2Fresimler%2Fekutuphane%2Fpdf%2F11650.pdf&date=2016-07-24>, Son Erişim Tarihi 24.07.2014
- Internet: Eurosalt. Development of Salt Deposits. . 2016-07-26. URL: <http://www.webcitation.org/query?url=https%3A%2F%2Fwww.eurosalt.nl%2Foverzout.html&date=2016-07-26>, Son Erişim Tarihi 26.07.2016
- IOGCC. (1998). Natural Gas Storage in Salt Caverns. *Interstate Oil and Gas Compact Commission*, Oklahoma.

- Smith J.M., Van Ness H. V. and Abbott M.M. (2005). *Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics*. Singapore: Mc Graw Hill Higher Education.
- Jordan, F. (2014). Tarsus Underground Gas Storage Project. Türkiye Uluslararası Yeraltı Doğal Gaz Depolama Konferansında sunuldu, Ankara.
- Karaaslan, U., and Parlaktuna, M. (2002). Promotion Effect of Polymers and Surfactants on Hydrate Formation Rate. *Energy and Fuels*, 16 (2002), 1413-1416.
- Kareem, L., Iwalewa, T., and Al-Marhoun, M. (2015). New Explicit Correlation For The Compressibility Factor Of Natural Gas: Linearized Z-Factor Isotherms. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 1-12.
- Katz, D., Cornell, D., Kobayashi, R., Poettmann, F., Vary, J., Elenbaas, J., et al. (1959). *Handbook of Natural Gas Engineering*. New York-Toronto-London: McGraw Hill Book Company.
- Klimkowski, L. (2008). Deliverability of Gas In Salt Cavern Storage. *Diploma Thesis*. Norwegian University of Science and Technology, Trondheim.
- Kobayashi, T., and Mori, Y. (2007). Thermodynamic simulations of hydrate formation from gas mixtures in batch operations. *Energy*, 48, 242-250.
- Kobayashi, R., Song, K., and Sloan, E. (1987). *Phase Behaviour of Water/Hydrocarbon Systems*. In *Petroleum Engineering Handbook*. Texas: Society Of Petroleum Engineers.
- Kumar, N. (2004). Compressibility Factors For Natural And Sour Reservoir Gases By Correlations and Cubic Equations of State. *Master Thesis*. Texas Tech University, Texas.
- Kuntsman, A., Poborska-Mlynarska, K., and Urbanczyk, K. (2007). *Solution Mining In Salt Deposits-Outline Of Recent Development Trends*. Krakow: AGH University Of Science and Technology Press.
- Lux, K., Wermeling, J., and Bannach, A. (2004). Determination of allowable operating pressures for a gas storage cavern located close to a tectonic fault. *Solution Mining Research Institute*, Berlin.
- Ma, C., Chen, G., Wang, F., Sun, C., and Guo, M. (2001). Hydrate Formation of (CH₄+C₂H₄) and (CH₄+C₃H₆) Gas Mixtures. *Fluid Phase Equilibria*, 19, 41-47.
- Makogon, Y. (1997). *Hydrates of Hydrocarbons*. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books.
- Menon, E. (2005). *Gas Pipeline Hydraulics*. Boca Raton: Taylor and Francis Group.
- Mohamed, M., Reza, A., Shahriar, O., Rezvan, M., and Zeinab, Z. (2015). Prediction of Gas Compressibility Factor Using Intelligent Models. *Natural Gas Industry*, B2 (2015), 283-294.
- Motiee, M. (1991). Estimate possibility of hydrate. *Hydrocarbon Processing*, 70.

- MTA. (1976). Türkiye Tuz Envanteri No: 164. Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, Ankara.
- Nasrifar, K., and Bolland, O. (2006). Prediction of Thermodynamic Properties Of Natural Gas Mixtures Using 10 Equations of State Including A New Cubic Two-Constant Equation Of State. *Journal of Petroleum Science And Engineering*, 51 (2006), 253-266.
- Ng, H., Petrunia, J., and Robinson , D. (1977). Experimental Measurement And Prediction Of Hydrate Forming Conditions In Nitrogen Propane Water. *Fluid Phase Equilibria*, 1, 283-291.
- Özarslan, A., Geniş, M., and Bilir, M. (2007). Doğal Gaz Depolama Amaçlı Yeraltı Tuz Çözelti Açıklıklarında Farklı İşletme Koşulları Altında Duraylılığının İncelenmesi. Proje No: 104M132. *Tübitak*, Ankara.
- Pamir, N. (2015). Küresel Gelişmeler Karşısında Türkiye'nin Enerji Güvenliği. IPETGAS 2015 Konferansında sunuldu, Ankara.
- Pamir, N. (2016). *Enerjinin İktidarı*. İstanbul: Hayygrup Yayıncılık.
- Podzemgazprom , Pipeline Engineering GmbH (PLE), and ENVY. (2003, 01 14). Çevresel Etki Değerlendirme Raporu, *BOTAŞ*, ANKARA.
- Russo , A. (1981). A Solution Mining Code for Studying Axisymmetric Salt Cavern Formation. *Proceedings of Sixth Salt Symposium*, 2.
- Rzayva, G. (2014). Natural Gas In The Turkish Domestic Energy Market : Policies and Challenges (OIES PAPAER: NG 82). *The Oxford Institute For Energy Studies*, Oxford.
- Sanjari , E., and Lay, E. (2012). An Accurate Empirical Correlation For Predicting Natural Gas Compressiblity Factors. *Journal Of Natural Gas Chemistry*, 21 (2012), 184-188.
- Saygun, İ. (2008). Computer Modelling Of The Initial Cavern For Beypazarı Trona Ore On The Basis Of Leaching Rates, Insoluble Contents and Thickness Of Trona Layer. *Master Thesis*. Middle East Technical University, Ankara.
- Soave, G. (1972). Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State. *Chemical Engineering Science*, 27, 1197-1203.
- Staudtmeister, K. (2003). Application of Numerical Methods In Rock Mechanics For Cavern Design. *Solution Mining Research Institute*, Texas.
- Tavasoli , H., Feyzi, F., Dehghani, M., and Alavi, F. (2011). Prediction of gas hydrate formation condition in the presence of thermodynamic inhibitors with Elliott-Suresh-Donohue equation of state. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 77, 93-103.
- Tek, M. (1993). Temperature and Pressure Effects In Salt Cavities During Peak Shaving Withdrawals. *Solution Mining Research Institute*, New York.

- TMMOB Makina Mühendisleri Odası. (2014). Türkiye'nin Enerji Görünümü MMO/616, *Makina Mühendisleri Odası*, Ankara.
- Towler, B., and Mokhatab, S. (2005). Quickly estimate hydrate formation conditions in natural gases. *Hydrocarbon Processing*, 84, 61-62.
- TPAO. (2014). Ham Petrol ve Doğal Gaz Sektör Raporu, *Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı*, ANKARA
- Vattanasak, H. (2006). Salt Reserve Estimation for Solution Mining In The Khorat Basin. *Master Thesis*. Suranaree University and Technology, Thailand.
- Wang, T., Yang, C., Yan, X., and Daemon, J. (2015). Allowable Pillar Width for Bedded Rock Salt Caverns Gas Storage. *Journal Of Petroleum Science and Engineering*, 127 (2015), 433-444.
- Zapf, D., Staudtmeister, K., and Lauger, B. (2012). Basic Requirements In Geomechanics for Cavern Construction. *Solution Mining Research Institute*, Bremen.
- Zhong, Y., and Rogers, R. (2004). Surfactant effect on gas hydrate formation. *Chemical Engineering Science*, 55, 4175-4187.

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : ŞENER, Gökalg Mücahit
 Uyruğu : T.C.
 Doğum tarihi ve yeri : 10.06.1983, Ankara
 Medeni hali : Evli
 Telefon : 0 (530) 879 97 98
 e-mail : gokalpsener@gmail.com



Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet Tarihi
Yüksek lisans	Gazi Üniversitesi /Enerji sistemleriMühendisliği	Devam Ediyor
Lisans	ODTÜ /Maden Mühendisliği	2006
Lise	75.Karabük Anadolu Lisesi	2001

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
2015-Halen	BOTAŞ Genel Müdürlüğü	Başmühendis
2008-2015	BOTAŞ Genel Müdürlüğü	Mühendis

Yabancı Dil

İngilizce

Yayınlar

-

Hobiler

Yüzme, Basketbol, Satranç



GAZİ GELECEKTİR..