



**T.C.
AKSARAY ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

MADEN MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**TUZ GÖLÜ HAVZASINDA DOĞAL GAZ DEPOLAMA AMAÇLI
YERALTI AÇIKLIKLARININ OLUŞTURULMASINDA KAYAÇ
ÖZELLİKLERİNİN ÇÖZÜNME HIZINA ETKİSİNİN
İNCELENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

İlker BEKTAŞOĞLU

DANIŞMAN

Doç. Dr. Fatih BAYRAM

AKSARAY, 2016

ONAY BELGESİ

Savunma Tarihi: 1 Haziran 2016

ÖNSÖZ

Enerji güvenliği ülke güvenliği ile eşdeğerdir. Enerji tedarikçisi kaynak ülkelerdeki ve geçiş ülkelerindeki krizler arz güvenliğini tehlikeye sokmaktadır. Önemli bir enerji kaynağı olan doğal gazın dünyada birincil enerji tüketimindeki yeri giderek artmaktadır. Tüketimdeki artışla doğru orantılı olarak gaz arzının kesintisiz sağlanması doğal gaz depolama konusunun önemini artırmaktadır. Doğal gaz depolama tesisleri ile mevsimsel ve günlük gaz çekişlerinin dengelenmesi, ani gaz çekişlerinin karşılanması ve gaz arzının kesintisiz sağlanması hedeflenmektedir.

Bu amaç doğrultusunda, Tuz Gölü havzasında doğal gaz depolama amaçlı yeraltı açıklıkları oluşturulmaktadır. Oluşturulan bu açıklıklar yüksek çekim kapasiteleri nedeniyle özellikle mevsimsel ve anlık gaz taleplerinin karşılanması için uygundur. BOTAŞ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.'nin yürütmüş olduğu ve Tuz Gölü havzasında yapımı devam eden yeraltı doğal gaz depolarının oluşturulacağı tuz yapısına ait fiziksel ve mekanik özellikler ile tuzun eritilmesi işlemi boyunca elde edilen verilerin birlikte değerlendirilip, elde edilen sonuçların sonraki eritme fazlarında ve oluşturulacak olan yeni açıklıklarda etkin bir şekilde kullanılması eritme işleminin verimliliği açısından önem arz etmektedir.

Bu çalışma, BOTAŞ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.'nin Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi verileri kullanılarak gerçekleştirilmiştir.

DOĞRULUK BEYANI

Yüksek lisans tezi olarak sunduğum bu çalışmayı, bilimsel etik, ahlak ve geleneklere aykırı düşecek bir yol ve yardıma başvurmaksızın yazdığımı, yararlandığım eserlerin kaynakçada gösterilenlerden oluştuğunu ve bu eserleri her kullanışmada alıntı yaparak yararlandığımı belirtir; bunu şerefimle doğrularım.

Enstitü tarafından belli bir zamana bağlı olmaksızın, tezimle ilgili yaptığım bu beyana aykırı bir durumun saptanması durumunda, ortaya çıkacak tüm ahlaki ve hukuki sonuçlara katlanacağımı bildiririm.

İlker BEKTAŞOĞLU

TEŞEKKÜR

Aksaray Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Maden Mühendisliği Anabilim Dalı'nda yapmış olduğum Yüksek Lisans çalışmamda, bilgi ve tecrübeleriyle beni yönlendiren, çalışmalarımın sağlıklı yürütmesine yardımcı olan değerli danışman hocam Sayın Doç. Dr. Fatih BAYRAM'a teşekkür ederim.

Çalışmalarında vermiş olduğu destekten dolayı şu anda görev yapmakta olduğum BOTAŞ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.'ye, tezin son hale gelmesinde eleştirileriyle katkıda bulunan değerli hocalarım Sayın Doç. Dr. Nazmi Erhan YAŞITLI ve Sayın Doç. Dr. İrfan Celal ENGİN'e teşekkürlerimi sunarım.

Hayatım boyunca maddi ve manevi desteklerini esirgemeyen sevgili babam Erdoğan BEKTAŞOĞLU'na ve sevgili annem Melek BEKTAŞOĞLU'na ve kıymetli hayat arkadaşım sevgili eşim Burcu BEKTAŞOĞLU'na ve sevgili oğlum Tunahan BEKTAŞOĞLU'na sonsuz teşekkürlerimi borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖNSÖZ	i
DOĞRULUK BEYANI	ii
TEŞEKKÜR	iii
İÇİNDEKİLER	iv
ÖZET	vi
ABSTRACT	vii
ŞEKİLLER DİZİNİ	viii
ÇİZELGELER DİZİNİ	x
SİMGELER DİZİNİ	xi
KISALTMALAR DİZİNİ	xiii
1.GİRİŞ	1
1.1. Yeraltı Depolama ile İlgili Önceki Çalışmalar.....	4
2. DÜNYADA VE TÜRKİYE’DE DOĞAL GAZ DEPOLAMA	10
2.1. Dünyada Doğal Gaz Depolama.....	10
2.2. Türkiye’de Doğal Gaz Depolama	13
2.2.1. Kuzey Marmara ve Değirmenköy Tesisleri	13
2.2.2. Marmara Ereğlisi (LNG) Tesisleri	14
2.2.3. Egegaz (LNG)	15
2.2.4. Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi.....	16
2.3. Yeraltı Depolama Ortamları.....	16
2.3.1. Sert kaya yeraltı açıklıkları	17
2.3.2. Akiferler	18
2.3.3. Terk edilmiş maden ocakları	18
2.3.4. Tüketilmiş petrol ve gaz rezervuarları	18
2.3.5. Yeraltı tuz açıklıkları	18
2.3.5.1. Tuz yataklarının oluşumu.....	20
3. TUZ GÖLÜ DOĞAL GAZ YERALTı DEPOLAMA PROJESİNİN	
TANITIMI	26

3.1. Proje Sahası Hakkında Bilgiler	28
3.2. Proje Hakkında Genel Bilgiler	30
3.3. Proje Sahası Genel Jeolojisi	31
3.4. Mevcut Çevresel Durumun Değerlendirilmesi	34
4. TUZ GÖLÜ DOĞAL GAZ YERALTI DEPOLAMA PROJESİ	
KAPSAMINDA YÜRÜTÜLEN ÇALIŞMALAR	35
4.1. Su Temin Hattı	35
4.2. Tuzlu Su Deşarj Hattı	38
4.3. Doğal Gaz Bağlantı Hattı	39
4.4. Yüzey Tesisleri	39
4.5. İşletme ve Bakım	41
4.6. Tuz Eritme Yöntemi ve İlgili Çalışmalar	42
4.6.1. Doğrudan eritme yöntemi	44
4.6.2. Dolaylı eritme yöntemi	45
4.6.3. Tuzlu su ve çözünme hızı özellikleri	47
4.6.4. Açıklık konumlarının tespiti	49
4.6.5. Sondaj muhafaza borularının çimentolanması, tatlı-tuzlu su borularının görevleri	53
4.6.6. Sondaj sırasında yapılan kaya tuzu kütlesi testleri	55
4.6.7. Jeomekanik özelliklere göre açıklık boyutlarının saptanması	59
4.6.8. Eritme işleminin hidrolik özellikleri	61
4.6.9. Açıklık eritme işleminin bilgisayar ile izlenmesi ve sonar tarama ile kontrolü	62
5. TEZ KAPSAMINDA GERÇEKLEŞTİRİLEN GENEL ÇALIŞMALAR	68
5.1. Tuz Domunun Bazı Fiziksel ve Mekanik Özellikleri	69
5.1.1. Birim hacim ağırlık	71
5.1.2. Tek eksenli basma ve çekme dayanımı	72
5.1.3. Poisson oranı ve kohezyon	72
5.1.4. Deneysel yatay ve düşey çözünme hızı	73
5.2. Eritme İşlemlerinde Gerçekleşen Çözünme Hızı Tayini	76
5.3. Çözünme Hızı Tahminine Yönelik İstatistiksel Çalışmalar	77
6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER	87
KAYNAKLAR	89
ÖZGEÇMİŞ	94

ÖZET

TUZ GÖLÜ HAVZASINDA DOĞAL GAZ DEPOLAMA AMAÇLI YERALTI AÇIKLIKLARININ OLUŞTURULMASINDA KAYAÇ ÖZELLİKLERİNİN ÇÖZÜNME HIZINA ETKİSİNİN İNCELENMESİ

Dünyada enerji talebini karşılamak için mevcut enerji kaynaklarının verimli bir şekilde kullanılması gerekmektedir. Enerji talebindeki ani artışları veya enerji arzındaki ani azalışları dengelemek adına kaynakların depolanması önem arz etmektedir. Ülkemizde yoğun şekilde kullandığımız ve büyük ölçüde dışa bağımlı olduğumuz doğal gazın depolanması amacıyla çeşitli çalışmalar yürütülmektedir.

Bu çalışmada, ilk olarak Tuz Gölü Havzasında yapımı devam eden yeraltı doğal gaz depoları için açılan sondaj kuyularından alınan tuz karotlarına ait bazı fiziksel ve mekanik özelliklerin çözünme hızları ile ilişkileri değerlendirilmiştir. Bu değerlendirmelerde, en iyi alt kümeler regresyonu ile çoklu regresyon kullanılmıştır. Daha sonra istatistiksel çalışmalarla, çözünme hızı ile kayacın tek eksenli basma ve çekme dayanımları, poisson oranı, malzeme kohezyonu ve deneysel düşey çözünme hızı arasındaki ilişkiler incelenmiştir. Çalışmanın sonunda çözünme hızının bu parametrelerle tahmin edilebileceği bir regresyon denklemi oluşturulmuştur. Oluşturulan bu denklemin istatistiksel anlamda geçerli ve anlamlı olduğu yapılan çalışmalarda tespit edilmiştir. Bu denklem kullanılarak, tuz domları içerisinde aynı şartlarda açılacak depolarda oluşacak çözünme hızları kayaç özelliklerinden yüksek güvenilirlikte tahmin edilebilecektir. Tuz domları içerisinde açılacak yeraltı depolarının tasarımında da bu tahmin edilen çözünme hızları kullanılabilir.

Anahtar kelimeler: Tuz domu, Yeraltı doğal gaz deposu, Çözünme hızı, Kayaç özellikleri, En iyi alt kümeler regresyonu, Çoklu regresyon

ABSTRACT

INVESTIGATION OF EFFECT OF ROCK SALT PROPERTIES ON DISSOLUTION RATE IN UNDERGROUND SALT CAVERNS FOR NATURAL GAS STORAGE IN TUZ GÖLÜ BASIN

Current energy resources must be used efficiently to meet the energy demand in the world. Storage of energy resources is important for balancing the peak increase in energy demand or peak decrease in energy supply. Several projects are being carried out in our country to store the natural gas which is commonly imported from supplier countries.

In this study, firstly correlations between physical and mechanical properties of core samples taken from boreholes of underground gas storage project in Tuz Gölü Basin and dissolution rates were evaluated together. Best subsets regression and multiple regression were used for evaluation. Afterwards, correlations between uniaxial compressive strength, tensile strength, poisson ratio, cohesion and experimental vertical dissolution rate and dissolution rate were investigated. At the end of the study, a regression equation was constituted to predict dissolution rate with these parameters. It was determined that constituted equation was statistically valid and significant. Dissolution rates occurring during construction of the underground gas storage caverns in salt domes would be predicted with high accuracy via this equation. Predicted dissolution rates would be applicable for design of gas storage caverns in salt dome.

Keywords: Salt dome, Underground gas storage cavern, Dissolution rate, Rock properties, Best subsets regression, Multiple regression

ŞEKİLLER DİZİNİ

Sayfa

Şekil 1.1: Doğal gaz arz-talep dengesi	1
Şekil 2.1: Dünyada doğalgaz depolamaya genel bakış.....	12
Şekil 2.2: Kuzey Marmara Değirmenköy doğal gaz depolama tesisleri	14
Şekil 2.3: Marmara Ereğlisi (LNG) depolama tesisleri	15
Şekil 2.4: Egegaz (LNG) depolama tesisleri	15
Şekil 2.5: Yeraltı depolama yöntemleri	17
Şekil 2.6: Yeraltı tuz açıklıklarında doğal gaz depolama tesisi.....	19
Şekil 3.1: Doğal gaz arz kaynakları ve güzergahları	27
Şekil 3.2: Proje alanı yer bulduru haritası	29
Şekil 3.3: Bölgenin deprem haritası	30
Şekil 3.4: Proje sahasına ait stratigrafik dikme kesit	33
Şekil 4.1: Proje akım şeması	35
Şekil 4.2: Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi genel yerleşim planı	36
Şekil 4.3: Su temin hattı pompa istasyonları	37
Şekil 4.4: Su temin hattı	37
Şekil 4.5: Su alma yapısı (Hirfanlı Barajı)	37
Şekil 4.6: Tuzlu su çökeltme havuzları	38
Şekil 4.7: Tuzlu su deşarj hattı	38
Şekil 4.8: Yüzey tesisleri eritme pompaları	39
Şekil 4.9: Yüzey tesisleri	40
Şekil 4.10: Gaz enjeksiyon döngüsü	41
Şekil 4.11: Gaz geri üretim döngüsü	42
Şekil 4.12: Tuz eritme izlenen yol	42
Şekil 4.13: Tuz eritme işleminde kullanılan tipik kuyu başı	43
Şekil 4.14: Kuyu profili	44
Şekil 4.15: Doğrudan eritme yöntemi	45
Şekil 4.16: Dolaylı eritme yöntemi.....	46
Şekil 4.17: Dolaylı eritmede açıklık içindeki durum	47

Şekil 4.18: Açıklık konumları	52
Şekil 4.19: Açıklıkların yeraltı kesit görünümü	52
Şekil 4.20: Sondaj kulesi	53
Şekil 4.21: Doğal gaz depolayan açıklık için tipik çözelti madenciliği boru yapıları	54
Şekil 4.22: Parker ve çatlatma test ünitesi	56
Şekil 4.23: Çatlatma test ekipmanı	57
Şekil 4.24: Nitrojen kaçağı testi	58
Şekil 4.25: Laboratuvarda yapılan kimyasal analizlerden görüntüler	63
Şekil 4.26: Sonar tarama	64
Şekil 4.27: Açıklık geometrisinin sonar tarama ile kontrolü	64
Şekil 4.28: Bir açıklığın echo-log görünümü	65
Şekil 4.29: Bir açıklığa ait yatay kesit izdüşümü	65
Şekil 4.30: Çözelti simülasyonu programının bir görüntüsü	66
Şekil 5.1: Çalışmada izlenen yöntem	69
Şekil 5.2: Sondaj kuyularından alınan karot numuneleri	69
Şekil 5.3: Karot ve nitrojen seviyelerinin şematik görünümü	71
Şekil 5.4: Düşey çözünme hızı deneyi	74
Şekil 5.5: Ölçülen ve tahmini çözünme hızları arasındaki ilişki	85

ÇİZELGELER DİZİNİ

	<u>Sayfa</u>
Çizelge 2.1: Yeraltı depolama faaliyetlerinin kronolojik tarihçesi	10
Çizelge 2.2: Doğal gaz yer altı depolama kapasitesi-tüketim oranlarının ülkelere göre dağılımı	12
Çizelge 2.3: Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesine ait bilgiler.....	16
Çizelge 2.4: Depolama alanlarının çeşitli parametrelere göre karşılaştırılması	19
Çizelge 3.1: Doğal gaz depolama talebi	28
Çizelge 3.2: Projenin hedefleri	31
Çizelge 5.1: Nitrojen seviyelerine karşılık gelen karot numuneleri	70
Çizelge 5.2: Birim hacim ağırlık deney sonuçları	72
Çizelge 5.3: Tek eksenli basma ve çekme dayanımı deney sonuçları	72
Çizelge 5.4: Poisson oranı ve kohezyon değerleri.....	73
Çizelge 5.5: Deneysel yatay ve düşey çözünme hızları.....	76
Çizelge 5.6: Eritme işlemlerinde oluşan boşluk hacmi, harcanan süre ve çözünme hızları	76
Çizelge 5.7: İstatistiksel çalışmalarda kullanılan ortalama kayaç özellikleri	77
Çizelge 5.8: İstatistiksel çalışmalarda kullanılan ortalama deneysel yatay ve düşey çözünme hızları	78
Çizelge 5.9: Elde edilen parametrelerin temel istatistikleri.....	79
Çizelge 5.10: En iyi alt kümeler regresyonu sonuçları.....	82
Çizelge 5.11: 9 nolu çoklu regresyon modelinin istatistikleri	83
Çizelge 5.12: 11 nolu çoklu regresyon modelinin istatistikleri	84
Çizelge 5.13: Ölçülen ve tahmini çözünme hızları.....	85
Çizelge 5.14: Çözünme hızı tahmini için kurulan regresyon denkleminin varyans analizi.....	86

SİMGELER DİZİNİ

%	Yüzde
$\hat{\sigma}^2$	Tüm modelin tahmin edilen hata varyansı
ΔG	Çözünmeye bağlı ağırlık kaybı
$^{\circ}\text{C}$	Derece celsius
2S	Karot numuneleri tavan ve taban yüzey alanı
c	Kohezyon
Ca^{+2}	Kalsiyum iyonu
C_b	Yığın konsantrasyonu
Cl^-	Klor iyonu
cm	Santimetre
C_s	Çözünebilirlik konsantrasyonu
dk	Dakika
D_H	Deneyssel yatay çözünme hızı (cm^2/sn)
D_V	Deneyssel düşey çözünme hızı (cm^2/sn)
cm^2	Santimetrekare
g	Gram
G_0	Karot numuneleri ilk ağırlık
G_1	Karot numuneleri silikon kaplı ağırlık
G_2	Çözünme sonrası ağırlık
h	Saat
h_0	Karot numuneleri ilk yükseklik
h_1	Karot numuneleri son yükseklik
K^+	Potasyum iyonu
KCl	Potasyum klorür
kg	Kilogram
km	Kilometre
K_H	Deneyssel yatay çözünme hızı (m/h)
K_V	Deneyssel düşey çözünme hızı (m/h)

m³	Metreküp
MPa	Megapaskal
n	Veri sayısı
Na₂SO₄	Sodyum sülfat
NaCl	Sodyum klorür
P	Olasılık
pH	Hidrojen iyon derişimi (power of hydrogen)
R	Korelasyon katsayısı
r₀	Karot numuneleri ilk yarı çap
r₁	Karot numuneleri son yarı çap
R²	Belirtme katsayısı
RSS_p	Artık kareler toplamı
sn	Saniye
S₀	Karot numuneleri ilk yüzey alanı
S_{av}	Karot numuneleri ilk ve son yüzey alanı ortalaması
SO₄⁻²	Sülfat iyonu
t	Sıcaklık
Y_i	Gerçek değer
$\hat{Y}_{i(i)}$	n-1 gözlemle kurulan regresyon modelinden ihmal edilen gözlem parametreleri kullanılarak hesap edilen tahmini değer
$\hat{Y}_i$	Tahmini değer
ρ	Karot numunelerinden hesaplanan yoğunluk

KISALTMALAR DİZİNİ

AB	Avrupa Birliği
ABD	Amerika Birleşik Devletleri
ANOVA	Varyans Analizi
BOTAŞ	Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
ÇED	Çevresel Etki Değerlendirme
DBI-GUT	Gaz ve Çevre Teknolojileri Şirketi
DR	Çözünme Hızı
DSİ	Devlet Su İşleri
EIA	ABD Enerji Bilgi İdaresi
KBB	Yeraltı Açıklığı Teknolojileri Şirketi
KİAŞ	Kömür İşletmeleri A.Ş.
LNG	Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
LPG	Sıvılaştırılmış Petrol Gazı
METU	Orta Doğu Teknik Üniversitesi
MSE	Ortalama Karesel Hata
PR	Poisson Oranı
PRESS	Tahmini Kareler Toplamı
SMRI	Çözelti Madenciliği Araştırma Enstitüsü
SOCON	Sonar Kontrol Açıklık Ölçümü Şirketi
SONAR	Ses Navigasyonu ve Araştırma Keşfi
SPR	ABD Stratejik Petrol Rezervuar Dairesi
SSTO	Toplam Kareler Toplamı
TPAO	Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TS	Çekme Dayanımı
TUGS	Türkiye Uluslararası Yeraltı Doğal Gaz Depolama Konferansı
UCS	Tek Eksenli Basma Dayanımı
USGS	ABD Jeolojik Araştırmaları Kurumu
UVW	Birim Hacim Ağırlık
VIF	Varyans Şişme Faktörü

1. GİRİŞ

Günümüzde nüfus artışının meydana getirdiği enerji talebi ve buna bağlı olarak doğal gaz kullanımının artması sonucunda, doğal gazın yeraltında depolanması ve kullanımı Türkiye için büyük önem arz etmektedir. Artan bu talep doğrultusunda, doğal gazın yeraltında depolanmasına yönelik birçok proje geliştirilmektedir. Bu projeler vasıtasıyla, konut sektöründeki doğal gaz talebinin artmasına bağlı olarak gelecekte meydana gelecek mevsimsel dalgalanmaların önlenmesi hedeflenmektedir. Doğal gazın yeraltı ortamlarına depolanmasında temel amaç da budur. Doğal gaz, talebin düşük olduğu dönemlerde oluşturulan depolarda saklanarak (enjeksiyon) ihtiyacın yüksek olduğu dönemlerde depolardan kullanım hattına geri verilmektedir (geri üretim) (Şekil 1.1). Bunun yanı sıra;

- Gaz arzındaki teknik bir sorundan kaynaklanan aksamalara karşı stratejik rezerve sahip olmak,
- Kış döneminde görülen kısa süreli aşırı talepleri karşılamak,
- Yaz döneminde elektrik üretiminde oluşan aşırı talepleri karşılamak,
- Sözleşme yükümlülüklerindeki dengeyi sağlamak (al ya da öde sistemine ilişkin cezai hükümlerden kurtulabilmek),
- Boru hattı sistemlerindeki akışı dengelemek,
- Fiyat dalgalanmalarını azaltmak, gibi ikincil amaçlar için de doğal gaz depolanmaktadır.



Şekil 1.1: Doğal gaz arz-talep dengesi (İncedalcı, 2014).

Günümüzde depolanmakta olan maddelerin fazlarına göre sınıflandırması aşağıda verilmiştir (Bastacıoğlu, 2010):

Sıvı maddeler:

- Ham petrol
- Sıvı hidrokarbonlar (benzin, fuel oil, mazot)
- Sıvılaştırılmış gaz fazındaki hidrokarbonlar [sıvı doğal gaz (LNG), sıvı petrol gazı (LPG), etan, propan, bütan, etilen, propilen vs.]
- Etilen diklorit
- Özel tuzlu sular

Gaz fazındaki maddeler:

- Doğal gaz
- Klor
- Sıkıştırılmış hava
- Azot
- Karbondioksit

Sıvı fazdaki maddeler veya sıvılaştırılmış maddeler tuzlu su kullanılarak depo edilebilmektedirler. Tuzlu su, daha yoğun olmasından dolayı yeraltı açıklığının alt kısmında, sıvı madde ise açıklığın üst kısmında yer almaktadır. Yüksek basınçlı pompa ile depo edilecek olan sıvı, açıklığın tavan bölgesine enjekte edilmektedir. Aynı basınçla tuzlu su, kuyu başlığı aracılığı ile yeryüzüne çekilmektedir. Doldurma operasyonunun tersi şeklinde tuzlu suyun açıklık tabanına tekrar enjekte edilmesi ile de depo edilen sıvı geri çekilebilmektedir. Gaz fazındaki maddelerin depolanmasında da yine aynı prensiple gaz ve tuzlu su açıklık içerisinde yer değiştirmektedir (Bastacıoğlu, 2010).

Tekrar kullanılabilir maddelerin depolama teknolojisi standartlarında önemli olan hususlar şunlardır (Kuntsman vd., 2007):

- Yeraltı açıklığının duraylılığı ve depolanan maddenin emniyeti
- Uzun dönem depolama periyodunda depolanan maddenin kalitesini koruması
- Boş açıklığa hızlı dolum yapılabilmesi
- Kullanıcı tarafından talep edilen miktarda yeraltı açıklığından geri çekilim yapılabilmesi

Tuz yatakları, gerek kullanılabilir endüstriyel hammaddelerin ve stratejik önem taşıyan enerji hammaddelerinin, gerekse tehlikeli atıkların depolanması için en uygun yapıya sahiptir. Bu uygunluğun başlıca nedenleri aşağıda sıralanmıştır (Kuntsman vd., 2007):

- Tuz yatakları yeryüzü genelinde yaygın ve sık bir yapıya sahiptir.
- Tuz yatakları geçirimsizdir ve yatak içerisinde su geçişleri bulunmamaktadır.
- Kaya tuzu, jeomekanik özellikleri açısından elasto-plastik özelliğe sahiptir.
- Kaya tuzu, depolanan maddelerin büyük bir çoğunluğu ile reaksiyona girmez.
- Tuz yatakları, ihtiyaç duyulan depolama hacimlerinin oluşturulabilmesi için yeterli kalınlığa sahiptirler.
- Depolama işlemleri daha düşük maliyetle yapılabilmektedir.

Doğal gazın yeraltı tuz açıklıklarında depolanmasının sağladığı avantajlar ise şunlardır:

- Açıklığın hacmi ve bu sayede açıklıkta depolanabilecek gazın hacmi önceden belirlenerek tasarımda iç basınç aracı olarak kullanılabilir.
- Yükselen doğal gaz ihtiyacını karşılamak amacıyla açıklığın kapasitesi kademeli olarak artırılabilir.
- İşletme basıncı ve depolanan doğal gaz asıl olarak tuz rezervuarının derinliğine bağlı olup, ihtiyaç duyulduğunda değiştirilebilir.
- İşletilen gaz hacminin, depolanan hacmin % 80'ine veya daha fazlasına kadar ulaşması mümkündür.
- Yüksek çekim hızları ile yeraltı tuz açıklıkları sadece mevsimsel değişiklikleri dengelemek amacıyla değil, aynı zamanda kısa dönemli pik çıkışları da karşılamaya yönelik kullanılabilir.

Tuz yataklarında depolama konusunda ilk patent, ham petrol ve sıvı hidrokarbon depolanması için 1916 yılında Almanya'da alınmıştır. Ardından Kanada'da, 1950 yılında Amerika Birleşik Devletleri'nde ve İngiltere'de gerçekleştirilmiştir. Günümüzde ham petrol, petrol ürünleri, sıvı hidrokarbon ve doğal gaz depolanması ABD, Almanya, Fransa, İngiltere, Danimarka, Kanada, Polonya, Rusya, Irak ve Çin'de uygulanmaktadır. 1990'lı yılların sonunda ABD'de 1120 adet depolama açıklığı kullanılmaya başlandığı belirtilebilir (Bastacıoğlu, 2010).

Görüldüğü üzere, yeraltı depolama ortamları olarak tuz yatakları dünyada önemli bir yer tutmaktadır. Dünyada önemli bir tuz yatağı olan Tuz Gölü Havzasının da çeşitli enerji hammaddelerinin, özellikle doğal gazın, depolanması konusunda kullanıma alınması ülkemiz açısından önemlidir.

1.1. Yeraltı Depolama ile İlgili Önceki Çalışmalar

Doğal gazın yeraltı tuz domlarında (diyapirik yapılar) depolanmasına yönelik çalışmalar incelendiğinde, genellikle kaya tuzunun zamana bağlı deformasyonu ve yeraltı tuz açıklıklarının jeomekanik açıdan duraylılığı üzerine yapılan çalışmalara rastlanılmaktadır.

Vouille ve Tassel, (1979) kaya tuzunda çözelti madenciliği ile oluşturulan açıklıkların duraylılığı üzerine çalışmışlardır. Kaya tuzunun ve tuzun üzerindeki katmanların mekanik özellikleri laboratuvar ortamında belirlenmiştir. Testler sonucunda kaya tuzunun elasto-plastik bir davranış gösterdiği bulunmuştur. Sonlu eleman metodu kullanılarak elasto-plastiklik üzerine bir matematiksel model geliştirilmiştir ve iki sondaj deliği arasında çözünmeden kalabilen tuz kütlesi için gerekli en düşük mesafe tespit edilmiştir.

Brouard vd., (1997) yeraltı açıklığı sıcaklığının kaya tuzu sünme davranışı üzerindeki etkisini araştırmışlardır. Kaya kütlesinin soğumasıyla açıklık içindeki teğetsel gerilmelerin azaldığı ve kaya tuzu sünme hızının yavaşladığı sonucuna ulaşmışlardır.

Brouard vd., (2001) kaya tuzu formasyonunun geçirgenliğini incelemişlerdir. Bu çalışma kapsamında, iki farklı sahada on iki kuyuda sızdırmazlık testi yapılmıştır. Testler boyunca basınç arttırılmış ve sıvı enjeksiyonu ile günlerce sabit tutulmuştur. Elde edilen sonuçlara göre, kayaç geçirgenliği açıklık basıncı jeostatik basınca yakın olduğunda kadar artmaktadır.

Charnavel ve Lubin, (2002) yeraltı tuz açıklığında çözünmeyen malzeme birikmesi üzerine çalışmışlardır. Bu çalışma kapsamında, yeraltı tuz açıklığı tabanında biriken çözünmeyen malzeme yanında, açıklık tabanının şeklinin depolama hacmine etkisi incelenmiştir. Bu amaçla V ve W taban şekliyle iki açıklık tasarlanmıştır. Sonuçta, W taban şekli, V taban şekline göre aynı şartlarda açılan yeraltı açıklığı için %10 daha az hacme neden olmaktadır.

Özkan ve Düzyol, (2004) kaya tuzu üzerinde bazı mühendislik tasarım parametreleri belirlemişlerdir. Çankırı kaya tuzunun bazı önemli mekanik özelliklerinden oluşan bir veri tabanı hazırlanmıştır. Kaya tuzuna ait yoğunluk, gözeneklilik, nokta yükleme indeksi dayanımı, suda dağılma dayanımı, Schmidt sertlik indeksi, darbe dayanımı, çekme dayanımı ve eğilme dayanımı belirlenmiştir. Gerçekleştirilen üç eksenli basma dayanımı deneylerinden kohezyon ve içsel sürtünme açısı değerleri belirlenmiştir. Doğrudan makaslama dayanımı deneylerinden doğrusal davranış için kohezyon (2.4835 MPa) ve içsel sürtünme açısı (60.76°) değerleri belirlenmiştir.

Riekenberg vd., (2004) üç boyutlu sayısal modelleri baz alarak Hontorf'daki yeraltı gaz depolama açıklıkları için en yüksek açıklık basınçları belirlemeye çalışmışlardır. Bu çalışma kapsamında, her bir açıklık için en yüksek izin verilen basınçlar hesaplanarak değerlendirilmiş ve üç boyutlu modellemeler yapılmıştır. Çalışma sonucunda, açıklığı çevreleyen kaya kütlelerinin sağlamlığı için en yüksek izin verilen basınçlar elde edilmiştir.

Özarıslan vd., (2007) doğal gaz depolama amaçlı yeraltı tuz çözelti açıklıklarını modelleyerek duraylılık çözümlemeleri yapmışlardır. Yapılan çözümlemelerden kaya tuzunun zamana bağlı viskoz malzeme davranışının göz önünde bulundurulmasıyla doğal gaz depolama amaçlı yeraltı tuz çözelti açıklıklarının duraylılığının değerlendirilebileceği sonucuna varmışlardır.

Küçükaytan (2007), masif kaya tuzunda depo tasarımı amaçlı kuramsal ve deneysel çalışmalar yapmıştır. Sultanhanı kaya tuzu sondaj karotlarından örnekler alınmıştır. XRF ile kimyasal analiz, yoğunluk, gözeneklilik, manyetik geçirgenlik, p-dalga hızı, elektrik özdirenç, DSC60 kalorimetre cihazı ile ısı sığası deneyleri yapılmıştır. Çalışma sonucunda, kaya tuzunun nem emmesinin ortam bağıl nemine bağlı olarak özgül yüzey alanının tersi ile hiperbolik bir ilişki içerisinde olduğu tespit edilmiştir. Kaya tuzunun nem içeriği %1'i aştığında, yüzeyinde erime başladığı gözlenmiştir. Isıl iletkenliği tayini yeni bir yaklaşımla yapılmıştır ve matematiksel model çıkarılmıştır. Kaya tuzunun ısı iletkenliği, artan sıcaklıkla hızla düşmektedir. Kaya tuzunun ısıl analizi yapılmış ve doğal gaz deposu duraylılığı için ısı etkisi ağırlıklı olmak üzere bir algoritma geliştirilmiştir.

Grzegorz (2008), tuz domundaki açıklıkların eritme işlemi sırasında kaya kütlelerinin yer değiştirmesini sonlu elemanlar yöntemi ile incelemiştir. Çalışma kapsamında,

zamana bağılı sünmenin sıcaklıkla birlikte arttığı belirlenmiş ve elastik akışkan olmayan tuz domları jeomekanik olarak modellenmiştir. Çalışmada yapılan modellemede, kaya kütlesi kapanım ve toprak göçme değerleri elde edilmiştir. Elde edilen sonuçlar ana kaya kütlesinin hareketlerini kontrol edebilmek için bazı kuralları ortaya koymuştur.

Arıkan ve Şenyur, (2008) Sultanhanı (Aksaray) Beldesi tuz örneklerinin sünme davranışlarının incelemiştir. Bu çalışma, Aksaray Sultanhanı Beldesi civarındaki yeraltı tuz domlarının içine yapılması planlanan doğal gaz deposu için bu bölgeden 1100 – 1200 m derinlikten alınan tuz karotları üzerinde yapılmıştır. Çalışmada kaya tuzunun uzun süreli (sünme) davranışının belirlenmesi için tek eksenli sünme deneyi yapabilen bir sünme deney düzeneği geliştirilmiş ve bu düzenek kullanılarak kaya tuzu örneklerinin sünme deneyleri yapılmıştır. Aksaray Sultanhanı Beldesi tuz domlarının içine yapılacak deponun kullanım ömrü boyunca duraylı kalabileceği tek eksenli limit dayanım değeri 4 MPa olarak bulunmuştur. Uygulanan sabit yük tuzun tek eksenli basma dayanımının % 36 ve % 48'i olacak şekilde yüklendiğinde tuzun gösterdiği anlık sünme birim deformasyon değerleri birbirlerine yakın değerler çıkmıştır.

Wang vd., (2010) kaya tuzundaki sünmeyi dikkate alınarak gaz depolanan tuz açıklığının tavanında dinamik göçük tahmini yapmışlardır. Çin'in Jiangsu Bölgesinde yer alan ve doğal gaz depolama amaçlı kullanılan yeraltı tuz açıklığının FLAC3D ile simülasyonu yapılmıştır. Dinamik göçük tuz deşarj oranı, gömülü derinlik, çap, yükseklik ve zaman ile doğru orantılı olarak artmakta, açıklıktaki gaz basıncı arttıkça azalmaktadır.

Huang ve Xiong, (2011) yataklanmış kaya tuzu yeraltı gaz depolama açıklıklarında gaz sızıntısının sayısal simülasyonunu gerçekleştirmişlerdir. Bu çalışmada, Jintan tuz madenindeki tuz açıklıklarında, uygulama periyodu süresince basınç dağılımının ve farklı operasyon basınçlarında yüzeylerdeki gaz sızıntı mesafesinin sayısal analizi yapılmıştır ve aşağıdaki sonuçlara ulaşılmıştır:

- Ara katman ve kaya tuzu arasında zarar gören bir bölüm olduğunda bu doğal gaz sızıntısına neden olacaktır ve bu durum açıklık sızdırmazlık performansını önemli ölçüde etkileyecektir. Kaya tuzu ve zarar görmeyen

kiltaşı ara katmanı arasında çok küçük gaz sızıntısının olabileceği bölüm, geçirimsiz zon olarak değerlendirilebilir.

- Farklı uygulama basınçlarındaki simülasyon sonuçları şunu göstermektedir ki, daha büyük uygulama basınçlarında doğal gaz özellikle ilk yıllarda daha hızlı yayılmaktadır; fakat ilerleyen zamanlarda daha istikrarlı olmaktadır.

Moghadam vd., (2013) kaya tuzu gaz depolama açıklıklarının sünme genleşme ve bozulma hareketlerini dikkate alarak zamana bağlı davranışlarının modellenmesi üzerine çalışmışlardır. Çalışma sonucunda, kısa dönem yenilme ile birlikte uzun dönem geçici ya da kalıcı sünme hareketinin modellenmesi gerçekleştirilmiştir. Yapılan modelleme, depolama açıklıklarının duraylılığı açısından daha ölçülü bir yaklaşım ortaya koymaktadır.

Xiangzhen vd., (2013) doğal gazın yeraltında depolanması için yeni bir tuz açıklığı şekli tasarımı üzerine çalışmışlardır. Bu çalışma kapsamında, doğalgaz depolama amaçlı kullanılan tuz açıklıklarının şekil ve boyutlarını tasarlamak için yeni bir model öngörülmüştür. Elde edilen sonuçlara göre, en yüksek gaz basıncı açıklığın daha aşağı kısmında şekil ve boyutunu belirlerken, en düşük gaz basıncı da açıklığın üst kısmında belirleyicidir. İçsel sürtünme açısı ve kaya tuzu kohezyonunun artması ile açıklığın duraylılığı da artmaktadır.

Jianqiang vd., (2013) normal işlem koşullarında yeraltı kaya tuzu açıklığının zamana bağlı sünme modeli çalışmışlardır. Doğrusal ve kuvvet fonksiyonu gibi farklı sünme parametrelerinde sünme hızının değişkenliği değerlendirilmiştir. Doğrusal sünme modelinin daha az parametreye sahip olduğu ve basit olduğu ortaya konulmuştur. Bununla birlikte, bu modelde sünme hızındaki değişkenlik nispeten daha az çıkmıştır.

Anıl ve Bastacıoğlu, (2013) tuz tabakalarında çözeltili madenciliğiyle oluşturulan açıklıklarda doğal gaz depolama imkanlarının araştırılması üzerine bir çalışma yapmışlardır. Çözeltili madenciliği yöntemi hakkında temel mühendislik çerçevesinde literatür bilgileri ve oluşan yeraltı açıklıklarının depolama konusunda uygunluğu ayrıntılı araştırılmıştır. Çözeltili madenciliği yöntemi, Soda Sanayi A.Ş. Arabali Tuz İşletmesi'nde uygulandığından, işletmeden alınan verilerle çalışma desteklenerek bölgedeki tuz yataklarının işletilmesine ve bu yöntemle yeraltında doğal gaz depolama imkanlarının sağlanması hususuna ışık tutulmuştur.

Wijermars (2013), kaya tuzu yataklarında çözelti madenciliği için göçük tahmini ve jeomekanik modelleme yapmıştır. Çalışma kapsamında, tuz domlarında ve tabakalı tuz yataklarında göçük tahmini yaparak jeomekanik modeller arasındaki farkları çalışmış ve modeller arasında belirgin bir fark olmadığı sonucuna ulaşmıştır.

Minkley vd., (2014) kaya tuzunun mekanik davranışı ile yeraltı açıklık duvarının sağlamlığı arasındaki ilişki üzerine çalışma yapmışlardır. Yapılan çalışma, açıklığı çevreleyen kaya tuzu duvarının tane derecesi ile geçirgenliği arasındaki ilişkiyi ortaya koymuştur.

Zapf (2014), tuz domu sınırında oluşturulan yeraltı gaz depolama açıklıklarının kaya mekaniği açısından boyutlandırılmasını çalışmıştır. Bu çalışmada, zamana bağlı ve termomekanik eşleştirmeler içeren bir model geliştirilmiştir. Açıklık etrafındaki gerilmeleri etkileyen parametreler çalışılmıştır.

Brentle vd., (2015) doğal gaz depolama amaçlı oluşturulan yeraltı tuz açıklıklarında çözelti madenciliği esnasında nitrojen ara yüzeyinin otomatik ve devamlı ölçümüne yönelik fiber optik bir ölçüm sistemi üzerinde çalışmışlardır. Bu sistem aynı anda birden fazla yeraltı açıklığında izleme yapılabilirdiğinden hem süre hem de maliyetlerin düşürülmesi açısından avantaj sağlamaktadır.

Passaris vd., (2015) İngiltere'deki Aldbrough yeraltı gaz depolama açıklıklarından elde edilen sonar araştırma verilerini kullanarak kaya tuzu sünme parametrelerinin doğruluğunu teyit etmeye çalışmışlardır. Yapılan araştırmalar, uzun dönemde açıklığın hacimsel olarak kapanmasını ve sünme davranışını etkileyen parametreleri anlamada yardımcı olmuştur.

Yukarıda verilen literatür incelemelerinden de görüldüğü gibi, şimdiye kadar yapılan çalışmalar genelde yeraltı tuz açıklıklarının duraylılığı ve kaya tuzunun bazı özelliklerinin belirlenmesi üzerinedir. Yapılan bu çalışmada ise, yeraltı doğal gaz depolama açıklıklarının oluşturulacağı tuz formasyonuna ait bazı fiziksel ve mekanik özellikler ile eritme işlemindeki tuz çözünme hızlarının ilişkilendirilmesi amaç edinilmiştir. Kayaç özelliklerinden, eritme işlemlerinde gerçekleşen çözünme hızları tespit edilmeye çalışılmıştır. Oluşturulan regresyon modeliyle aynı ve benzer formasyonlarda açılacak olan yeraltı açıklıkları için, önemli bir tasarım parametresi olan çözünme hızları kayaç özelliklerinden tahmin edilebilecektir. Bu sayede ekonomik ve teknik anlamda oldukça önemli sonuçlara ulaşılabilecektir. Açıklıkların

gelişimi için gerekli zamanın tahmini ve üretilen tuzlu suyun miktarının belirlenmesi ile gelecekteki tuzlu su üretimi için gereken alt yapı belirlenebilecektir. Bu bilgiler göz önünde bulundurularak toplam gider bilançosu ve yatırım için ön zaman çizelgesi tahmini yapılabilecektir.

Çalışma kapsamında, Bölüm 1’de araştırma içeriği ve amacının tanımlanması, araştırma konusuyla ilgili yapılan çalışmalar ve daha önce farklı araştırmacılar tarafından yapılmış çalışmaların kaynak taraması genel olarak belirtilmiştir. Bölüm 2’de dünyada ve Türkiye’de doğal gaz depolama ile ilgili bilgiler verilmiştir. Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi Bölüm 3’te tanıtılmıştır. Bu proje kapsamında depoların açılması için yapılan çalışmalar ise Bölüm 4’te anlatılmıştır. Tuz domuyla ilgili kayaç özellikleri, açılması devam eden depolarda tamamlanan eritme fazlarında oluşan çözünme hızları ve elde edilen bu verilerin istatistiksel analizleri ayrıntılı olarak Bölüm 5’te belirtilmiştir. Yapılan tüm bu çalışmalardan elde edilen sonuçlar ve ileriye yönelik öneriler Bölüm 6’da tartışılmıştır.

2. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ DEPOLAMA

2.1. Dünyada Doğal Gaz Depolama

Dünyada yeraltı depolama faaliyetleri 1900'lerin ilk yıllarında başlamıştır. Yeraltı depolama ile ilgili tarihçe kronolojik olarak Çizelge 2.1'de verilmiştir.

Çizelge 2.1: Yeraltı depolama faaliyetlerinin kronolojik tarihçesi (EIA, 2008).

Yıl	Depolama Faaliyeti
1909	A.B.D Jeoloji Arama (USGS) fazla doğal gazın yeraltında depolanmasını önermiştir.
1915	İlk başarılı yeraltı depolama Kanada' da gerçekleştirilmiştir.
1916	Amerika'da gaz ilk kez New York, Buffalo'nun güneyindeki Zoar sahasında depolanmıştır ve hala işletilmektedir.
1917	Deutsche Erdöl AG (DEA) ham petrolü eritme yoluyla elde ettiği tuz açıklıklarında depolamak için patent almıştır.
1940	İsveç'te petrol ilk kez bir maden galerisinde depolanmıştır.
1941	Petrol ve gaz rezervuarı kombinasyonunda depolama ilk kez West Virginia' da Hope Doğal Gaz Şirketi tarafından gerçekleştirilmiştir.
1942	LPG' nin yeraltında depolanmaya başlanması (Carter Petrol Şirketi, ABD).
1946	Kentucky'de ilk kez Muldraugh ve Doe Run akiferleri depolama için kullanılmıştır (Louisville Gaz ve Elektrik Şirketi).
1950	Propan ve bütan Batı Texas'ta, Keystonefield'da ilk kez eritme tekniğiyle açılmış tuz açıklığında depolanmıştır.
1952	Herscher Domu' nda ilk büyük çaplı akifer depolama gerçekleştirilmiştir (Natural Gas Storage Co., Illinois).
1953	Texas Fannet'te tuz açıklığında etilen depolanmıştır (Gulf Petrol Şirketi).
1954	Tüketilmiş petrol rezervuarında ilk başarılı gaz depolama (Lone Star Gaz Şirketi, Clay County, Texas)
1955	Dowell yeraltı açıklıkları ölçümleri için Sonar Caliper loglarını geliştirmiştir.

Çizelge 2.1 (devam): Yeraltı depolama faaliyetlerinin kronolojik tarihçesi (EIA, 2008)

1961	Michigan, St. Clair County’de ilk kez yeraltı tuz mağaralarının doğal gaz depolamada kullanılması (Southeastern Michigan Gaz Şirketi).
1969	Güney Afrika’da terkedilmiş bir maden galerisi ham petrol depolamada kullanılmıştır. Ham petrolün büyük çapta tuz açıklıklarında depolanması ilk kez Avrupa’da başladı (NWKG, Almanya ve Geosel, Fransa).
1978	Huntorf tesisi, Almanya’da tuz domları kullanılarak sıkıştırılmış hava depolanmıştır.
1997	ABD Stratejik Petrol Rezervuar Dairesi (SPR) tarafından tuz domlarında ham petrol depolanması (103 milyon m ³)
2008	Etzel, Almanya’da tuz domlarında doğal gaz depolanması (1.5 milyar m ³)

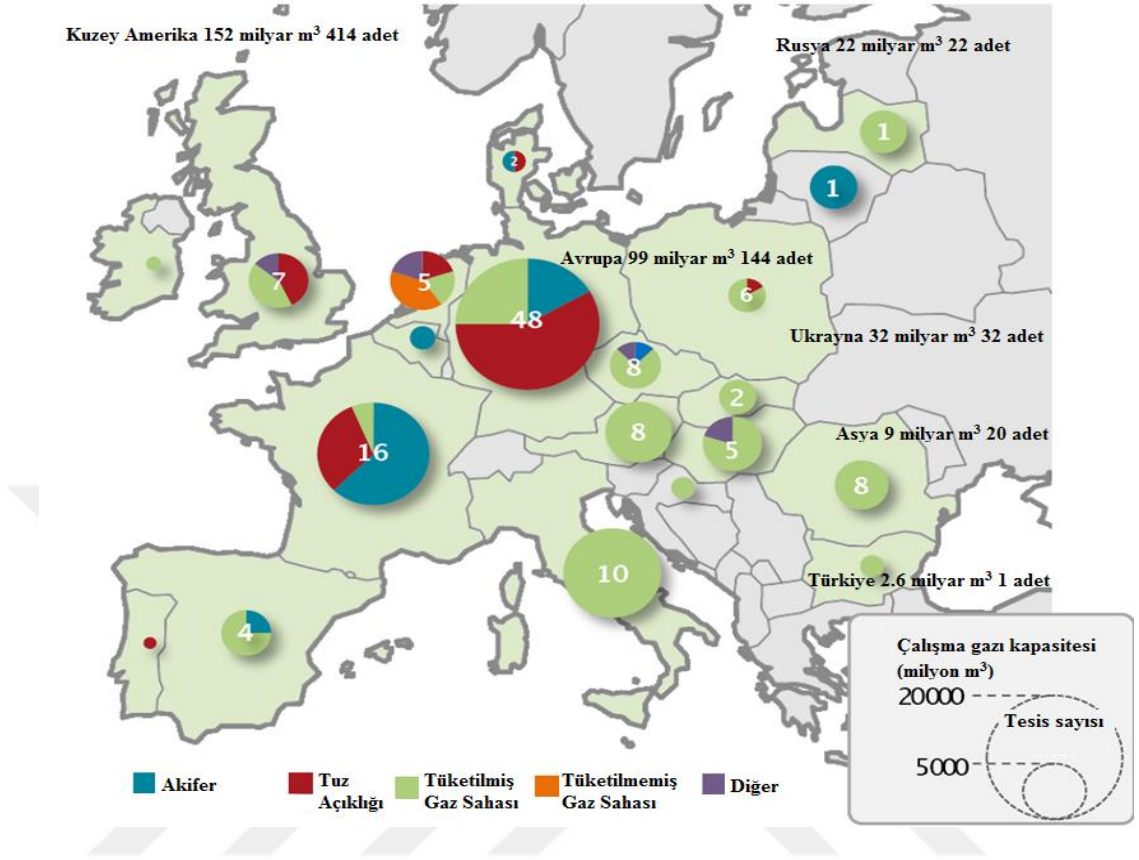
Dünyada, petrol ve petrokimya endüstrisinin ana maddeleri olan gaz ve sıvı hammaddeler veya ürünler yeraltındaki uygun yapıdaki açıklıklarda depolanmaktadır. Bu açıklıklar, “doğal” yeraltı açıklıkları olabildiği gibi “yapay” yeraltı açıklıkları da olabilir.

Gaz, petrol veya su içeren gözenekli boşluklar, çatlaklar veya karstik mağaralar doğal yeraltı açıklıklarıdır. Doğal gazın ve diğer yanıcı gazların depolanmasında gözenekli ortamlar en fazla kullanılan depolardır. Ancak, LPG depolamasında ikinci sırada yer alırlar.

Depolama formasyonları tüketilmiş petrol sahaları, gaz sahaları veya akiferlerdir. Tüketilmiş petrol veya gaz rezervuarları iyi bir kapanıma sahipken; akifer tabakalarda herhangi bir sızıntının meydana gelmemesi için detaylı hidrolik ve hidrojeolojik çalışmaların yürütülmesi gerekir. Ayrıca, ekonomik nedenlerden ötürü, bu iki depolama türü için de yeterli geçirimsizlik ve gözeneklilik gereklidir.

Çözelti madenciliğiyle tuz tabakaları ve tuz domlarında oluşturulan açıklıklar da yapay yeraltı boşluklarındandır. Bu açıklıklar, tatlı suyun tuz formasyonuna enjekte edilmesiyle ve oluşan tuzlu suyun (brine) boşaltılmasıyla oluşturulur. Ayrıca, uygun koşullar sağlanarak kullanılmayan tüneller de yeraltı depolamada kullanılabilir. Şekil 2.1’de dünyada kullanılan yeraltı depolarının depolama ortamlarına göre dağılımı verilmiştir.

Çizelge 2.2’de doğal gaz yeraltı depolama kapasitesi ve tüketim oranlarının ülkelere göre dağılımı verilmiştir.



Şekil 2.1: Dünyada doğal gaz depolamaya genel bakış (URL-1).

Çizelge 2.2: Doğal gaz yeraltı depolama kapasitesi-tüketim oranlarının ülkelere göre dağılımı (URL-1).

Ülkeler	Depolama Kapasitesi / Toplam Tüketim Oranı (%)	Depolama Kapasitesi / Konut Tüketim Oranı (%)
ABD	18	48
Rusya	27	61
Ukrayna	49	109
Almanya	19	105
Fransa	20	52
İtalya	30	65
Türkiye	5	20

2.2. Türkiye’de Doğal Gaz Depolama

Mevsimsel gaz çekişlerinin dengelenmesi, ani gaz çekişlerinin karşılanması, kesintisiz gaz arzının sağlanması, kesintili müşteri sayısının azaltılması ve alım satım taahhütlerinin yerine getirilmesi amacıyla doğal gaz yeraltı depolama faaliyetleri yapılmaktadır. Bu kapsamda, toplam kapasitesi 2.661 milyar m³ olan TPAO’ya ait Kuzey Marmara ve Değirmenköy Depolama Tesisleri hali hazırda Türkiye’nin doğal gaz arz güvenliğinin sağlanmasında ve özellikle kış aylarında yaşanan talep artışlarının karşılanmasında çok önemli rol oynamaktadır.

Ayrıca, toplam kapasitesi 1 milyar m³ olacak Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesinin yapım çalışmalarına başlanmış olup projenin birinci aşamasının 2017, ikinci aşamasının 2019 yılında tamamlanarak devreye alınması planlanmaktadır. Bunların dışında, ihtiyaç duyulduğunda devreye sokulmak amacıyla her biri yıllık 6 milyar m³ gazlaştırma kapasitesine sahip BOTAŞ Marmara Ereğlisi ve EGEGAZ Şirketine ait LNG depolama tesisleri bulunmaktadır.

2.2.1. Kuzey Marmara ve Değirmenköy Tesisleri

2007 yılında devreye alınmış olan depolama tesisleri, İstanbul'un 65 km batısında, İstanbul İli Silivri İlçesi Alipaşa Köyü Mevkiinde kurulmuştur (Şekil 2.2). Kuzey Marmara ve Değirmenköy Sahalarının toplam çalışma gazı miktarı 2.6 milyar m³’tür. Depolama tesislerinin azami geri üretim miktarı 20 milyon m³/gün ve azami enjeksiyon miktarı 16 milyon m³/gün’dür (rezervuar basıncı, ulusal iletim şebekesi boru hattı basıncı, gaz sıcaklığı ve diğer işletme parametrelerine bağlı olarak günlük azami miktarlar düşüş gösterebilir).

Tipi: Tüketilmiş petrol ve gaz rezervuarları

Çalışma gazı kapasitesi: 2.6 milyar m³

Durum: Kullanımda 20 milyon m³/gün çekiş kapasitesi



Şekil 2.2: Kuzey Marmara Değirmenköy Doğal Gaz Depolama Tesisleri (URL-1).

2.2.2. Marmara Ereğlisi (LNG) Tesisleri

Arz güvenliğinin ve arz esnekliğinin artırılması için hem baz yük tesisi olarak çalıştırmak hem de ihtiyaç duyulduğunda ani talebi karşılayıcı olarak devreye sokulmak amacıyla LNG çalışmalarına 1984 yılında başlanmıştır.

İthal edilen LNG için oluşturulacak terminal sahası; Marmara denizinin kuzey kıyısında, Tekirdağ'a 35, İstanbul'a 95 km uzaklıktaki Marmara Ereğlisi'nde kurulmuştur (Şekil 2.3). Terminalin sürekli enjeksiyon kapasitesi 685.000 m³/saat olup ulusal iletim şebekesine destek amacıyla doğal gaz sağlama kapasitesi 6 milyar m³'tür.

LNG terminalinin 3 temel işlevi bulunmaktadır:

- 1- LNG gemilerinin boşaltılması,
 - 2- LNG depolanması,
 - 3- LNG gazlaştırarak ana iletim hattına sevk edilmesi işlemleri,
- gerçekleştirilmektedir.

Kapasite: 18 milyon m³/gün

Tipi: 3 x 85.000 m³ tank (V=255.000 m³)



Şekil 2.3: Marmara Ereğlisi (LNG) depolama tesisleri (URL-1).

2.2.3. Egegaz (LNG)

İzmir'in Aliaga ilçesinde 2001 yılında kurulan ve kurulduğu dönemde dünyanın ikinci büyük depolama kapasitesine sahip LNG terminalidir. Egegaz LNG Terminali her biri 140.000 m³ olmak üzere iki tanka sahiptir ve yıllık gazlaştırma kapasitesi 6 milyar m³'tür (Şekil 2.4).

Kapasite: 18 milyon m³/gün

Tipi: 2 x 140.000 m³ tank (V=280.000 m³)



Şekil 2.4: Egegaz LNG depolama tesisleri (URL-1).

2.2.4. Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi

Toplam kapasitesi 1 milyar m³ olan Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi, 15 Haziran 2011 tarihinde sözleşme imzalanarak yapım çalışmaları başlamış olup, söz konusu projenin birinci aşamasının 2017, ikinci aşamasının ise 2019 yılında tamamlanarak devreye alınması planlanmaktadır. Projeye ait temel bilgiler Çizelge 2.3'te verilmiştir.

Tipi: Tuz formasyonu (dom)

Çalışma Gazı Kapasitesi: 1 milyar m³ (40 milyon m³/gün çekiş kapasitesi)

Durum: Yapım aşamasında

Çizelge 2.3: Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesine ait bilgiler (URL-1).

Kapasite	Milyon m ³ /gün	Dönem	İletim hattı
Enjeksiyon	30	Nisan-Ekim	Kayseri-Konya Doğal Gaz İletim Hattı
Geri üretim	40	Ekim-Mart	
Basınç (bar)	200		

2.3. Yeraltı Depolama Ortamları

Sıvılaştırılmış ve gaz halindeki hidrokarbonların yeraltında depolanması, enerji depolanması olarak adlandırılmaktadır. Enerji tüketimindeki artış sonucunda mevsimsel tüketimde dalgalanmalar oluşmakta, yüksek miktarlarda enerji ithalatı açığa çıkmakta ve krize dayalı gelişmeler meydana gelmektedir. Bahsi edilen durumlarla karşılaşmamanın tek yolu, başlıca enerji kaynaklarının yeterli miktarlarda depolanabilmesidir. Konu hakkında yürütülen araştırma ve geliştirme çalışmaları neticesinde elde edilen tecrübeler ışığında, yeraltı depolama faaliyetlerinin geleneksel yerüstü depolamaya göre daha iyi olduğu kanıtlanmış olup, nedenleri aşağıda sıralanmıştır:

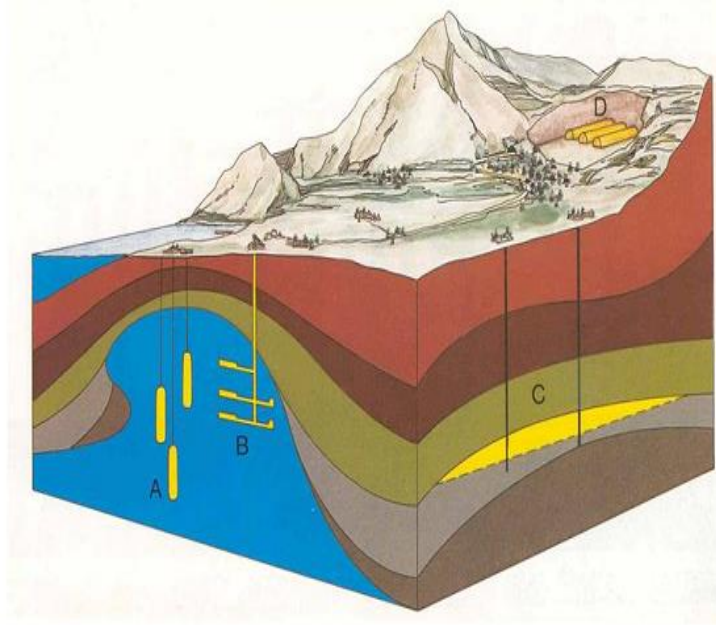
1. Tuz, sert kaya, tüketilmiş petrol ve gaz rezervuarları, akifer ve terk edilmiş maden ocaklarında depolama faaliyetleri düşük maliyetlidir. Bu bağlamda,

nispeten daha büyük olan yüzey tesislerine oranla, inşa edilmeleri ve işletilmeleri daha ekonomiktir.

2. Yeraltında depolanacak olan madde, işletmeden kaynaklanacak kazalar ile dış ve çevresel tehlikelere (yangın, patlama vb.) karşı da güvenilir bir şekilde korunmaktadır.
3. Yeraltı depolama, çevresel açıdan da uygundur. Depolama faaliyetlerinin yerin derinliklerinde yürütülmesi nedeniyle tesis çevresinin (hava, su, peyzaj) zarar görmesi büyük ölçüde engellenmektedir.

Doğal gazın yeraltı açıklıklarında depolanma ortamları şematik olarak Şekil 2.5'te verilmiştir. Doğal gazın yeraltında depolanma alternatiflerine ilişkin detaylı bilgi takip eden alt başlıklarda sunulmaktadır.

A- tuz çözelti açıklığı B- yeraltı madeni C- gaz ve petrol sahası, akifer D- sığ kaya galerileri



Şekil 2.5: Yeraltı depolama yöntemleri (Özarslan vd., 2007).

2.3.1. Sert kaya yeraltı açıklıkları

Bu yapılar, magmatik, metamorfik veya çökel kayalar olup, yeraltı depolama için değişik ön koşulları sağlamaktadır. Bu açıklıklar, klasik yöntemlerle kazılmaktadır. Gaz veya sıvılaştırılmış maddelerin depolanacağı durumlarda, bu depoların geçirimsizliği iç duvarların astarlanması ile elde edilmektedir.

2.3.2. Akiferler

Bu yapılar, çökelti kayalarının suyla dolu gözenekli boşlukları olup, üzerlerinde geçirimsiz yükler olduğu sürece gaz depolamak için uygundur.

2.3.3. Terk edilmiş maden ocakları

Terk edilmiş maden galerileri ise yapay yeraltı boşluklarındandır. Maden galerileri kireçtaşı, granit, kumtaşı, şeyl, anhidrit veya tuz gibi kayaçların patlatılması yöntemiyle oluşturulabildiği gibi, çözelti madenciliği ile de oluşturulabilir. Bu yapılar maden, kömür ve tuz ocakları olup, pek çok durumda, doğal gaz depolamak için uygun alanlardır.

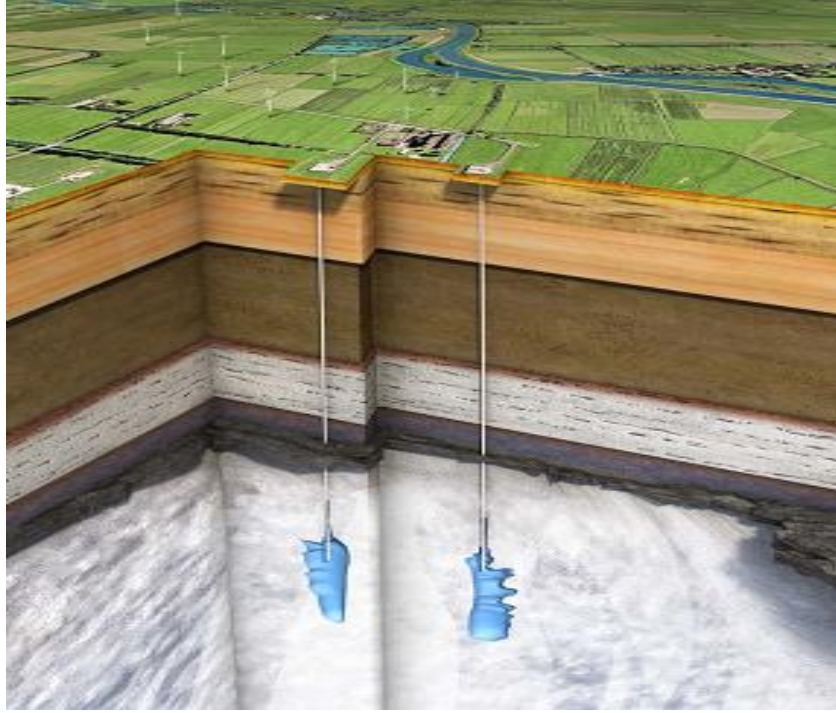
2.3.4. Tüketilmiş petrol ve gaz rezervuarları

Bu yapıların jeolojik dönemler boyunca geçirimsiz olduklarının kanıtlanmış olması, gaz depolamasında kullanılması için uygun olduklarını göstermektedir.

2.3.5. Yeraltı tuz açıklıkları

Bu yapılar, genellikle büyük kalınlıklarda bulunmakta olup (tuz domları, tabakalanmış tuz) yeraltı depolama sahaları için gerekli olan ideal ön koşulları, mutlak geçirimsizlikleri ile sağlamaktadır (Şekil 2.6). Depolama için tuz içerisinde oluşturulan açıklıklar, genellikle tuzun eritilmesiyle (liç) oluşturulmaktadır. Tuz Gölü Havzası Doğal Gaz Depolama Projesi kapsamında yeraltı tuz açıklıkları oluşturulmaktadır.

Tuz açıklıkları ile diğer yeraltı doğal gaz depolama alanlarının depolama parametrelerinin karşılaştırılması Çizelge 2.4'te verilmiştir. Tuz çözelti açıklığında depolanmasına izin verilebilen toplam doğal gaz miktarı boşluk hacminin dışında başlıca tesis derinliği, izin verilebilen minimum ve maksimum çalışma basınçları, çalışma ve yastık gazı miktarları ile maksimum çekim miktarları gibi etkenlere bağlıdır. Yastık gazı, depolama açıklığı içerisinde tesisin işletilmesi için her zaman bırakılması gereken asgari gaz miktarını ifade etmektedir. Çalışma gazı ise, açıklıkta depolanan toplam gaz miktarından yastık gazı miktarının düşülmesiyle elde edilen ve çekim ile doldurma işlemi için faydalanılabilir durumdaki gaz miktarını tanımlamaktadır.



Şekil 2.6: Yeraltı tuz açıklıklarında doğal gaz depolama tesisi (URL-2).

Çizelge 2.4: Depolama alanlarının çeşitli parametrelere göre karşılaştırılması

(URL-1).

Parametreler	Depolama Ortamları		
	Tuz açıklıkları	Tüketilmiş rezervuarlar	Akiferler
Yastık Gazı /Çalışma Gazı Oranı	%30 - %50	%100 - %150	%150 - %200
Enjeksiyon süresi (gün)	20 - 40	200 - 250	200 - 250
Geri üretim süresi (gün)	10 - 20	100 - 150	100 - 150
Yıllık Enjeksiyon-Geri Üretim Döngüsü	5 - 6	1 - 2	1 - 2
Su içeriği, Kirlilik	İlk birkaç döngüden sonra ihmal edilebilir	Önemli miktarda	Yüksek

Yeraltında geniş yeraltı tuz çözelti açıklıklarında oluşturulacak doğal gaz depolama tesislerinin tasarım aşamasında, depolamanın öngörüldüğü bölgede, kapsamlı ve ayrıntılı araştırmalara (jeolojik, jeofizik, jeomekanik vb.) ihtiyaç duyulmaktadır. Doğal gaz depolama amaçlı duraylı tuz çözelti açıklıklarının oluşturulması kaya tuzunun mekanik davranışının, etkili olan birincil gerilmeler ile açıklık geometrisi-içsel gaz basıncı koşulları ve diğer etkileyici parametreler arasındaki etkileşimlerin iyi bilinmesine ve gerçeğe yakın tasarlanmasına bağlıdır. Doğal gaz depolama amaçlı geniş tuz çözelti açıklıklarının tasarımında göz önünde bulundurulması gereken önemli tasarım parametreleri şunlardır (Bastacioğlu, 2010):

- Tuz formasyonunun jeolojik yapısı
- Kaya tuzu ve çevre kayaların kısa ve uzun süreli mekanik özellikleri
- Depolama ortamında etkili olan birincil gerilmeler ve oranı
- Açıklık geometrisi (şekil, yükseklik, çap, hacim)
- Konum (derinlik, açıklık tavanı ve tabanında bırakılan tuz kalınlığı)
- En büyük (maksimum) ve en küçük (minimum) gaz işletme basınçları
- Gaz doldurma ve çekim işlemleri neticesinde içsel gaz depolama basıncı değişimleri ve hızları
- Çoklu çözelti açıklıkların kullanılması durumunda açıklıklar arasında olası etkileşimler ve güvenlik amacıyla bırakılan topuk genişlikleri
- Çözelti açıklığı içinde ve çevresinde etkili olan ısı

2.3.5.1. Tuz yataklarının oluşumu

Kaya tuzu yatakları, doğal tuz çözeltisi havzalarının buharlaşarak çökelmeleri sonucu oluşmaktadır. Çökelme olayında meydana gelen tortullar evaporit olarak adlandırılmaktadır. Evaporitler de denizel ve karasal kökenli olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Denizel evaporitler yaygındırlar ve sedimanter kayaçlar arasında çok büyük miktarlarda meydana gelmektedirler. Karasal evaporitler ise oldukça seyrek görülmektedirler. Denizel evaporitlerin en sık karşılaşılan türleri, (karbonatlar hariç) sülfatlar ve ardından başlıcası sodyum klorür (kaya tuzu) olmak üzere klorürlerdir. Sedimanter kayaç formasyonları içerisinde bulunan evaporitler, eski jeolojik zamanlarda oluşmuşlardır. Günümüzde de daha küçük hacimlerde olmasına rağmen, özel doğal koşullar altında oluşmaktadırlar. En geniş doğal tuz çözeltisi havzaları okyanuslar ve denizlerdir. Deniz suyu tuz konsantrasyonu ağırlıkça yaklaşık %3.5

tuz yüzdesine sahiptir. Bu 1 kg deniz suyunun evaporasyonu sonucu 35 g civarı farklı tuz kimyasalları kütlesi ortaya çıktığı anlamına gelmektedir; ancak başlıca tuz sodyum klorürdür. Deniz suyu evaporasyonu üzerindeki ilk araştırmalar 19. yüzyılın ortalarında yapılmıştır. Tuz çökmesinin genel dizilimi şu şekilde tespit edilmiştir (Baar, 1977):

- Kalsiyum karbonat
- Kalsiyum sülfat
- Sodyum klorür
- Genellikle sodyum klorürle birlikte potasyum ve magnezyum tuzları

Araştırmalar sonraki yıllarda devam ettirilmiştir. Tuz oluşumunun kimyasal ve fiziksel şartlarıyla ilgili, deniz suyu tuz kristalleşmesi üzerinde çalışılmış ve miktarla ilgili bağlantılar tespit edilmiştir.

Bugün kaya tuzu çökelleri sıcak ve kuru iklime sahip bölgelerde ve denizel kıyı alanları üzerinde meydana gelmektedir. Bu tip alanlar yeryüzünde birkaç bölgede bilinmektedir. Akdeniz, Basra Körfezi kıyısı ve Lut Gölü kıyı alanları örnek gösterilebilirler. Ancak evaporit formasyonların oluşumunda etkin rol oynayan mevcut jeolojik ve iklimsel koşullar, eski jeolojik dönemlerde dünyanın farklı bölgelerinde çok büyük tuz yataklarının oluştuğu zamanlarda olduğu kadar avantajlı değildir.

Şimdiki doğal tuzlu tabakalardan elde edilen jeolojik veri, binlerce kilometre karelik alanlara yayılan ve birkaç yüz metre ve daha fazlası kalınlığa sahip eski tuz yataklarının orijinini açıklamaya yeterli değildir. Bu yatakların oluşum koşulları onlarca yıldır araştırılmaktadır ve birçok teori formüle edilmiştir. Ayrıca günümüzde jeologlar azalmayan bir ilgiyle bu problemi araştırmakta ve bu konuda müzakere etmektedirler.

Dünyadaki Tuz Yataklarının Dağılımı

Tuz yatakları sedimanter kayaçlar içinde sıklıkla gözlenmektedir. Bunların büyük çoğunluğu kaya tuzu olarak tanımlanmakta; fakat az miktarda potasyum yatakları da bulunmaktadır. Bu yatakların hepsi birbirinden farklı şekle, büyüklüğe ve oluşuma sahiptir. Bunlar içinde bazıları yüzlerce kilometrekarelik alanlara yayılmış ve birkaç yüz metre kalınlığa ulaşabilmektedir. Bazıları yüzeyde mostra vermiş olarak, bazıları

stığ derinliklerde, bazıları ise yerin binlerce metre altında bulunabilmektedir. Bu birimlerin bağlı olduğu tuz formasyonları ise hem kalınlık hem de yayılım olarak çok daha büyük olabilmektedir. Tuz ile bunların bağlayıcı hamurlarını oluşturan formasyonlar jeolojik olarak farklı yaşlara sahiptir. Bazı tuz formasyonlarının aşırı yüksek yayılım genişliği ve kalınlıkları, özellikle Sil ryen, Devoniyen, Karbonifer ve Permiyen dönemlerinde tuz sedimantasyonu için çok uygun şartların var olduğunu ispat etmektedir. Bilinen tuz yataklarının sayısı oldukça fazladır. Aşağıda, Kambriyenden Tersiyere kadar olan dünyadaki (Kuaterner çökellerini hariç tutarak)  nemli ve büyük tuz çökellerinin kısa bir  zeti verilmiştir (Lefond, 1969).

Afrika

Afrika'nın en büyük tuz yatakları, tüm kıta boyunca tanınan birkaç formasyona dağılmış durumdadır. Bu formasyonlardan bazılarının yayılımı çok geniştir. Triyas yaşlı formasyon Fas'tan başlayarak Cezayir ve Tunus'u geçerek Libya'da son bulmaktadır. Yüzeyde ise bol miktarda tuz diapirleri, tuz dağları olarak bilinen mostraları oluşturmaktadır. Bölgesel olarak da kaya tuzu içeren potasyum çökelleri görülmektedir. Kıtanın batı tarafında ise Alt Kretase yaşlı tuz formasyonu uzanmaktadır. Bu tuz havzası, güneyde Angola'dan başlayarak, Kongo, Gabon ve Ekvator Ginesi boyunca yayılarak Atlantik kıyısı boyunca devam etmektedir. Tersiyer yaşlı tuz çökelleri ise Akdeniz sahillerinde, Süveyş Kanalı ve Kızıldeniz boyunca yayılmaktadır (Lefond, 1969).

Kuzey Amerika

Kaya tuzu ve potasyum içeren farklı jeolojik yaşlardaki formasyonlar Kuzey Amerika boyunca farklı bölgelerde gözlenmektedir. Bunlardan bazıları dünyadaki en büyük tuz rezervlerini içermektedir. Üst Sil ryen yaşlı “Salina” formasyonu Kanada'nın Great Lakes bölgesinde bulunmaktadır ve uzun süredir işletilmektedir. Kaya tuzları ayrıca Amerikan eyaletlerinde; New York, Pennsylvania, Batı Virginia, Ohio, Michigan ve sınır boyunca Kanada'nın güneydoğu eyaleti olan Ontario'da da bulunmaktadır. Kanada'nın Atlantik kıyısındaki eyaletleri de; New Brunswick, Nova Scotia ve Newfoundland zengin potasyum ve tuz rezervleri içermektedir (Karbonifer-Misisipiyen yaşlı). Orta Devoniyen yaşlı “Priarie Evaporitleri” adlı tuz formasyonu ise Kuzey Dakota ve Doğu Montana'da başlayıp i ve batı Kanada

eyaletleri boyunca (Mantınoba, Saskatchewan, Alberta) yayılıp kuzeybatı yönünde devam etmektedir. Diğer bir önemli Karbonifer (Pensilvaniyen) kaya tuzu ve potasyum rezervi de ABD'nin Utah ve Colorado eyaletlerinde bulunmaktadır. Bu rezervler Paradox havzasındaki “Hermosa” formasyonu dahilinde bulunmaktadır. Permiyen yaşlı potasyum ve kaya tuzu içeren evaporit formasyonları ise dünya üzerindeki en büyüklerden birisini oluşturmaktadır. ABD içlerinden başlayıp, Kansas, Doğu Colorado, Batı Teksas ve New Mexico boyunca yayılımı bulunmaktadır. New Mexico eyaletinin güneyinde ise zengin potasyum içeren “Salado” formasyonu bulunmaktadır. Jurasik yaşlı “Luann” formasyonuna ait kaya tuzları ise Meksika Körfezi'ndeki büyük tuz havzasında başlayarak Texas, Luisiana, Arkansas, Missisipi, Alabama ve kısmen Meksika toprakları boyunca yayılım göstermektedir. Bu alandaki çoğu tuz çökeli diapir ve tuz domları şeklinde oluşmuştur (Lefond, 1969).

Güney Amerika

Kıtanın çeşitli yerlerinde tuz çökel alanları mevcut olsa da bunlardan yalnızca birkaçı ekonomik olarak önem taşımaktadır. Brezilya sınırları içinde bulunan ve önemli kaya tuzu ve potasyum rezervlerine sahip olan Kratese yaşlı Sergipe-Alagoa Havzası bunlara bir örnektir. Bunun haricinde yine zengin rezervleri olan Karbonifer yaşlı “Olinda” formasyonu da kaydedilmeye değerdir. Bunların dışında, değişik yaş aralıklarında oluşmuş değişik formasyonlar Peru, Şili, Kolombiya ve Arjantin'de gözlenmektedir (Lefond, 1969).

Avustralya

Kıtada ekonomik açıdan önemli tuz rezervleri bulunmamakla beraber Kambriyen yaşlı formasyonların varlığı saptanmıştır (Lefond, 1969).

Asya

Tuz formasyonlarının kıtadaki dağılımı oldukça geniş olmakla beraber bazı yerlerde tuz içeren formasyonların yokluğu da söz konusu olmaktadır. Asya tuz yatakları birbirinden farklı jeolojik yaşlarda oluşmuş formasyonlara dağılmış durumdadır ve çoğu zaman petrol ve gaz alanları ile beraber anılmaktadır. Ortadoğu'da tuz çökelleri sıklıkla gözlenmektedir. Bunlardan en yaşlısı Neoproterozoik-Kambriyen yaşlı

“Hormoz” formasyonu dahilinde bulunmaktadır. Bu yataklar İran sınırları içinde Zagros Dağları ve İran Körfezi’ne doğru yayılan Foreland Havzalarında tuz domları ve diapirler oluşturmaktadır. Üst Jura yaşlı tuz diapirleri ise Yemen’in Marib-Shabwa petrol sahasında gözlenmektedir. Tersiyer yaşlı kaya tuzu ve potasyum içeren tuz formasyonları ise İran, Irak, Suriye ve Türkiye dahilinde sıklıkla gözlenmektedir. Benzer yaşlı formasyonları İsrail, Ölü Deniz, Suudi Arabistan ve Kızıldeniz deniz tabanı altında da görmek mümkündür. Orta Asya’da ise oldukça geniş yayımlı ve birbirinden farklı jeolojik yaşlara sahip birçok formasyon gözlemlenmiştir. Bunlardan bazıları;

- Bashkirostan ve Batı Kazakistan (Permien yaşlı tuz yatakları)
- Özbekistan, Tacikistan ve Türkmenistan’ın güney bölgeleri (bölgesel potasyum oluşumlu Jura yaşlı tuz yatakları)
- Trans-Kafkasya, Tien-Shan Dağları ve Özbekistan (Tersiyer tuz yatakları).

Ortadoğu ve Güney Asya dahilindeki en yaşlı tuz içeren formasyonlar ise Pakistan ve Hindistan sınırları içinde bulunmaktadır. Hindistan’ın Himachal-Pradesh eyaletinde Prekambriyen yaşlı tuz oluşumları mevcuttur. Batı Rajashtan’dan başlayarak Pakistan’ın Penjab eyaletine kadar devam eden Eocambriyen yaşlı tuzlar ise Nagaur-Ganganagar Havzasının kuzey bölümünde gözlenmektedir. Pakistan-Afganistan sınır bölgesinde ise Tersiyer yaşlı çökeller bulunmaktadır. Güneydoğu Asya (Tayland) kısmında ise zengin rezervleri olan Kretase yaşlı Mara-Sarakham formasyonu bulunmaktadır. Çin’de ise Sichuan eyaleti ve çevre bölgelerde büyük tuz rezervleri mevcuttur. Son olarak, Doğu Sibirya bölgesinde dünyanın en büyük kaya tuzu ve potasyum rezervlerinden birisini barındıran Kambriyen yaşlı formasyon bulunmaktadır (Lefond, 1969).

Avrupa

Avrupa kıtası boyunca birçok tuz ve potasyum içeren formasyon gözlenmektedir. Ukrayna’nın Dnepr-Donetsk Bölgesi ile Belarus güneydoğu bölgesini (Soligorsk) kapsayan alanda dünyanın en zengin potasyum rezervlerinden birisini içeren havza bulunmaktadır. Permien yaşlı formasyonlar ise Orta ve Doğu Avrupa boyunca yayılım göstermektedirler. Rusya sınırları içinde başlayıp Ural batı sınırına kadar devam eden ve Hazar Denizi kıyılarında sonlanan oldukça büyük bir Permien yaşlı

formasyon bulunmaktadır. Bu bölgenin üstünde ise Solikamsk bölgesindeki Üst Kama Havzası dünya üzerindeki en zengin potasyum yataklarından birisini barındırmaktadır. Kıta ortasında ve kuzeybatı yönüne doğru başka bir Üst Permien (Zechstein) yaşlı tuz içeren formasyon bulunmaktadır. Yayılımı Büyük Britanya, Hollanda, Danimarka, Almanya ve Polonya boyunca olan bu formasyon dünyadaki en bilinen ve en yoğun biçimde işletilen formasyonlardan birisidir. Bu formasyondaki rezervler genellikle tuz domları şeklinde meydana gelip kaya tuzu ve potasyum içermektedir. Triyas yaşlı tuz içeren formasyonlar ise Avrupa'nın batı, güney ve kısmen de orta kısımlarında bulunmaktadır. Benzer formasyonlar Avusturya, İsviçre, Almanya, Hollanda, Fransa, İspanya, Portekiz ve Büyük Britanya'da da mevcuttur. Tersiyer yaşlı formasyonlara ise Avrupa kıtasında sıklıkla rastlanmaktadır. Karpatlar, Polonya, Ukrayna ve Romanya'daki Miyosen yaşlı kaya tuzu ve potasyum içeren tuz formasyonları bunlara örnek verilebilir. Bunun haricinde İspanya, Fransa, İtalya, Almanya, Slovakya ve Bosna gibi ülkelerde de Tersiyer yaşlı tuz içeren formasyonlar bulmak mümkündür (Lefond, 1969).

Türkiye'deki Tuz Yataklarının Dağılımı

Türkiye, tuz yatakları bakımından oldukça zengindir. Genel olarak tuz üretilen kaynaklara tuzla denilmekle beraber bu tanımlama deniz ve göl için daha yaygındır. Kaya tuzu ise tıpkı bir maden yatağı gibi oluşmuş olup eski jeolojik devirlerdeki evaporitik ortamlarda çökelirler. Ülkemiz, jeolojik yapısı nedeniyle büyük tuz yataklarına sahiptir. Özellikle III. zamanın Eosen, Oligosen ve Miyosen devirlerinde iç denizlerde kuraklık nedeniyle geniş çökelmeler meydana gelmiştir. İç Anadolu'da Çankırı'dan başlayarak Çorum, Yozgat, Sivas, Erzincan, Erzurum ve Kars üzerinden İran'a bağlanan tuz yataklarında 30'u aşkın kaya ve kaynak tuzlaları yer almaktadır. Ayrıca, Adana Havzası ve Siirt yöresinde de geniş yeraltı tuz oluşumları mevcuttur (Anıl ve Bastacıoğlu, 2013).

3. TUZ GÖLÜ DOĞAL GAZ YERALTI DEPOLAMA PROJESİNİN TANITIMI

Ülkemiz için doğal gaz oldukça önemli bir enerji kaynağıdır. BOTAŞ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş., ülkemizin artan enerji ihtiyacının karşılanması amacıyla 1986 yılından itibaren doğal gazın ticareti ve taşımacılığı ile ilgili faaliyetleri yapmaktadır. Ülkemiz için doğal gaz arz kaynakları ve güzergahları Şekil 3.1’de verilmiştir. Doğal gazın arz güvenliğinin sağlanması amacıyla, BOTAŞ tarafından Tuz Gölü’nün yaklaşık 40 km güneyinde yapılması planlanan Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi, çok büyük önem arz etmektedir.

Söz konusu projede, yaklaşık 1000 m derinlikte bulunan geniş yeraltı doğal gaz domunun bir bölümünün kontrollü olarak tatlı su ile eritilmesi yoluyla yeraltı doğal gaz depolama açıklıkları oluşturulmaktadır. Bu bağlamda, ülke çapında özellikle yaz aylarında ortaya çıkan kullanım fazlası doğal gazın, proje sahasının yaklaşık 23 km kuzeyinden geçen Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı’nın, Kayseri-Konya kısmından bir bağlantı yardımıyla alınarak, oluşturulacak olan tuz açıklıklarında depolanması sağlanacaktır. Projenin hayata geçirilmesi ile açıklıklarda depolanan doğal gazın, yoğun dönemlerde ülke çapında artan gaz talebini karşılamak amacıyla, açıklıklardan çekilerek tekrar Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı’nın Kayseri-Konya kısmına verilmesi sağlanacaktır.

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu gereği ülke genelinde ithal edilen doğal gazın %10’luk bir bölümünün depolanması şartı vardır. Bu oran Avrupa Birliği standartlarında %20 olarak gerçekleşmektedir. Bu anlamda, ülkemiz doğal gaz piyasasının %90’ını elinde bulunduran BOTAŞ, ithal ettiği gazın ilk etapta %10’u kadarını depolama konusunda çalışmalarını devam ettirmektedir. Çizelge 3.1’de yıllara göre doğal gaz tüketim ve depolama kapasiteleri perspektifi verilmiştir.



Şekil 3.1: Doğal gaz arz kaynakları ve güzergahları (URL-3).

Çizelge 3.1: Doğal gaz depolama talebi (URL-1).

KAPASİTE	2014	2020	2030
Doğal gaz tüketim (milyar m ³)	48	68	80
Mevcut kapasite (milyar m ³)	2.1	3.1	3.1
Gerekli kapasite (milyar m ³)	4.8	6.8	8
Fark (4646 sayılı kanun %10)	-2.7	-3.7	-4.9
Fark (AB ile uyum %20)	-7.5	-10.5	-12.9

Proje kapsamında belirlenen bölgede yaklaşık 80 km²'lik alan içerisinde, 2000 yılı Kasım ayında TPAO tarafından üç boyutlu sismik araştırmalar gerçekleştirilerek elde edilen sonuçlar doğrultusunda doğal gazın depolanacağı yeraltı açıklığı ve depolama sistemini kontrol amaçlı kurulacak yüzey tesislerinin konumları tespit edilmiştir.

3.1. Proje Sahası Hakkında Bilgiler

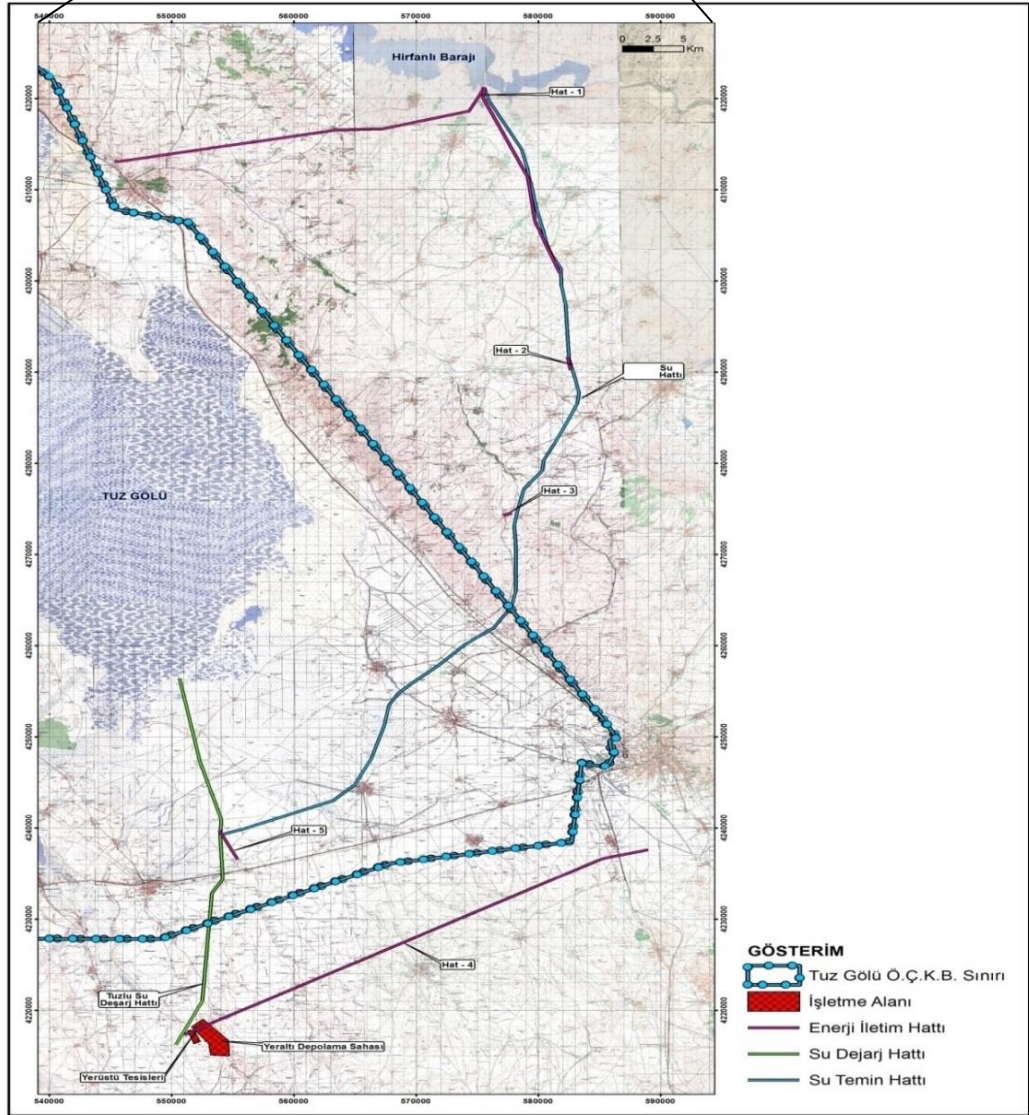
Yeraltı doğal gaz depolama projesinin, Aksaray İlinin Sultanhanı İlçesinin 17 km güneyinde gerçekleştirilmesi planlanmıştır. Proje sahasıyla ilgili yer bulduru haritaları Şekil 3.2' de verilmiştir.

Proje sahası seçiminde dikkate alınan hususlar şunlardır:

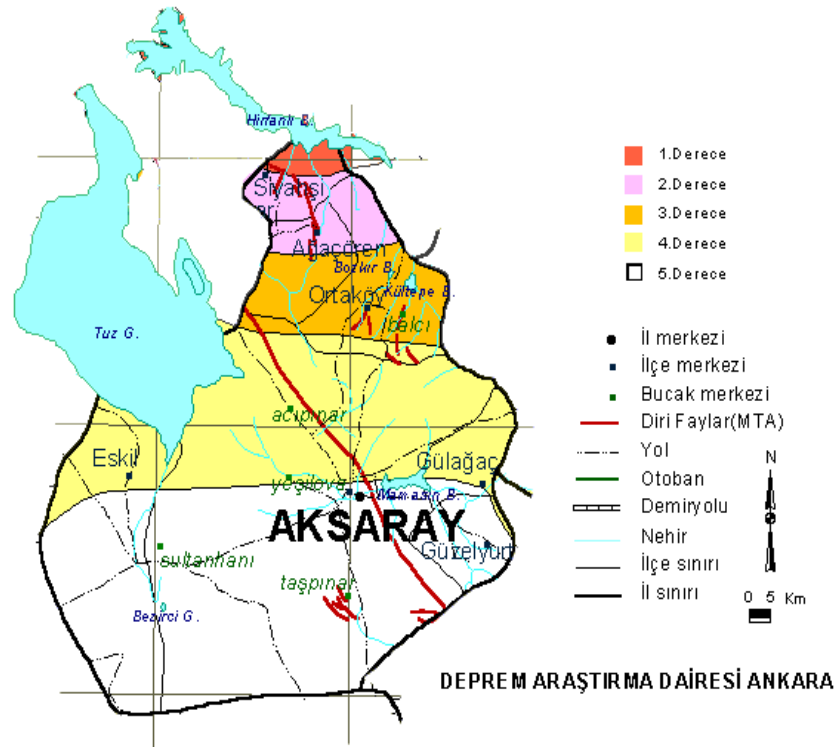
- Ana boru hattına (Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı'nın Kayseri-Konya kısmı) yakın olması
- Doğal açıklık oluşturma ve eritme işlemlerinde kolaylık olması
- Alanın Türkiye'nin depremsellik riski en düşük bölgesi olması (Şekil 3.3)
- Başka amaca hizmet etmeyen su kaynaklarının bulunması
- Bölgede tarımsal potansiyelin çok düşük olması

Bu faktörler göz önüne alındığında, proje sahasının başka bir alternatifinin olmadığı tespit edilmiştir. Açıklık konumlarının belirlenmesi esnasında göz önünde bulundurulacak ölçütler ise aşağıdaki şekildedir:

- Tuz tabakasının özellikleri (derinlik, kalınlık vb.)
- Tuz tabakasının kalitesi (tektonik hareketler vb.)
- Mevcut kuyulara belirli mesafede uzaklık
- Gelecekteki kullanımlar da düşünülerek, açıklıklar arasında olması gereken mesafe (300-600 m)



Şekil 3.2: Proje alanı yer bulduru haritası (BOTAŞ, 2013'ten değiştirilmiştir).



Şekil 3.3: Bölgenin deprem haritası (URL-4).

Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi teknik fizibilite çalışması kapsamında BOTAŞ sahanın sismik açıdan incelenmesi, tuz tabakalarının laboratuvar ortamında test edilerek mekanik karakteristiklerinin belirlenmesi, su temini ve tuzlu su deşarjı için hidrolojik çalışma gibi çok sayıda çalışmalar gerçekleştirmiştir.

3.2. Proje Hakkında Genel Bilgiler

Tuz domları yaklaşık olarak 700 m derinlikte ve 700-2000 m kalınlıkta olup, Hırfanlı Barajı'ndan sağlanacak tatlı su ile eritilmektedir. Eritme işlemi sonucunda ortaya çıkan tuzlu su (brine) Tuz Gölü'nün resmi olarak onaylanmış olan bölgesine deşarj edilmektedir. Proje kapsamında her biri yaklaşık 630.000 m³ fiziksel hacminde ve 80x10⁶ m³ (en yüksek sıkıştırma 200 bar) doğal gaz depolama kapasitesinde 12 açıklık oluşturulması planlanmaktadır. Bir yandan bazı açıklıklar oluşturulurken (inşaat faaliyeti), diğer yanda hâli hazırda oluşturulan açıklıklarda doğal gaz depolamaya başlanılacaktır (işletme faaliyeti). Doğal gazın depolanması sırasında, doğal gaz kompresörlerle sıkıştırılarak açıklıklara basılacaktır. Gelecekte Türkiye'nin ulusal doğal gaz politikasında depolama konusunda artış yönünde bir değişiklik olması halinde önümüzdeki yıllarda yeni açıklıklar oluşturulabilecektir.

Projenin inşaa safhasının yaklaşık 10 yıl sürmesi beklenmekte ve ekonomik ömrü 50 yıl olarak tahmin edilmektedir. Proje hedefleri Çizelge 3.2’de özetlenmiştir.

Çizelge 3.2: Projenin hedefleri (URL-1).

AŞAMA	YILLAR	DEPO SAYISI	DEPOLAMA KAPASİTESİ
1.aşama	2011-2017	6	500 milyon m ³
2.aşama	2017-2019	6	500 milyon m ³
İşletmeye alma	2020	12	1 milyar m ³ (30/40 milyon m ³ /gün)

3.3. Proje Sahası Genel Jeolojisi

Proje sahası olan Tuz Gölü Havzasının temelini Orta Anadolu Kristalen Kompleksi olarak tanımlanan birim oluşturmaktadır. Göncüoğlu vd., (1996) bu kompleksi düzenli bir istif sunan Orta Anadolu Metamorfitleri ve bununla birlikte deformasyon ve metamorfizma geçirmiş Metamorfik Ofiyolitli karışık ve ensimatik yay magmatiklerinden oluşan Orta Anadolu Ofiyolitleri ile bu birimleri sıcak dokanakla kesen Orta Anadolu Granitoyitleri’nden meydana gelen kristalen kayalar olarak tanımlamaktadır (Kavurmacı, 2013).

Atabey’e (1988) göre, metamorfitler felsik ve mafik ortognays, şist, mermer, kuvarsit gibi kayalardan oluşmuş olup, genel olarak magmatik katkılı platform çökellerin düşük-orta dereceli basınç, yüksek sıcaklık koşullarında, yeşil şist-almandin-amfibolit fasiyesinde metamorfizmaya uğramasıyla oluşmuştur. Arıkan (1975), Tuz Gölü Havzasının Geç Kretase-Oligosen zaman aralığında geliştiğini belirtmektedir. Tuz Gölü Havzası Geç Kretase’den başlayıp Orta Eosen sonuna kadar denizel ve Geç Eosen-Kuvaterner zaman aralığında karasal nitelikli sedimanter birimlerle doldurulmuştur (Kavurmacı, 2013).

Tuz Gölü Havzası’nın temeli üzerindeki sedimantasyon Üst Maestrihtiyen ve Alt Paleosen yaşlı çökellerle başlar (Göncüoğlu vd., 1996; Çemen vd., 1999). Sedimanter istifin ilk birimi havzanın doğu kenarında Maestrihtiyen yaşlı Kartal formasyonudur. Bordo-kırmızı renkli, kalın tabakalı, kötü boyulanmalı, yuvarlak-yarı köşeli gevşek çimentolu çakıl taşlarından oluşan birim Tuz Gölü Fayı boyunca yüzeylenir. Çakıldan bloğa kadar değişik boyutlarda gözlemlenen çakılların kökeni andezit-monzonit-gabro-kırmızı çört, granit ve az miktarda metamorfik kayac parçalarından oluşur. Kartal formasyonu üzerine yanal ve düşey yönde geçişli Üst

Maestrihtiyeen yaşı Asmaboğazı formasyonu gelir. Birim esas olarak alt kesimlerinde merceksele geometrili çakıltaşları, gri-yeşil renkli, orta tabakalı Orbitoidesli kumtaşı ve hippuritesli kumlu kireçtaşlarından meydana gelmiştir (Dirik ve Erol, 2000). Asmaboğazı formasyonunun üst seviyelerinde Rudistli kireçtaşları görülür (Göncüoğlu vd., 1996).

Stratigrafik istifte Asmaboğazı formasyonunu Alt Paleosen yaşı orta kalın tabakalı, bol algli ve beyaz-krem renkli fosilli kireçtaşından oluşan Çaldağ formasyonu izler. Alt seviyeleri kırmızı renkli kumlu dolomikritik olan Çaldağ formasyonu, üste doğru yeşil renkli marn-kumtaşı ardalanması ile devam eder ve açık beyaz-krem renkli kireçtaşlarına geçerek pellet-pelloidli bentonik foramlı vake taşı, kırmızı algli, biyoklastik istiftaşı özellikleri gösterir (Göncüoğlu vd., 1996). Çaldağ formasyonu üzerine Üst Paleosen-Alt Eosen yaşı Karapınar yaylası formasyonu gelir. Birim kumtaşı-marn ara katmanlı çakıltaşı-şeyl, türbiditik kireçtaşı ardalanmasından oluşur. Karapınar yaylası formasyonu üzerine kırmızı-gri-boz renkli kalın tabakalı çakıltaşı ve kırıntılılar üst seviyelerinde ise kalın evaporit seviyeleri içeren Yassıpur formasyonu gelir. Bu formasyonun alt seviyeleri kırmızı-gri-boz renkli kalın tabakalı çakıltaşı ve kırıntılılardan oluşmakta olup, üst seviyelerde kalın evaporit mercekleri mevcuttur (Dirik ve Erol, 2000). Tuz Gölü Havzası'nın doğusunda yüzeyleyen Oligo-Miyosen yaşı Koçhisar formasyonu tamamen karasal birimlerle temsil edilir. Tabanda kalın tabakalı kırmızı-pembe renkli çakıllı kaba kumtaşı ile başlayan Koçhisar formasyonu üste doğru orta kalın tabakalı kumtaşı ve çamurtaşı ardalanması ile devam eder. Stratigrafik istifte Koçhisar formasyonunun üzerine yanal ve düşey geçişli olarak Peçenek formasyonu gelir. Birim tabanda kırmızı renkli alüvyal çökellerle başlar, teknesel çapraz tabakalanmalı gevşek tutturulmuş orta tabakalı kumtaşı, çakıltaşı, silttaşı ardalanması ile devam eder ve orta kalın tabakalı beyaz krem renkli bol boşluklu mikritik kireçtaşı ile son bulunur (Dirik ve Erol, 2000). Peçenek formasyonunu uyumsuz olarak alüvyal yelpazenin değişik fasiyeslerinden oluşan Kuvaterner yaşı Tuzgölü formasyonu takip eder (Kavurmacı, 2013).

Proje sahasının ve çevresinin genelleştirilmiş stratigrafik kesiti Şekil 3.4'te verilmiştir.

ÜST SİSTEM	SİSTEM	SERİ	FORMASYON	SİMGE	LİTOLOJİ	AÇIKLAMA
SENZOYİK	KUVATERNER	Holosen	Alüvyon	Qa		Tutturulmamış çakıl, kum, silt ve kil
			Tuzgölü	Qt		Karbonatlı, sülfatlı alüvyon yelpazesi çökeltileri (Çakıl, kum, silt, kil)
	TERSİYER	PLİYOSEN	Peçenek	Tp		Orta - kalın tabakalı, beyaz - krem renkli, bol boşluklu mikritik kireçtaşı Orta - ince taneli çapraz tabakalı kumtaşı
				Tr		Kırmızı - bordo renkli, kötü boylanmış, çakıl, kum, silt ve killerden oluşan alüvyal çökeltiler
		OLİGO-MİYOSEN	Koçhisar	Tk		İnce kömür mercekleri içeren, sarımsı - bej renkli, killi gölsel kireçtaşı
				Ty		Gevşek tutturulmuş, sarı renkli kumtaşı
		EOSEN	Karapınar yaylası	Tky		Kırmızı - bordo renkli, kalın tabakalı, çakıltaşı - kumtaşı ardalanması
				Tk		Beyaz - gri renkli jips ve anhidritler
		PALEOSEN	Çaldag	Tç		Kırmızı renkli, kalın tabakalı, çakıltaşı - kumtaşı ardalanması
				Tç		Gri renkli, ince taneli, sık dokulu, iyi tutturulmuş kumtaşları
MESOZOYİK	KRETASE	ÜST KRETASE	Asma boğazı	Ka		Gri - yeşil renkli, mam arakatlı, türbiditik seviyeler
				Kk		İnce - orta taneli, sıkı tutturulmuş, yeşil renkli kumtaşları
	KRETASE	KRETASE	Kretale	Kk		Kötü boylanmış, orta tabakalı, iri taneli konglomera
				Kk		Krem renkli, kalın tabakalı, fosilli kireçtaşı
PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK		Yeşil renkli mam - kumtaşı ardalanması
						Beyaz - krem renkli, bol çatlaklı kireçtaşı
PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK		Gri renkli, Rudistli, kumlu kireçtaşı
						Yeşil - gri renkli, sık dokulu, ince taneli, Orbitoides'li kumtaşı
PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK		Bordo - kırmızı renkli, kalın tabakalı, kötü boylanmış, çakıltaşı - kumtaşı
						Granit - granodiyorit - monzonit intrüzyonları
PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK	PALEOZOYİK		Gnays - şist - mermer ve kuvarsitler

Ölçeksiz

Şekil 3.4: Proje sahasına ait stratigrafik dikme kesit (Kavurmacı, 2013).

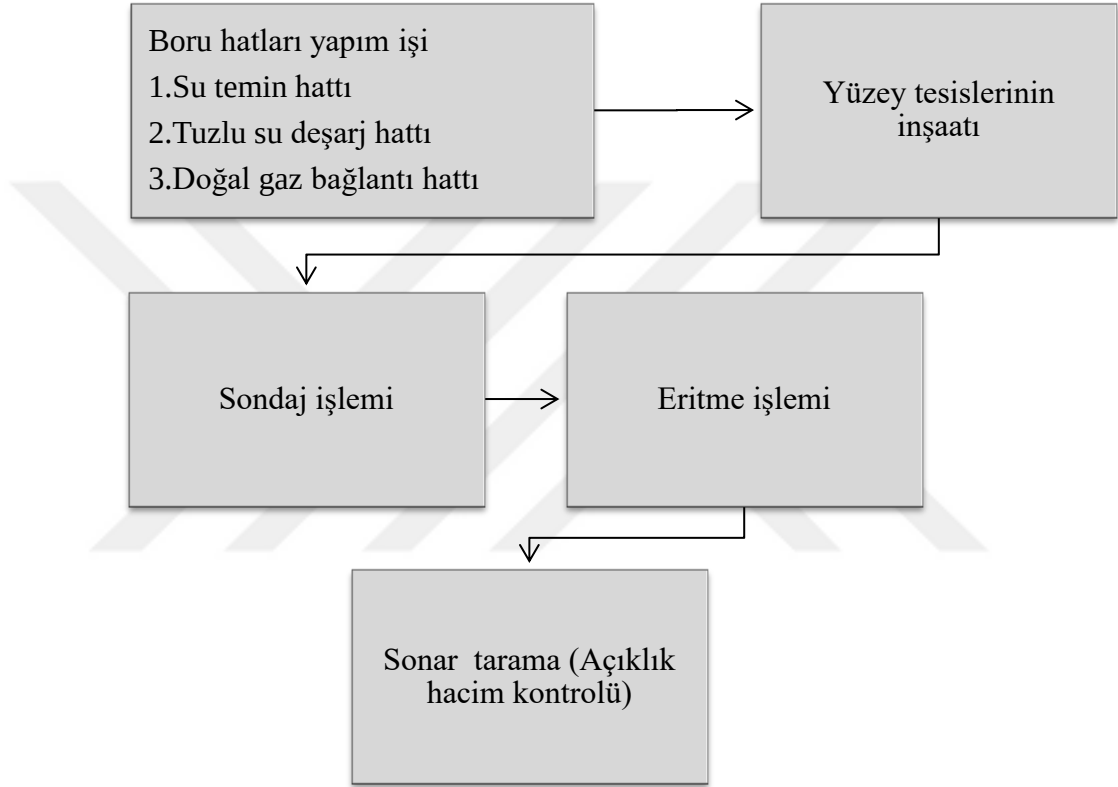
3.4. Mevcut Çevresel Durumun Değerlendirilmesi

Proje sahasında mevcut olan çevresel kaynaklar, ÇED proje ekibi tarafından gerçekleştirilen saha araştırmaları ile değerlendirilmiş, yerel hava, su ve toprak kalitesi ve biyolojik kaynakları belirlemek üzere kapsamlı saha çalışmaları yürütülmüştür. Proje sahası ve civarı esas olarak düz (eğim % 1-3) olup, ortalama yükseklik 1000 m'dir. Sultanhanı'nın kuzey ve batı kesimlerinden Tuz Gölü'ne uzanan alan bataklıktır. Ayrıca, proje sahası yakınında küçük yerleşimler de mevcuttur ve bu alanlar hayvanların Nisan ve Ekim ayları arasında otlatıldığı "platolar" olarak kullanılmaktadır.

Bölgenin sismik özelliklerini belirlemek üzere, 73 km²'lik alanda çalışmalar gerçekleştirilmiştir. Proje sahası, Türkiye'de depremselliğin en az olduğu, en kararlı alanlardan biridir. Proje sahasında bir deprem olması beklenmemektedir ve bu nedenle tesisin bir deprem nedeniyle zarar görme riski düşüktür. Ek olarak, uluslararası kabul görmüş sismik uzmanlarca değerlendirmeler yapılmış ve tuz domlarının derinliği ve dayanımı nedeniyle başarısızlık ihtimalinin oldukça düşük olduğu ve riskin dünyanın herhangi bir yerindeki benzer bir tesistekinden daha fazla olmadığı belirtilmektedir.

4. TUZ GÖLÜ DOĞAL GAZ YERALTI DEPOLAMA PROJESİ KAPSAMINDA YÜRÜTÜLEN ÇALIŞMALAR

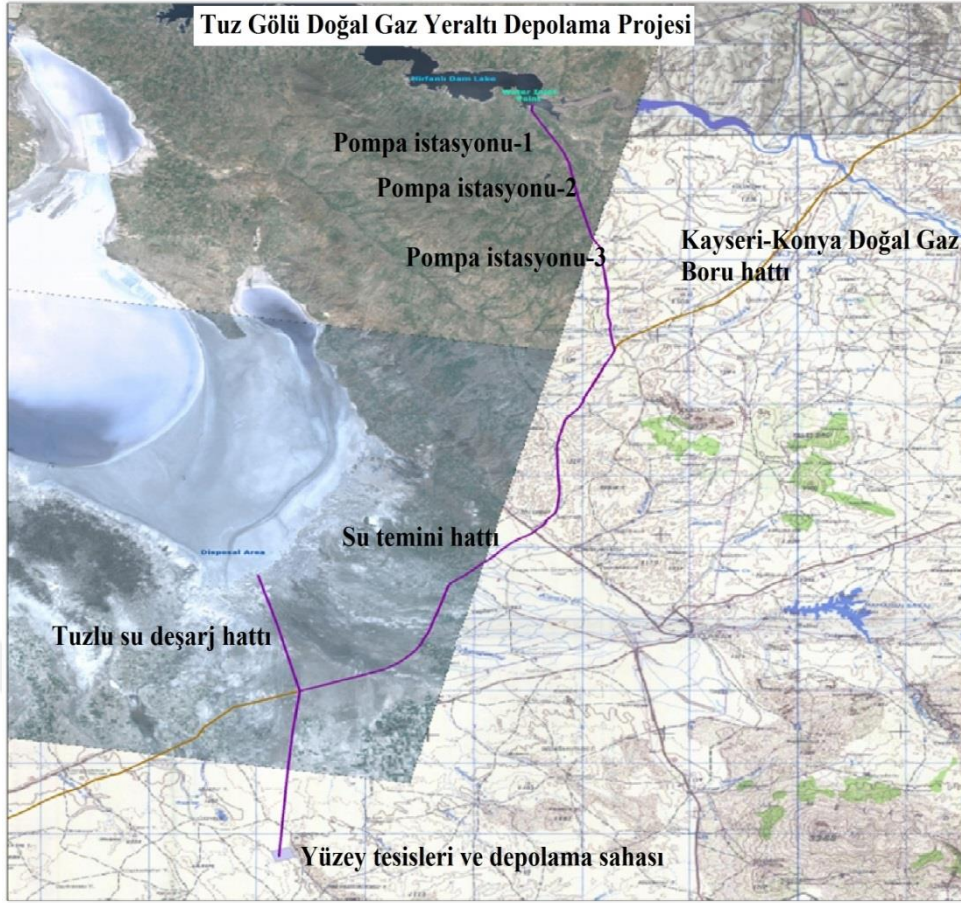
Proje kapsamında sahadaki yapım çalışmaları Şekil 4.1’de gösterilmektedir.



Şekil 4.1: Proje akım şeması.

4.1. Su Temin Hattı

Açıklıkların eritme işlemi için tatlı su kullanılmaktadır. Eritme işlemlerinin gerçekleştirilmesi için $10-12 \times 10^6$ m³/yıl miktardaki suya ihtiyaç duyulmuştur. İhtiyaç duyulan miktarda tatlı su, yeraltı kaynaklarının yetersiz olması ve çevre halkının endişeleri nedeniyle gerekli izinler alınarak proje sahasından 120 km uzaklıktaki Hirfanlı Barajından temin edilmiştir. Bunun için Şekil 4.2’de verildiği gibi, Hirfanlı Barajından depolama sahasına tatlı su temin hattı ve tuzlu su deşarj hattı kurulmuştur.



Şekil 4.2: Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi genel yerleşim planı (URL-5).

1960'ta inşa edilen Hirfanlı Barajı, enerji üretimi ve sulama gibi çok amaçlı hizmet veren Türkiye'nin önemli barajlarından biridir. Baraja, yaklaşık olarak yıllık $2400 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{yıl}$ su girişi vardır. Projenin su ihtiyacı olan $10-12 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{yıl}$ su, baraj gölünün yıllık su toplama miktarının % 0.5'inden daha azdır. Bu nedenle DSİ, proje süresince bu miktarda suyun sağlanmasında bir sorun olmayacağını ve buna ek olarak mevcut ve gelecekte olabilecek barajdan enerji ve sulama amaçlı taleplerin olumsuz olarak etkilenmeyeceğini bildirmiştir. Hattın inşası sırasında çalışmalardan görüntüler Şekil 4.3, 4.4 ve 4.5'te verilmiştir. Projenin tamamlanmasından sonra bu boru hattının, yöredeki insanların yararına su temini ve/veya sulama için kullanılmak üzere DSİ'ne devri öngörülmektedir.



Şekil 4.3: Su temin hattı pompa istasyonları.



Şekil 4.4: Su temin hattı.



Şekil 4.5: Su alma yapısı (Hirfanlı Barajı).

4.2. Tuzlu Su Deşarj Hattı

Tuz yapılarının eritilmesinden kaynaklanan tuzlu su (brine) ($1.120 \text{ m}^3/\text{saat}$), önce içindeki çözünmeyen maddelerin alınması için çökeltme havuzlarına (Şekil 4.6), daha sonra da yaklaşık 44 km uzunluğundaki deşarj hattı ile Tuz Gölü'ne gönderilmektedir (Şekil 4.7). Tuzlu su deşarjının, Tuz Gölü'ne olumsuz bir etki yapması beklenmemektedir.



Şekil 4.6: Tuzlu su çökeltme havuzları.



Şekil 4.7: Tuzlu su deşarj hattı.

Tuz Gölü, eritme işleminin gerçekleştirileceği proje sahası ile aynı tuz formasyonu üzerindedir. Tuz Gölü, zaten havzada bulunan tuz formasyonlarını doğal yollarla

eriterek tuzlu su oluşumuna katkıda bulunan yeraltı suları ile beslenmektedir. Bu nedenle, eritme yoluyla açıklıkların oluşturulması, insan yapısı/yapay bir işlemle de olsa aynı kalitede tuzlu suyun göle girişini sağlamaktadır.

4.3. Doğal Gaz Bağlantı Hattı

Yaz aylarında oluşan doğal gaz fazlası, bir bağlantı hattı (40 inç çapında) vasıtasıyla proje sahasının yaklaşık 23 km yakınından geçen mevcut Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı'nın Kayseri-Konya bölümünden alınarak açıklıklarda depolanacak, talebin arttığı dönemlerde de ulusal şebekeye tekrar geri verilecektir.

4.4. Yüzey Tesisleri

Eritme ve gaz tesislerinden oluşacak yüzey tesisleri kapsamında aşağıdaki tesisler inşa edilmektedir (Şekil 4.8 ve 4.9). Eritme işlemi için gerekli tesisler;

1. Açıklık sahası
2. Eritme tesisi
3. Tatlı su temini tesisi
4. Tuzlu su çökeltme havuzu
5. Pompalar
6. Su debi ölçüm ünitesi
7. Nitrojen gazı ünitesi
8. Kontrol binası



Şekil 4.8: Yüzey tesisleri eritme pompaları.

Depolama işlemi için;

1. Kompresör istasyonu (ilk gaz dolumu için 2 adet piston kompresör, gaz enjeksiyonu için 5 adet santrifüj kompresör)
2. Isıtıcı
3. Soğutucu
4. Susuzlaştırma ünitesi
5. Ölçüm istasyonu
6. Depolama kuyuları (12 adet)
7. Filtre ünitesi
8. Glikol yenileme ünitesi
9. Kondens alıcı ünitesi



Şekil 4.9: Yüzey tesisleri.

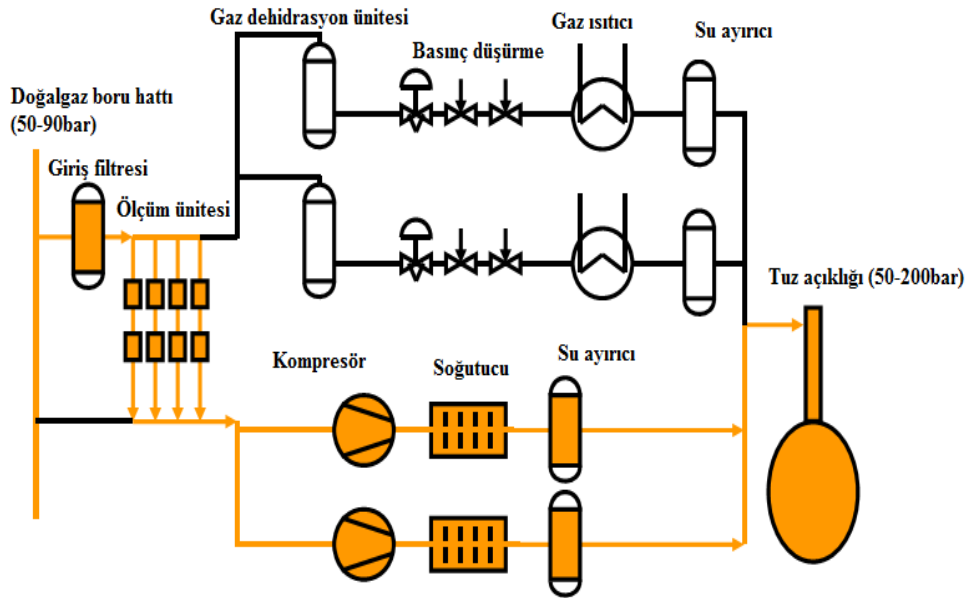
4.5. İşletme ve Bakım

Yeraltı depolama faaliyetlerinde kullanılan tesislerin işletimi ve bakımı uzmanlık gerektirir. Bunlara ek olarak sızdırmazlık üzerinde durulması gereken en önemli konudur. Korozyon ve zayıf çimentolama sızıntılarına neden olabilir.

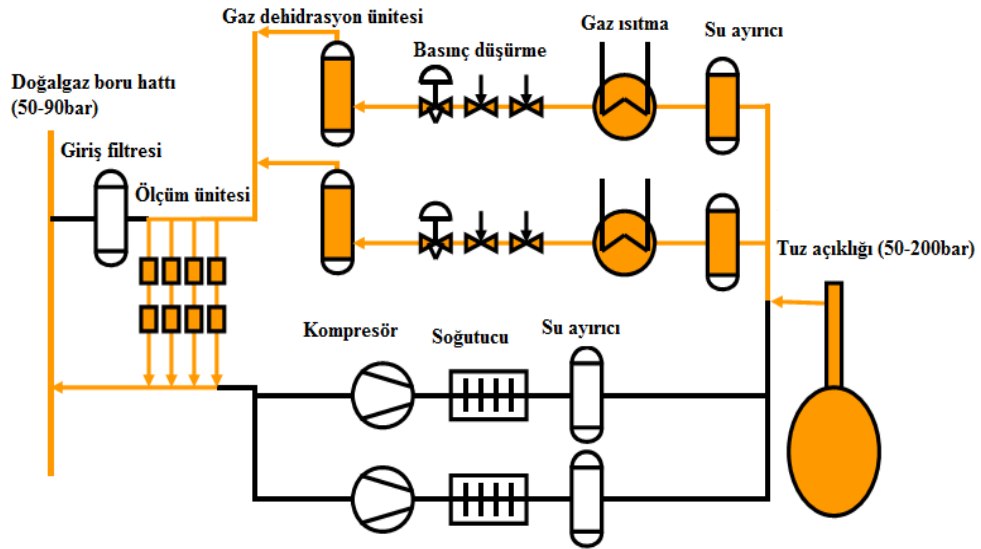
Rezervuar mühendisliği desteği, güvenlikle ilgili faaliyetlerin ötesinde rezervuara veya ekipmanlara zarar gelmesini engellemek açısından önemlidir. Bir örnek vermek gerekirse, işletim aşamalarının optimize edilmesi ve rezervuar simülasyon modellerinin devamlı surette geliştirilmesi iyi bir işletim için hayati önem taşımaktadır. Şekil 4.10 ve 4.11’de tuz açıklıklarında doğal gaz depolama yapılan bir tesisdeki optimum gaz enjeksiyon ve geri üretim döngüsü genel olarak görülmektedir.

Kuyuya olan akışın aksaması ya da başka problemlerin oluşması durumunda, kuyularla ilgili yeni faaliyetlere gerek duyulabilir. Borulama için yeni deliklerin açılması veya kum püskürterek boruların temizlenmesi, kuyu performansının artırılması için gerekebilir.

Tuz açıklıkları için düzenli bir mühendislik desteğinin alınması şarttır. Örneğin, açıklık kapanımının izlenmesi amacıyla açıklık şeklinin incelenmesi ve öngörülen kapanım hızlarıyla gerçekleşenin karşılaştırılması gereklidir.



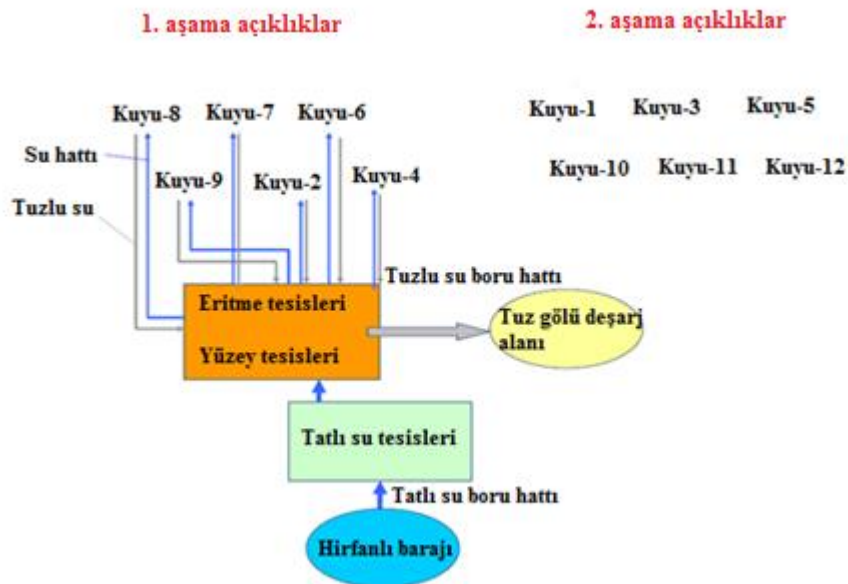
Şekil 4.10: Gaz enjeksiyon döngüsü (Schneider vd., 2016).



Şekil 4.11: Gaz geri üretim döngüsü (Schneider vd., 2016).

4.6. Tuz Eritme Yöntemi ve İlgili Çalışmalar

Tuz açıklıklarının oluşturulmasında, ilk etapta sismik veriler neticesinde varlığı tespit edilen kalın tuz formasyonları kullanılmaktadır. Tuz tabakalarının eritilmesi işleminde, eritilecek her 1 m³ tuz için yaklaşık 9-10 m³ su gerekmektedir. Gerekli olan su, yüzey ve yeraltı suları ile denizden sağlanmaktadır. Proje kapsamında eritme işlemlerinde izlenen yol Şekil 4.12’de özetlenmiştir.



Şekil 4.12: Tuz eritme izlenen yol.

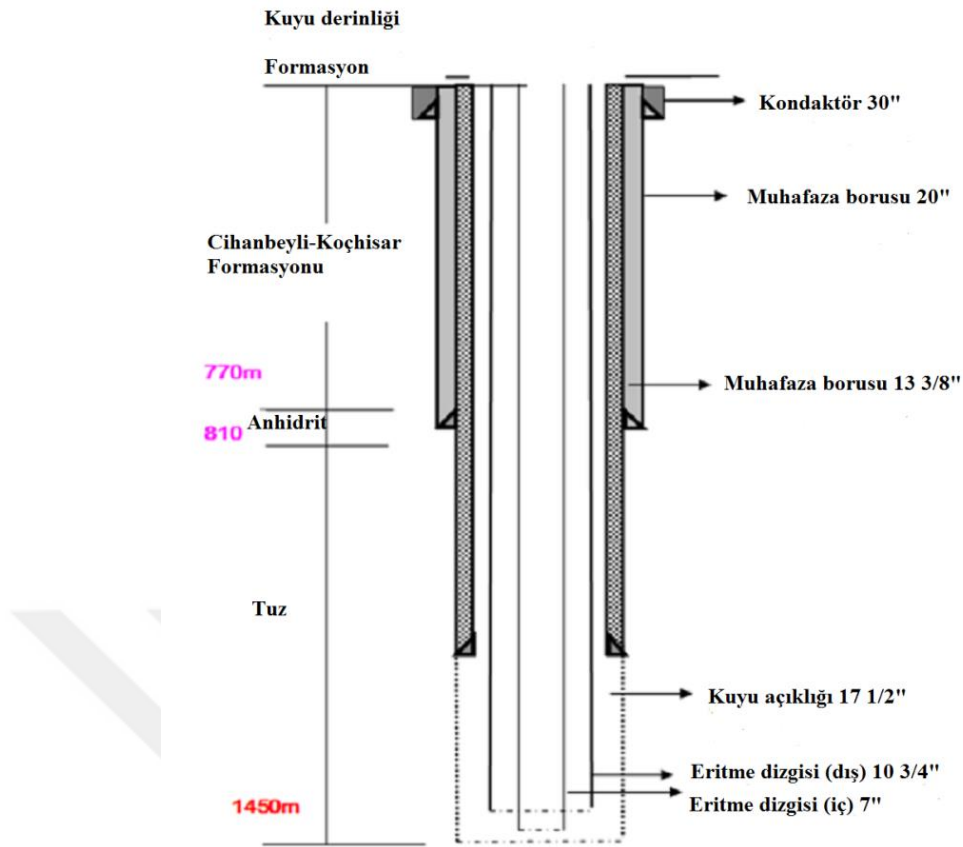
Tuz tabakalarının eritilmesi işlemi, ihtiyaçlara ve jeolojik ön koşullara bağlı olarak 1500-2000 m derinliğe kadar inebilen kuyular vasıtasıyla yapılmaktadır. Kuyular ile tuz açıklıkları birbirine bağımsız üç hatla bağlıdır. Bu bağlantılar, iç içe yerleştirilmiş iki adet hattan oluşmaktadır (Şekil 4.13).



Şekil 4.13: Tuz eritme işleminde kullanılan tipik kuyu başı.

Tatlı su, kuyuya bu bağlantılardan biri aracılığıyla pompalanır. Su, açıklık cidarındaki tuzu eriterek doymuş hale gelir. Tuzlu eriyik (brine) ikinci bir bağlantıyla yeryüzüne çıkartılır. Bu işlemler için kullanılan yeraltı boru dizilimi Şekil 4.14’te verilmiştir.

Eriyik, kullanılamayacağı yerlerde ya denize deşarj edilir (büyük nehirlerin haliç bölgesine), ya da uygun olan derin kaya formasyonlarının içine basınçla enjekte edilir. Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi’nde eriyik Tuz Gölü’nün çorak bölgesine deşarj edilmektedir. Genelde en dıştaki halkada bulunan üçüncü bağlantı vasıtasıyla sudan daha hafif olan ve tuzu çözmeyen koruyucu bir örtü (blanket) açıklığın tavanı ve civarındaki çözümleri engellemek amacıyla açıklığa pompalanır. Sondaj araştırmaları ve karot çalışmaları ile eritme işleminin tasarımı, mekanik olarak kabul edilebilir boyutlar aşılmadan en uygun olacak şekilde kullanıma hazır hale getirilir.

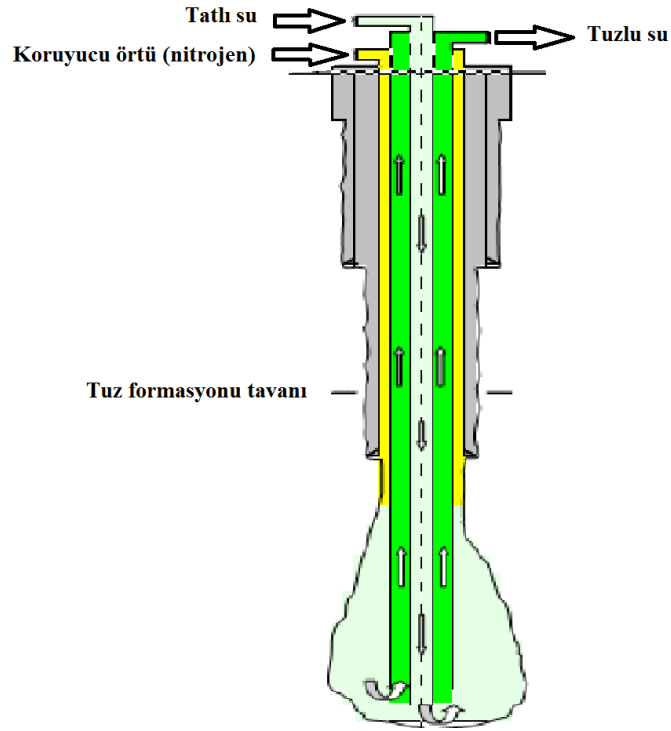


Şekil 4.14: Kuyu profili (URL-1).

Eritme yöntemi, jeolojik durumlar, istenilen açıklık şekli ve ekonomik faktörlere göre belirlenir. Eritme işlemlerinde doğrudan veya dolaylı eritme yöntemleri kullanılmaktadır.

4.6.1. Doğrudan eritme yöntemi

Bu yöntem, açıklık oluşumunun alt kısımlarda daha hızlı bir şekilde gelişmesine izin verir. Tatlı su açıklık tabanından verilir. Tuzlu eriyik ise açıklığın üst kısmından, dış halka vasıtasıyla alınır. Bu teknolojiye açıklığın üretim borusu seviyesinin en alt noktasından itibaren yukarıda kalan kısmının tamamı eritilmektedir ve hemen hemen düzenli bir şekil ortaya çıkar. Ancak, üretilen tuzlu suyun konsantrasyonu istenilen tuz konsantrasyon seviyesine (yaklaşık 300-320 g/l) göre genellikle düşüktür (Şekil 4.15).

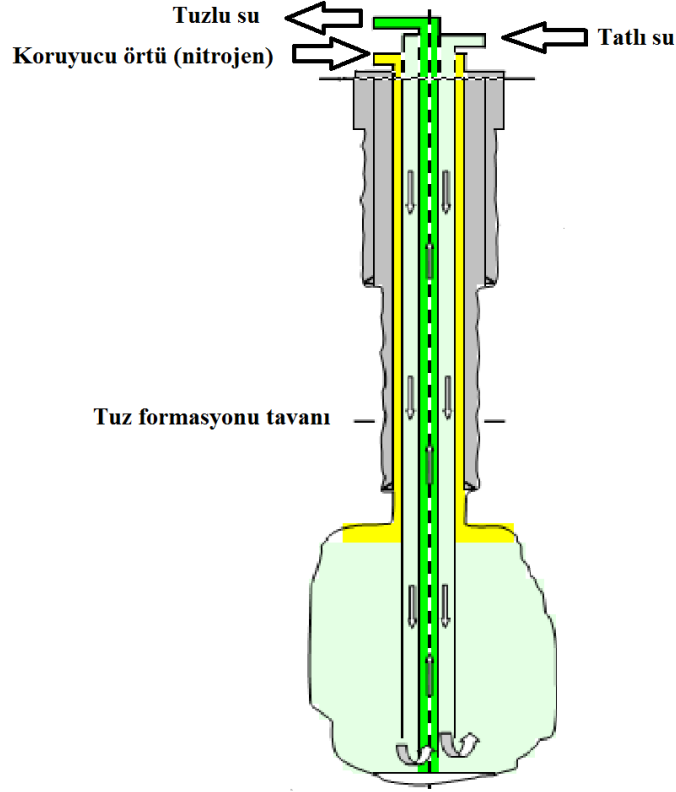


Şekil 4.15: Doğrudan eritme yöntemi (Pereira, 2012).

4.6.2. Dolaylı eritme yöntemi

Bu yöntem ile tatlı su dış halkadan açıklığın üst kısmına verilirken, tuzlu eriyik iç halkadan alınmaktadır. İstenilen açıklık şekli, eritme hatlarının derinlik ayarlamalarının, eritme oranlarının ve doğrudan ve dolaylı eritme yöntemlerinin isteğe bağlı şekilde değiştirilmesi ile elde edilir. Eritme sürecinin kontrolü ve izlenmesi, su ve eriyik analizi, sonar taramalar ve bilgisayar bazlı hesaplamalar ve simülasyonlar ile gerçekleştirilir. Bu teknolojide açıklığın dış üretim borusu üstünde kalan kısmı düzenli gelişmektedir. İki üretim borusu dizisinin en alt noktaları arasında kalan kısım ters koni şeklinde gelişmekte olup, alınan tuzlu suyun konsantrasyonu genellikle yüksektir ve istenilen tuz konsantrasyonu seviyesini yakalamak mümkündür (Şekil 4.16).

Doğrudan eritmenin avantajı, düzenli bir şeklin oluşturulabilmesi, dolaylı eritmenin avantajı ise, yüksek konsantrasyon elde edilebilmesidir. Bu avantajların her ikisini birden kullanabilmek için dolaylı eritme yöntemini ve üretim borusu alt seviyeleri birbirine yakın şekli uygulamak gerekmektedir.



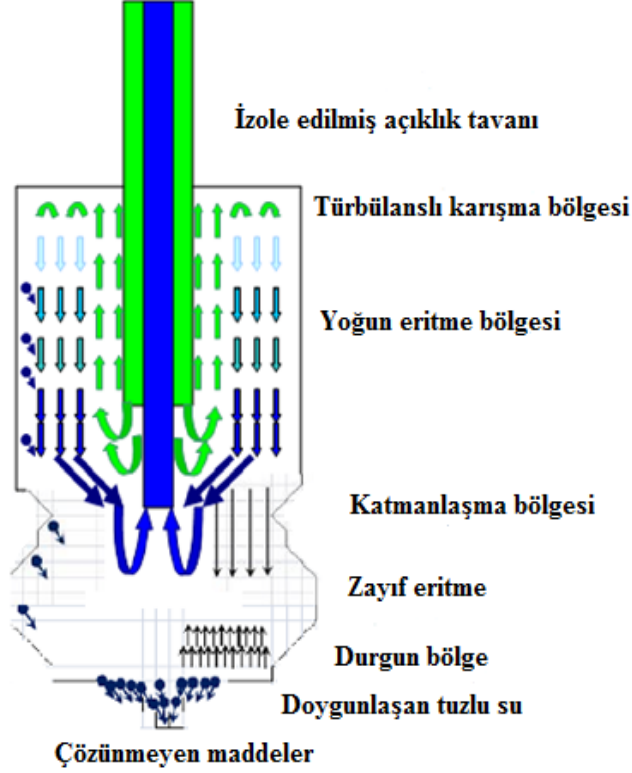
Şekil 4.16: Dolaylı eritme yöntemi (Pereira, 2012).

Jeolojik durumlara ve işletmeyle ilgili ihtiyaçlara göre tuz açıklıklarının depolama hacimleri değişmektedir. İlerideki depolama işlemleri için her iki eritme hattı da üretim hattıyla değiştirilir. Açıklığın hacmi ve bu sayede açıklıkta depolanabilecek gazın hacmi önceden belirlenerek tasarımda kullanılmaktadır. Yükselen doğal gaz ihtiyacını karşılamak amacıyla açıklığın kapasitesi kademeli olarak arttırılabilir. Çözelti madenciliği yöntemi ile inşa edilen yüksek basınçlı doğal gaz açıklıkları, doğal gazın tüketicilere sağlanmasında yaşanan kısa dönemli ya da mevsimsel dalgalanmaların dengelenmesi amacına yöneliktir.

Açıklık içerisindeki hidrodinamik olay eritme işlemi açısından büyük öneme sahiptir, küçük bir değişiklik konsantrasyon dağılımını etkilemektedir. Açıklıkta hareket eden tuzlu su içerisinde iki önemli bileşen vardır. Birincisi, aşağıda verilen parametreler etkisiyle meydana gelen akıntıdır (Kuntsman ve Urbanczyk, 1997).

- Tatlı su enjeksiyonu ve tuzlu su üretimi
- Tuzun çözünmesine bağlı hacimsel büzülme
- Çözünmeyen maddelerin açıklık tabanına çökmesi ve aynı anda tuzlu suyun yukarıya doğru hafif hareket etmesi

İkinci ve daha önemli etken ise, yerçekimi kuvvetlerinin açıklık içerisindeki hidrodinamik koşulları değiştirmesi ve yönlendirmesidir. Konsantrasyon dağılımı, her zaman dikey doğrultuda ve aşağı yönde artma eğilimindedir. Bu konsantrasyon dağılımını başka yöne kaydıracak bir etken söz konusu olduğunda güçlü bir türbülans doğmaktadır ve eritme zonunda hızlı bir tuzlu su karışımı meydana gelerek ortalama bir konsantrasyon oluşmaktadır (Şekil 4.17).



Şekil 4.17: Dolaylı eritmede açıklık içindeki durum (Bastacıoğlu, 2010).

4.6.3. Tuzlu su ve çözünme hızı özellikleri

Kaya tuzu, diğer eriyebilir tuzları da içerdiği için çeşitli kaya tuzlarının çözelti özgül ağırlıkları ve konsantrasyonları az da olsa birbirinden farklıdır ve dolayısıyla fiziksel özellikleri de farklıdır. Çözünme hızını etkiledikleri için kaya tuzunun laboratuvarında incelenmesi gerekir. Sodyum kloritin suda çözünübilirliği, basınç ve sıcaklıkla artar. Çözünübilirlik basınçla doğru orantılı olup basıncın 1 bar (103Pa) artması, çözünübilirliği 7.5×10^{-4} oranında artırmaktadır. 20°C sıcaklıkta saf NaCl nin özgül ağırlığı 1.2 ton/m^3 , doymuş çözünübilirlik oranı % 26.24 ve çözünmüş tuz miktarı $314,9 \text{ kg/m}^3$ 'tür.

Su ve kaya tuzunun toplam hacimleri, ikisinin oluşturduğu tuzlu su hacminden daha büyük olup bu durum çözülüm büzülmesi diye adlandırılır. Kristal kaya tuzu hacminin, suda çözülmüş hacminden daha büyük olduğu söylenebilir. Hacim büzülmesi, tuzun hacim değişikliğinden kaynaklanmakta olup tatlı suda bir hacim değişikliği olmaz (Kunstman vd., 2007).

Bölgede açıklığın açıldığı kaya tuzu kütlesinin orijinal sıcaklığı sıg açıklıklarda 30°C'den, derinlerde 70°C'ye kadar değişebilir. Açıklık çözünmesi esnasında enjekte edilen tatlı suyun sıcaklığı, kaya tuzu kütlesinin doğal sıcaklığından önemli miktarda daha düşüktür (Kunstman vd., 2007).

Kaya tuzu çözünmesi endotermik (ısı emici) olup tuzlu su ile kaya tuzu kütlesi arasında ısı alışverişi meydana gelir ve açıklık içindeki tuzlu su ısınırken, kaya tuzu kütlesi soğur. Tuzlu su konsantrasyonu, sıcaklıkla arttığı için açıklık tabanındaki durgun ortamda da bir miktar çözünme meydana gelir. Kış mevsiminde enjekte edilen tatlı su sıcaklığı önemli miktarlarda düşer, açıklık etrafındaki kaya tuzu kütlesi oldukça soğur. Açıklık içerisinde oluşan farklı tuzlu su sıcaklık zonları, karışarak ısı alışverişi yapar (Kunstman vd., 2007).

Çözünme süreci esnasında, kaya tuzu bünyesindeki anhidrit ve kil gibi erimeyen maddeler büyük hacimde açıklık tabanına düşer. Süspansiyon maddeleri, tuzlu su ile yüzeye taşınır. Dağılıp çözünmeyen, hacmi genişleyen parçalar, şekil ve tane boylarına göre açıklık hacminin %50'sini kaplayabilir. Çünkü çözünebilir kaya tuzunun bir kısmı jeomekaniksel parçalanma ile kil ve anhidrit parçalarıyla beraber çözünmeden açıklık tabanındaki doygun tuzlu su içinde yer alabilir.

Eğer açıklık duvar eğimi 15° veya daha düşük ise (çözünme limiti açısı) üstüne biriken çözünmeyen maddeler aşağı kayamaz, kaya tuzunu örter ve doygun tuzlu su ile beraber kaya tuzu duvarında çözünme durur.

Çözünme hızı, tuzlu suyun konsantrasyonuna, kaya tuzunun petrografisine (mineralojisine), kaya tuzu duvarının eğimine ve sıcaklığa göre değişir.

Dünyada dikey kaya tuzu duvarının 20°C'deki tatlı suda, ortalama yatay çözünme hızının 8 mm/h ile 12 mm/h arasında değiştiği hesaplanmıştır.

Bazı kaya tuzu yatakları ve özellikle tuz domlarını kesen aynı sondajın çeşitli seviyelerindeki yatay çözünme hızları arasındaki farklılıklar, iki farklı kuyuda saptanan ortalama yatay çözünme hızları arasındaki farklılıklardan daha büyüktür.

Yatay kaya tuzu duvarının 20°C'deki tatlı suda ortalama dikey çözünme hızı daha az olup, yatay çözünme hızına göre farklılıklar gösterir ve yatay çözünme hızının düşey çözünme hızına oranı 1,2 ile 3 arasında değişir.

4.6.4. Açıklık konumlarının tespiti

Açıklık konumlarının tespitinde aşağıda sıralanan veriler göz önüne alınmaktadır.

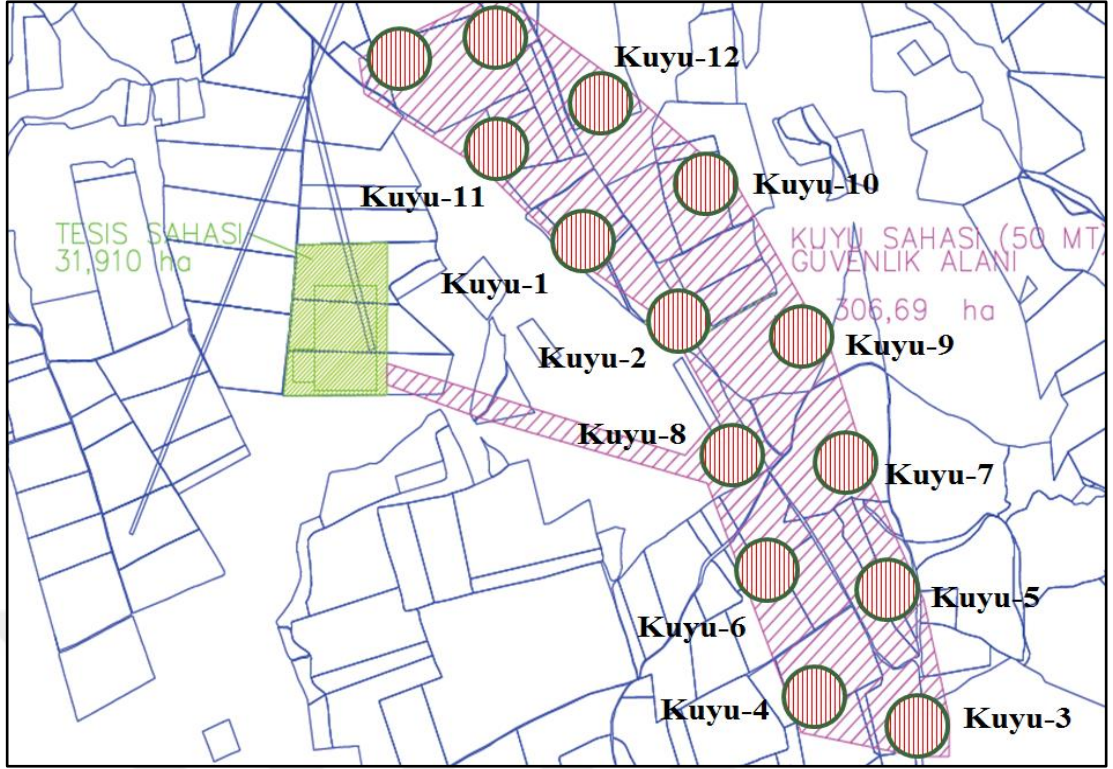
- Kaya tuzu yatağının var olması aranır. Çözelti madenciliği, yeraltı kaya tuzu tablasının 150 m altında başlar ve silindirik şeklinde olan açıklık yüksekliği ve tabanında bırakılan en az 50 m kaya tuzu kalınlığı dahil en az toplam kaya tuzu kalınlığının 500 m olması ve basınçla daha fazla doğal gaz depolamak için kaya tuzu kütlesi örtü kayacının varlığı aranır.
- Suda kaya tuzu gibi kolay erimeyen anhidrit ve kil tabakaların, yeraltı kaya tuzu kütlesi bünyesindeki oranlarının % 20-30'un altında olması aranır. 1 m' den kalın anhidrit ve kil tabakalarının çözelti madenciliği ile eritilmesinde sorun oluşabilmektedir. Böyle seviyelerde yavaş erime ve genişleme ile açıklık şeklinin ayarlanması ve erimeyen masif parçaların tabana çökmesiyle açıklık hacminin küçülmesi sorunları çıkabilir. Bu tip sorunlar, çözelti madenciliğinin hızını yavaşlatır ve açıklık hacmini küçültür. Askıda kalan kil taneleri tuzlu suyu kirletebilir. Açıklık duvarlarında birikmiş kil tortulları, eritme faaliyetini durdurabilir (Kunstman vd., 2007).
- Kaya tuzu kütlesi ile etrafındaki formasyonların uyumsuz olması, diyapirleşme ve şiddetli kıvrımlanmaya uğradığını gösterir ve açıklık konumlarını doğru tespit için beklenmedik sorunlara yol açabilir. Genelde tüm kaya tuzu yatağının şiddetli (holokinetik) tektonizmadan etkilenmemiş olması aranır. Aktif fay zonunda da açıklık oluşturulması sakıncalıdır. Bu tip kaya tuzu yataklarında solüsyon madenciliğini planlamak ve açıklığı istenen şekil ve boyutta geliştirmek çok daha zordur.
- Kaya tuzu yatağının etrafındaki formasyonlarla uyumlu olması (kaya tuzu yastığı) aranır. Kaya tuzunda yatay tabakalanma, genelde tektonik etkilerden uzak kaldığını gösterdiği gibi, yanal litolojik değişimin düşey litolojik değişimden daha az olduğunu belirtir. Bu tip yatakların sondaj loglarının korelasyonu; açıklık dikey aralıklarını ve gelecekte oluşturulacak yeni açıklık geliştirme kuyularının konumlarını tespit için en uygun yöntemdir.

- Graben alanları; yüzey, meteorik suları topladığı için yeraltı kaya tuzu açıklık konumları olarak uygun sayılmazlar. Özellikle, geniş horst yapılarında yüzey suları daha az toplandığı ve kaya tuzu yatağının yukarı yer değiştirmesi ve kalınlık artışı daha kolay olduğu için açıklık konumları olarak tercih edilebilir.
- Tuz domlarının kenarları, evaporit havzası kenarları ve kaya tuzu yataklarının kenarları açıklık oluşturulması için uygun yerler değildir. Buralarda oluşturulacak açıklıklardan gaz kaçağı tehlikesi vardır. Yeraltı kaya tuzu yataklarının taban ve yan sınırları jeofizik ölçümlerle iyi tespit edilirse kenar zonlardan uzak yerlerde açıklık oluşturulur. Tuz domları kanatlarında tabakaların düşeye yakın eğiminden dolayı, dikey litolojik farklılıkları, yatay litolojik farklılıklarından çok daha azdır.
- Açıklık oluşturulması ve kaya tuzu madenciliğindeki en önemli genel kural, kaya tuzu yatağı sınırlarının dışına çıkmamaktır. Başarısızlıkların ve felaketlerin çoğu, tuz çözelti madenciliği veya kaya tuzu madenciliği sınırlarının kaya tuzu yatağının sınırlarıyla çakıştığı zaman meydana gelir. Bu gibi durumlarda, doygun olmayan su kaçaqları, kontrol edilemeyen çözelti problemlerini büyütebilir.
- Çözelti açıklıkları ve gaz depolamayla ilgili problemler açısından kaya tuzu kütlesinin asla yırtılmayıp kendi içinde yamandığını ve gaz sızıntısı yapmadığını bilmek önem kazanır.
- Aynı hacimdeki bir açıklıkta, artan yeraltı basıncına göre daha büyük miktarda doğal gaz depolanabilmektedir. Ancak, 2000 m derinliğin altında doğal gazın sıvılaşma tehlikesi vardır. Basınca dayalı en uygun gaz miktarını depolama derinliği 500 m ile 2000 m arasında değişmektedir. Söz konusu derinlik aralığı, kaya tuzu yatağının o konumdaki özelliğine, kalınlığına ve yapısına göre tespit edilir.
- Açılacak ortalama 80 m çaplı açıklık merkezleri arası minimum mesafe 300 m-400 m'dir. Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi'nde bu mesafe 600 m olarak alınmıştır. Daha dar açıklıklar arası koruyucu kaya tuzu sütunları, doğal gaz kaçaqlarına neden olabilir. Eğer açıklık çapı 80 m planlandı ise jeolojik ve jeofiziksel araştırmalarda uygun görülen sondaj alanlarındaki sondaj noktaları, 360 m aralıklı eşkenar üçgen köşelerine yerleştirilebilir, böylelikle muhtemel açıklıklar 200 m genişlikteki kaya tuzu

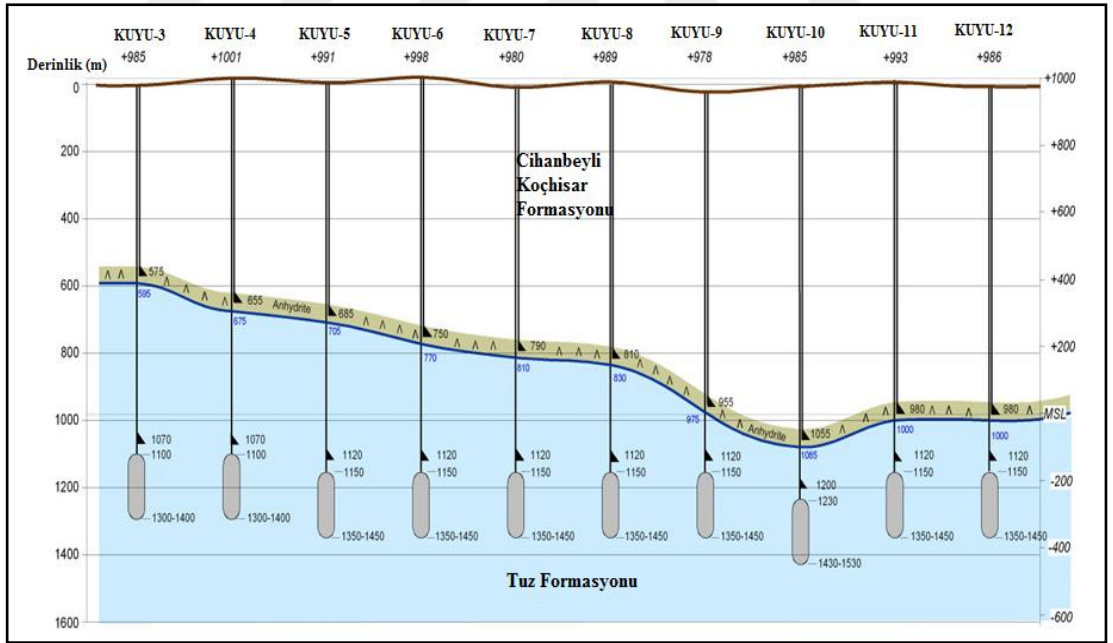
sütunlarıyla birbirinden ayrılmış olur. Örtü kayacı dahil en az 300 m kalınlığında bir açıklık tavan emniyet derinliği olarak bırakılır.

- Açıklık oluşturulacak düşey aralık, o noktadaki sondaj logunda kesilen kaya tuzu ve içerdiği anhidrit, kil kalınlıkları, derinlikleri ve göreceli basıncın en uygun olabileceği duruma göre seçilir.
- Kaya tuzu yatağının civarda genç volkanizma varsa, volkanizmaya uzak olan tarafları tercih edilir. Genç volkanizmadan faylar boyunca çıkan yeraltı volkanik gazların, oluşturulacak açıklığa sızma tehlikesi vardır.
- Karnalit, kainit gibi suda kaya tuzundan daha kolay eriyen potasyumlu, magnezyumlu tuzlar sondajlarda ara tabakalar halinde kesilirse, çözelti madenciliğiyle açıklık oluşturulmasında bu seviyelerde kontrol edilemeyen hızlı erime ve genişlemeler görülebilir. Bu tip seviyeler, açıklık şeklini ayarlama ve açıklık arası koruyucu kaya tuzu sütunlarının aşırı erimesinde sorunlar çıkabilir (Kunstman vd., 2007).
- Özgül ağırlık, gözeneklilik, geçirgenlik, suda eriyebilirlik gibi kaya tuzunun fiziksel ve kimyasal özellikleri de açıklık konumunun seçiminde rol oynar. Yüksek gözeneklilik ve geçirgenliğe sahip kaya tuzlarında, kaçak yapmadan gaz depolamak mümkün olmayacaktır (Kunstman vd., 2007).
- Karotların fiziksel ve kimyasal özellikleri, kuyunun kullanılabilirliği hakkında bilgiler verir. Bu ölçümler, jeomekanik katsayılar, basınç dayanımı, suda erime hızları, gaz miktarları, kimyasal analizler, doğal gözeneklilik ve geçirgenlik, termal iletkenlik özellikleri ve gaz depolama açıklıkları için özel testlerdir. Bu testler olumlu geldikten sonra açıklık oluşturulur (Kunstman vd., 2007).

Yukarıdaki bilgiler değerlendirilerek Tuz Gölü Havzasında açılacak olan yeraltı depolarının konumları belirlenmiştir. Proje kapsamındaki yeraltı açıklıklarının ve ileride yapılması planlanan bazı açıklıkların konumları Şekil 4.18’de verilmiştir. Bu kuyulardan Kuyu-1 ve Kuyu-2’nin sondaj çalışmaları 2001 yılında TPAO tarafından tamamlanmıştır. 2014 yılında ise bu kuyularda genişletme çalışmaları yapılmıştır. Mevcut proje kapsamında açılacak diğer 10 kuyunun yeraltı kesit görünümü ise Şekil 4.19’da verilmiştir.



Şekil 4.18: Açıklık konumları (URL-1).



Şekil 4.19: Açıklıkların yeraltı kesit görünümü (DBI-GUT, 2006).

Gaz depolama açıklık konumlarının jeolojik olarak doğru seçimi, tuzlu su kalitesi ve üretim miktarı, açıklığın son şekillenmesi, açıklık hacmi, sızdırmazlığı ve sağlamlığı, eritme teknolojisi seçimi başarılı çözelti madenciliği için önem kazanır.

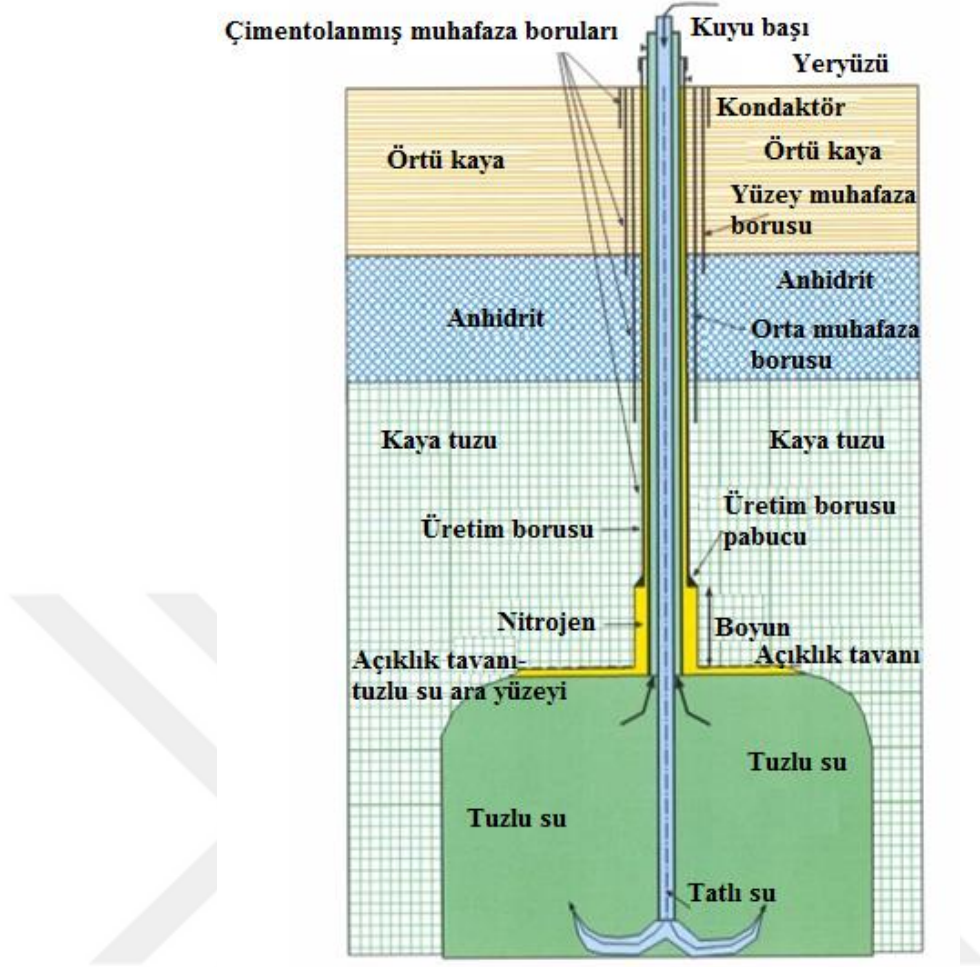
4.6.5. Sondaj muhafaza borularının çimentolanması, tatlı-tuzlu su borularının görevleri

Proje kapsamında sondaj faaliyetlerinde kullanılan sondaj kulesi görünümü Şekil 4.20’de verilmiştir. Bu tip sistemlerdeki zayıf nokta, sondaj kuyularının muhafaza borusu ve çimentolanmasıdır. Böyle olmakla beraber, kuyu başarısızlığıyla ilgili hemen hemen tüm problemler, yeryüzü personelinin ya ihmal veya anlama kabiliyetlerinin azlığıyla ilgili olup daha ziyade insan hatalarından kaynaklanır. Gelişen tüm kazalar incelendiğinde, zayıf kontrollü uygulamalardan veya gerektiği gibi uygun olmayan malzemenin kullanılmasından kaynaklandığı görülür



Şekil 4.20: Sondaj kulesi.

Sondaj ile yapılan çözelti madenciliği sırasında Şekil 4.21’de belirtilen şekillerde muhafaza boruları uygulanır. Kondaktör borusu, en üst muhafaza borusu olup tüm sondaj işlemi esnasında boruların mekanik duraylılığını sağlar ve 8-20 m derinliğindedir.



Şekil 4.21: Doğal gaz depolayan açıklık için tipik çözelti madenciliği boru yapıları (KİAŞ, 2013).

Yüzey muhafaza borusu, anhidrit örtü kayacının birkaç metre içerisine girer ve yüzeye kadar çimentolanır. Görevi, gevşek Tersiyer ve Kuvaterner tortulları içinde mekanik duraylılığı sağlar ve boruları su taşıyan örtü tortullarından korur. Çapı 20-24 inçtir.

Orta muhafaza borusu, kaya tuzu kütlesine 40-50 m girer ve yüzeye kadar çimentolanır. Görevi, suyun üst seviyelere sızmasını önlemek ve su taşıyan örtü kayacı, kaya tuzu kütlesinden ayırmaktır. Tuzlu, çürütücü ortama dayanıklı çimento kullanılmalıdır. Çapı, 18.5/8 - 16 inçtir.

Üretim muhafaza borusu, en son çimentolanır. Açıklığın tavanına kadar ulaşır. Tuzlu çürütücü ortama dayanıklı çimento kullanılmalıdır. Gaz geçirmeyen özellikte bir boru olmalıdır. Çapı 13.3/8 - 11.3/4 inçtir. Kaya tuzu içinde boru tabanına pabuçlar yerleştirilir.

Yeraltı ekipmanı, çözelti teknolojisine göre üretim borusu içinde aşağı indirilip yukarı çekilebilecek, aynı eksenli iki borudan ibarettir. Her iki borudan biri, çözelti yöntemine göre, ya açıklığa tatlı su pompalar veya açıklıktan tuzlu su emer. İç boru daima daha alt seviyelere indirilir. Dış boru ile üretim borusu arasındaki boşluk, açıklık tavanını tuzlu sudan ayıran nitrojen gazıyla doldurulur.

Yerüstü ekipmanı, kuyuyu kapatıp açan ve düşey hareketli iç boruları tutan kuyu başından ibarettir. Kuyu başı, en son çimentolanan üretim muhafaza borusuna bağlanmıştır ve tatlı suyu yer altına pompalayan borular ve üretilen tuzlu suyu dışarı taşıyan borularla irtibatlıdır. Açıklık tavanındaki tuzlu su-kaya tuzu ara yüzeyini çarşaf gibi kaplayan nitrojen gazını kontrol eder.

Açıklık tamamlandıktan sonra, bütün hareketli iç çözelti boruları ve kuyu başı sökülür. Gaz depolama açıklıklarının güvenli çalışması için, gaz geçirmeyen kuyu başı, gaz geçirmeyen dış üretim borusu ve ilk gaz dolum operasyonunda tuzlu suyu dışarı atmak için özel iç borular kullanılır.

4.6.6. Sondaj sırasında yapılan kaya tuzu kütlesi testleri

Laboratuvar örneklerinin hazırlanmasında çatlaklı ve bozuk karotlar kullanılmaz. Dolayısıyla, laboratuvar testlerinin güvenilirliğindeki şüpheleri ortadan kaldırmak için kaya tuzu kütlesi sondaj sırasında yerinde çeşitli testlere tabi tutulmaktadır. Bunlar,

- Çatlatma testi,
- Nitrojen kaçağı testi,
- Kapanma testi,
- Basınç verme ve basıncı çekme testi.

Çatlatma testi

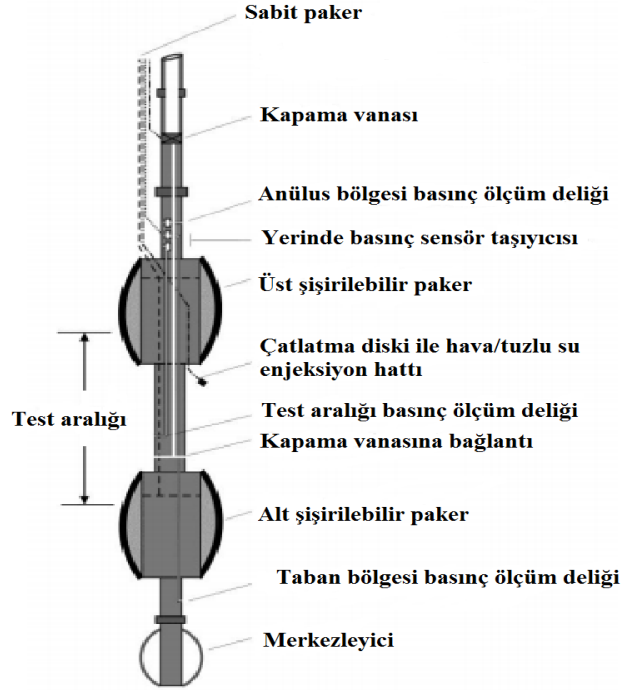
Çatlatma testinde amaç, yeraltı açıklığında gaz depolanabilecek en yüksek basıncın tayinidir. Kullanılan genel test sistemi görünümü Şekil 4.22’de verilmiştir.



Şekil 4.22: Paker ve çatlatma test ünitesi.

Sondaj esnasında, sondaj deliğine uygulanmaktadır. Kaya tuzu kütlesine kadar olan örtü kayaç bölümü, wire-line teknolojisi ile paker ile örtülür. Paker altındaki zona tuzlu su (hidrolik test) veya basınçlı hava (pnömatik test) pompalanır. Test edilen zonda geçirimsizlik kaybolana kadar basınç artar. Daha sonra, yüksek pompalama hızında basınç azalmaya başlar. Devam eden pompalamaya rağmen, basınç yükselme hızı düşer ve basınç belirli bir seviyede kalır. Test zonu içindeki basınç ve sıcaklık, aşağı indirilen aletlerle ölçülür. Pnömatik testlerde sıcaklığın kayıt edilmesi özellikle önemlidir. Çatlama basıncı, kaya tuzu kütlesinin çatlayıp geçirmezliğini kaybettiği gaz basıncıdır. Paker sisteminin kuyu içerisindeki şematik görünümü Şekil 4.23'te verilmiştir.

Çatlatma basıncı, pompalama hızına bağlı olduğu için çok yararlı değerler vermez. Çatlamadan sonra, pompalamanın durdurulmasıyla dengelenen kendini onarma basıncı, daha önemlidir. Bu basınçta, kaya tuzu kütlesi kendini onarır veya yamar. Böylece, kendini onarma basıncı, çatlamalardan sonra kaya tuzunun kendi geçirmezliğini onardığı basınç olup emniyet basıncı olarak da adlandırılmaktadır. Kendini onarma basıncı, derinlikle artan ve litostatik basınç olarak adlandırılan birincil, doğal yer altı kaya tuzu kütlesi basıncından bir miktar daha yüksektir. Pratikte, test yapılan zonda kendini onarma basıncının derinlikle değişmesi ilişkisine kendini onarım eğilimi veya mikro-çatlama onarım eğilimi denir ve her metre derinlik artışında onarım basıncının ne kadar arttığını belirtir.



Şekil 4.23: Çatlatma test ekipmanı (Claudius vd., 2014).

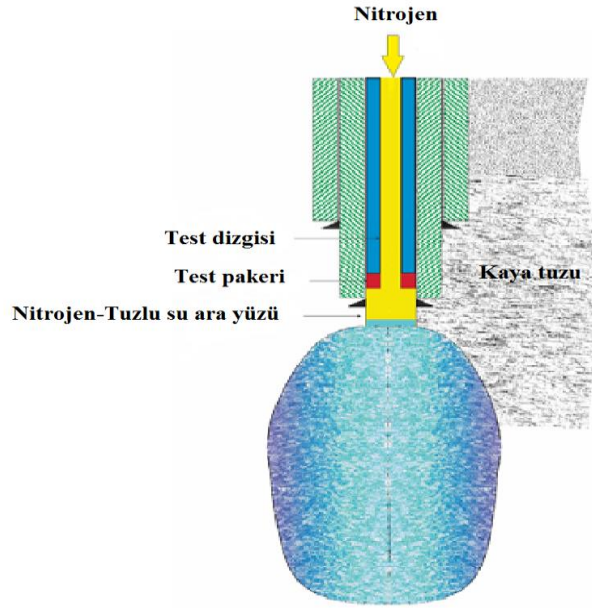
En yüksek doğal gaz depolama basıncı, en son çimentolanan muhafaza borusu pabuçlarının derinliğindeki kaya tuzu onarım basıncından daha yüksek olmamalıdır. Pratikte bu basınç için emniyet payı da alınmalıdır.

Genellikle basınçlı kapların geçirgenlik testinde, maksimum çalışma basıncı uygulanır. Maksimum çalışma basıncı jeostatik basınca eşit olmalıdır. Daha sonraki basınç değişimlerinin kaydı ile varsa kaçaklar tespit edilir. Aşırı basınç düşüşü, geçirgenliğin veya gaz kaçağının bir ifadesidir. Kabul edilebilir basınç düşüş hızı, tecrübe ile tespit edilebilir. Testten sonra açıklık boşaltılırken basınçta ani düşüşler, çimentolanmış kuyuya ve kaya tuzu formasyonuna zarar verebilen gerilime ve gözenek basınç düşüşüne sebep olabilir. Test sonunda, basıncın orta hızda düşürülmesi tavsiye edilir.

Nitrojen kaçağı testi

Nitrojen kolonu en son çimentolanan muhafaza borusunun altına kadar indirilir. Orta boru, tuzlu su ile doldurulur ve log aleti tuzlu su - nitrojen ara yüzü seviyesini ölçmek için kullanılır (Şekil 4.24). 72 saat aralıklarla iki veya üç ölçüm yapılır, ara yüzeyin yukarı doğru hareketi gaz kaçağını gösterir. Yeryüzü seviyesindeki basınçlar

ölçülür ve nitrojen sızıntısının hassas hesabı için sıcaklık logları kullanılır (Kunstman vd, 2007)



Şekil 4.24: Nitrojen kaçağı testi (Köckritz vd., 2014).

Sıkışma ve kapanma ölçümleri

Kaya tuzundaki elastik hareket, kaya tuzu açıklıklarının ve sondaj kuyularının kapanmasına yol açar. Kapanma ile ilgili hacim azalması, açıklıklardan veya atmosferik basınca açık tutulan kuyulardan tuzlu su çıkışına yol açar. Bilinen bir zaman dilimi içinde kendi kendine akan bu tuzlu su çıkışının periyodik olarak ölçülmesi, kapanma hızının hesaplanmasına yardımcı olur. Kapanma hızı derinlikle doğru orantılı olarak artar (Kunstman vd., 2007).

Basınç verme ve basınç çekme ölçümü

Depolama amacıyla gaz dolum açıklıklarının kabulünden önce, bu testin uygulanması gerekir. Test esnasında tuzlu su açıklığa pompalanır ve kuyu başındaki basınç artışı kaydedilir. Daha sonra, tuzlu su dışarı salınır ve basınç azalışı kaydedilir. Bu operasyonlar, mikro çatlama basıncının altında gerçekleştirilir. Bu test olmadan açıklık geçirimsizliğinin gerçek değerlendirilmesi yapılamaz.

Görünürde kaya tuzu geçirgen olmayan bir ortamdır. Bununla beraber, açıklık içi basınç, kaya tuzu kütleindeki birincil doğal basınç değerini aşarsa, kaya tuzu, düşük gözenekli bir ortam olarak davranmaya başlar. Açıklığı dolduran ortam, kaya tuzu kütlelerine sızar. Kaya tuzunun geçirgenliği düşük ve sızma hızı kısıtlıdır. Bu etki, litostatik basınçlardan az düşük basınçlarda bile başlayabilir. Uzun zaman periyodunda gerçekleşebilecek, açıklık operasyon basınçlarının (en yüksek açıklık basıncı) planlanması ve doğal gaz depolama emniyeti analizleri, ayrıca göz önüne alınması gereken bir konudur (Kunstman vd., 2007).

4.6.7. Jeomekanik özelliklere göre açıklık boyutlarının saptanması

Genellikle açıklık hacminin mümkün oldukça büyük olması aranır. Böylece gaz depolama hacmi büyüdükçe açıklık geliştirme masrafları minimuma düşer. Kaya tuzu yatağının az olması, tavan ve taban pozisyonlarının yetersizliği, kaya tuzunun homojen olmaması, tabakaların dikliği gibi jeolojik şartlar; açıklık çaplarını ve hacimlerini kısıtlar. Bununla beraber, açıklığın şekli ve çapı belirlendi ise açıklıklar arası mesafeler ve minimum ve maksimum depolama basıncı, jeomekanik kriterler ile tayin edilir.

Sondaj karotlarına iki çeşit jeomekanik laboratuvar testi uygulanır (Kunstman vd., 2007):

1. **Kısa süreli değerlendirme testleri:** Kaya tuzunun elastik özelliklerini ve kısa dönem basınca dayanma gücünü ölçmeye yarar. Kısa vadeli kaya tuzu davranış testleri, açıklıkların uzun süreli dengeleri konusunda az bilgi verir. Kaya tuzundaki gerilim, numuneye uygulanan yükün kalkmasıyla yok olmaz, ardı ardına yapılan basınç yüklemelerinde elastik modül gittikçe artar.
2. **Uzun süreli değerlendirmeyi kapsayan reolojik testler:** Elastik limit (creep) testleri ve gevşeme testleri diye ikiye ayrılır. Bu testlerde; karotlara farklı sıcaklıklarda farklı eksen basınçları, farklı yan basınçlar uygulanır. Reolojik testler, en az birkaç ay devam eder ve sıcaklık ve nem koşulları test esnasında sabit tutulup korunmalıdır.

Jeomekanik değerlendirmelerde şunlar göz önüne alınır (Kunstman vd., 2007):

1. Kaya tuzunun malzeme özellik (kaya tuzunun reolojik davranışı ve dayanma gücü) bilgilerini elde etmek için, kaya tuzu örneklerinin birçok laboratuvar

testlerinden geçmesi gerekir ve bu test sonuçlarına dayanmadan yapılan hesaplamalar yanlıştır. Açıklık boyutlarının planlanması ve yaklaşık açıklık hacminin hesaplanması, proje maliyetlerinin bilinmesi açısından önemlidir.

2. Başlangıç koşullarında, açıklığın ebatları, şekli ve kabul edilebilir açıklık iç basıncı sondaj karotlarının jeomekanik laboratuvar analizlerine göre tespit edilip planlanır. Oluşturulacak açıklığın çapına, derinliğine ve kaya tuzunun tipine bağlı olarak gelişen açıklık basınç dayanımı etki alanının, komşu açıklık etki alanına girmemesi gerekir. İdeal açıklık şekli ve sınır koşulları için açıklık eksen simetrisinin sağlanması aranır.
3. Açıklık geometrisi kavramı, açıklık şekli ve boyutunu, tavan tablası boyutunu ve komşu açıklıklar arasındaki kaya tuzu sütun ebadını kapsar. Açıklık tavanı yatay olmayıp, koni şeklinde olursa basınç ve gerilmelere karşı daha dayanıklı olur. Aynı zamanda, yakınsama-kapanma tehlikesi azalmış ve en kötü şartlarda gecikmiş olur. Özellikle uzun silindir şeklindeki açıklık duvarlarının en alt bölümü ve bölgesel olarak girinti ve çıkıntılı olan duvar bölümleri zamanla yıkılma tehlikesine maruzdur. Bu zonlarda, zamanla açıklık duvarları dökülmeye başlar ve duvar şekli, kendi kendini geliştirir; fakat aynı zamanda açıklıklar arası kaya tuzu sütunları daralmaya başlar. Planlama safhasında bu durum göz önüne alınmalıdır. Homojen masif kaya tuzu yataklarında açılacak derin açıklıklar için armut şekli tercih edilir ve alt bölümü daha büyük çaplı, üst bölümü daha küçük çaplıdır.
4. Kaya tuzu yatağındaki ve açıklıklardaki koşul sınırları (doğal petro-statik basınç profili ve zamanla açıklık içindeki basınçta görülen değişimler) önemlidir. Büyük eğimlere sahip kaya tuzu tabakaları içinde açılacak açıklıklarda tabakaların kolay kırılma, yıkılma ve dengesizlik durumları gelişebilir. Açıklık tavanında gelişebilecek basınçlardan korunmak için, açıklık tavanı ile çimentolanan son muhafaza borusu pabuçları arasında yer alan 1-2 m çapındaki açıklık baca bölümü (sondaj borularını içine alır) planlanır.
5. Kaya tuzu, elasto-plasto-viskoz reolojik bir malzeme ortamı olup mekanik açıdan tipik olmayan özellikler gösterir. Kaya tuzunun akma göstermesi; plastik ve elastik özellik göstermesidir. Sıcaklık, akma hızının artmasında önemli rol oynar. Kaya tuzundaki viskoz akma yavaş yavaş gelişir ve kaya tuzu kütleindeki bir boşluk, akma olayı ile yavaş yavaş kendi kendine

kapanabilir. Buna yakınsama-kapanma denir ve kaya tuzu kütlesindeki doğal basınç ile açıklık iç basıncı arasındaki farktan kaynaklanır. Açıklık tabanında yakınsama en güçlüdür. Sondaj kuyusu, çözelti madenciliği için uzun müddet bekletilirse sondaj borusu yamulup bükülebilir veya kaya tuzu yakınsamasından etkilenebilir.

6. Gaz depolama açıklıklarının kullanılabilir olması için yakınsama-kapanma hızının çok yavaş olması gerekir. Denge ve minimum yakınsama ve kapanma koşulları tespit edilir. Bu amaç için açıklığın minimum iç basıncı hesaplanır. Laboratuvar ölçümleriyle tayin edilen kaya tuzu özelliklerine dayanan bilgisayar simülasyonlarından açıklıkların kapanma hızları tespit edilebilir.

4.6.8. Eritme işleminin hidrolik özellikleri

Sondaj kuyularındaki ve kuyu başlarındaki basınç hesaplama prensipleri, dikey ve aynı eksenli borulardan geçen akışkan hidroliklerinden kaynaklanır. Açıklık kuyu başından çıkan tuzlu suyun basıncı, yeryüzü tesislerinde ilk hedefe ulaşmak için yaşanacak akış direncini aşması gerekir ve ulaşım mesafesine, boru hatlarının çaplarına ve akış hızına dayanır.

İki ana sebepten ötürü tatlı ve tuzlu suyun basınçları önemlidir. Birincisi, yüzey çözelti tesisindeki pompalar, tatlı su akışını engelleyen her şeyin üstesinden gelecek akış hızını üretmek için yeterli bir güce sahip olmalıdır. Bu, yatırım ve enerji harcamalarıyla ilgili olup, çok güçlü pompalar israfa yol açabilir. İkincisi, açıklığın tavan kısmındaki kaya tuzu kütlesinin çatlamasını önlemek için açıklık içerisindeki tuzlu su basıncı çok büyük olmamalıdır.

Sıvı borularındaki hidrolik direnç, sıvı akım hızının karesiyle doğru orantılı ve boru çapının beşinci kuvvetiyle ters orantılıdır. Böylece boru çapındaki ufak bir artış, hidrolik direnci büyük oranda azaltır.

Açıklıkların iç hidrolikleri, tatlı ve tuzlu su özgül ağırlıkları arasındaki farklılıklardan kaynaklanır. Bu farklılık tarafından oluşan basınçlar o kadar büyüktür ki, açıklığa pompalanan tatlı su akımı, yukarı döner ve enjeksiyon seviyesinin üstünde kuvvetli bir yerçekim türbülansı oluşturup tatlı ve tuzlu suyun karışmasına yol açar.

Açıklık içinde enjeksiyon noktası üstündeki tüm tuzlu su, hızla karışıp ortalama bir konsantrasyon kazanarak açıklığın bu bölümünde toplam tuz dengesi sağlanır. Açıklıkta enjeksiyon seviyesinin altındaki tuzlu su, durgun tabakalanma gösterip alt

seviyelere doğru tuz konsantrasyonu artar. Bu tip açıklık içi hidrolik yapı, çözelti esnasında gerçekleştirilen açıklık içi sıcaklık ölçümleriyle onaylanmıştır. Bu ölçümler, enjeksiyon seviyesinin üstündeki tuzlu suyun sabit bir sıcaklığa sahip olduğunu gösterir. Bu sıcaklık nispeten düşüktür, çünkü açıklığa enjekte edilen tatlı su nispeten soğuktur. Enjeksiyon noktasının altında derinlikle sıcaklığın arttığı görülür (Kunstman vd., 2007).

4.6.9. Açıklık eritme işleminin bilgisayar ile izlenmesi ve sonar tarama ile kontrolü

Çözelti madenciliğinde tanımlanan birçok parametre, açıklık eritme işlemi boyunca ölçülür ve bilgisayarda hesaplanan değerler, açıklık çözelti loguna (günlük raporlar şeklinde) kayıt edilir. Ölçülen parametreler şunlardır:

1. Açıklığa pompalanan tatlı su debisi (m^3 /saat) (devamlı)
2. Açıklıktan çekilen tuzlu su üretim debisi (m^3 /saat) (devamlı)
3. Açıklığa pompalanan tatlı suyun toplam miktarı (m^3) (devamlı)
4. Açıklıktan çekilen tuzlu suyun toplam miktarı (m^3) (devamlı)
5. Açıklıktan çekilen tuzlu suyun özgül ağırlığı (kg/m^3) (devamlı veya periyodik olarak günde 6 defa)
6. Açıklık kuyu başında tatlı suyun, tuzlu suyun, örtü gazının basıncı (bar) (devamlı)
7. Açıklık kuyu başında tatlı suyun, tuzlu suyun, örtü gazının sıcaklığı ($^{\circ}C$) (devamlı)

Bu çözelti logu, üretim borusu pabuçlarının ve açıklık tavanı- tuzlu su ara yüzeyinin pozisyonları (derinlikleri) hakkında bilgileri de içerir. Ayrıca, açıklıktan gelen tuzlu su örneklerinin kimyasal analizi, birkaç gün ara ile devamlı olarak yapılmaktadır.

Tuzlu eriyikten alınan numunelerde aşağıdaki analizler yapılmaktadır (Şekil 4.25).

1. Sıcaklık ve yoğunluk analizi
2. Cl^- , Ca^{+2} , SO_4^{-2} , K^+ iyonları ile NaCl, Na_2SO_4 , KCl ve pH analizi

Bu analizler, kalite kontrol testleridir. Bilgisayar sistemi, çözelti bilgilerini depolar ve gerekli hesaplamaları yaparak çözelti madenciliği veri tabanını oluşturur. Veri tabanı, çözelti madenciliğinin gidişatını raporlamada, periyodik analizler hakkında

bilgi vermede ve açıklık gelişiminin bilgisayar ile modellenmesinde bir kaynak olarak kullanılmaktadır.



Şekil 4.25: Laboratuvarda yapılan kimyasal analizlerden görüntüler.

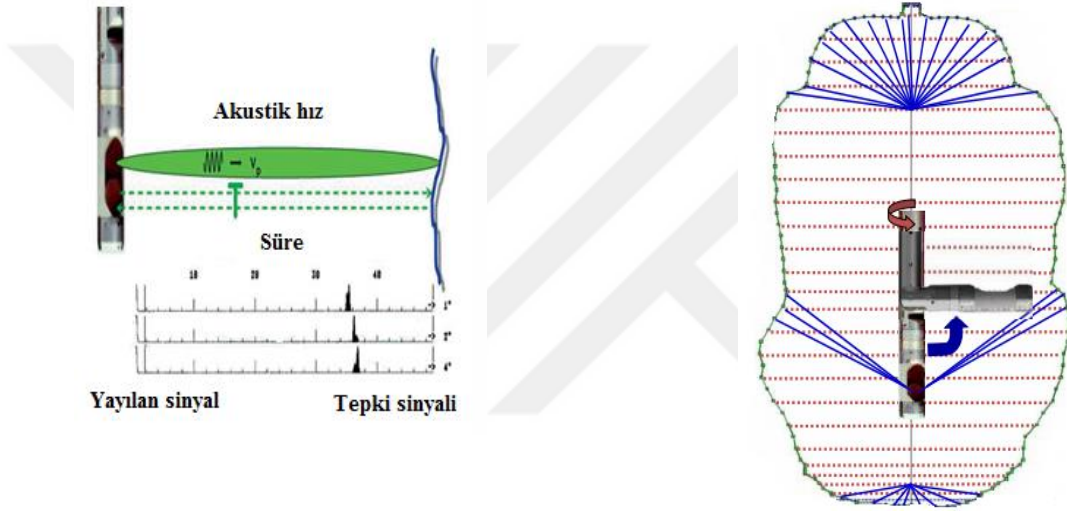
Kaya tuzu kütlesi homojen, tabakalar yatay olmadığı ve çözelti madenciliği açıklık eksenine göre simetrik programlandığı için gerçek açıklık şekli tasarlandığı gibi gelişmeyebilir. Açıklığın yaklaşık toplam hacmi, ortalama şekli, tuzlu su konsantrasyonları, açıklık içinde erimeyen litolojilerin yer kaplama (çözünmeyen madde) hacmi, tasarımda önemli rol oynar ve çözeltinin tarihçesi, hataların anlaşılmasında ve yeni açıklık modelinin hazırlanmasında yardımcı olabilir.

Sonar tarama ile açıklık şeklinin kontrolü

Çözelti madenciliği esnasında açıklığın şekli, yılda bir veya iki kere sonar (Sound Navigation and Ranging) tarama (echoultrasonicsounder) ile kontrol edilir. Sonar tarama için kullanılan ekipmanların görünümü Şekil 4.26’da verilmiştir. Açıklığın beklenen yönde gelişip gelişmediği tespit edilir. Bu tespitin şematik görünümü ise Şekil 4.27’de verilmiştir. Bu durumda çözelti madenciliği durdurulur, açıklık içindeki basınç alınır, iç boru geri çekilir ve dışındaki boru boyunca sonar aleti kablo ile açıklık içine indirilir.



Şekil 4.26: Sonar tarama.



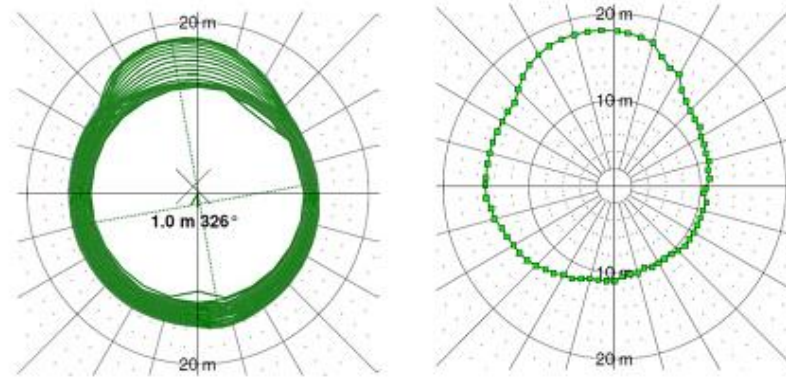
Şekil 4.27: Açıklık geometrisinin sonar tarama ile kontrolü (Hasselkus vd., 2013).

Açıklık şeklinin ölçümü; sonar aletinden gönderilen ultrason sinyali ve açıklık duvarından yansıyan bu sinyalin gecikme zamanının kaydedilmesi ile yapılır. Sonar aleti kullanılarak, açıklığın istenen bir derinlikteki yatay kesiti ve verilen bir azimuttaki dikey kesiti bilgisayarlarda ölçülüp çıkarılabilir ve yorumlanabilir (Şekil 4.28).



Şekil 4.28: Bir açıklığın echo-log görünümü (SOCON, 2015).

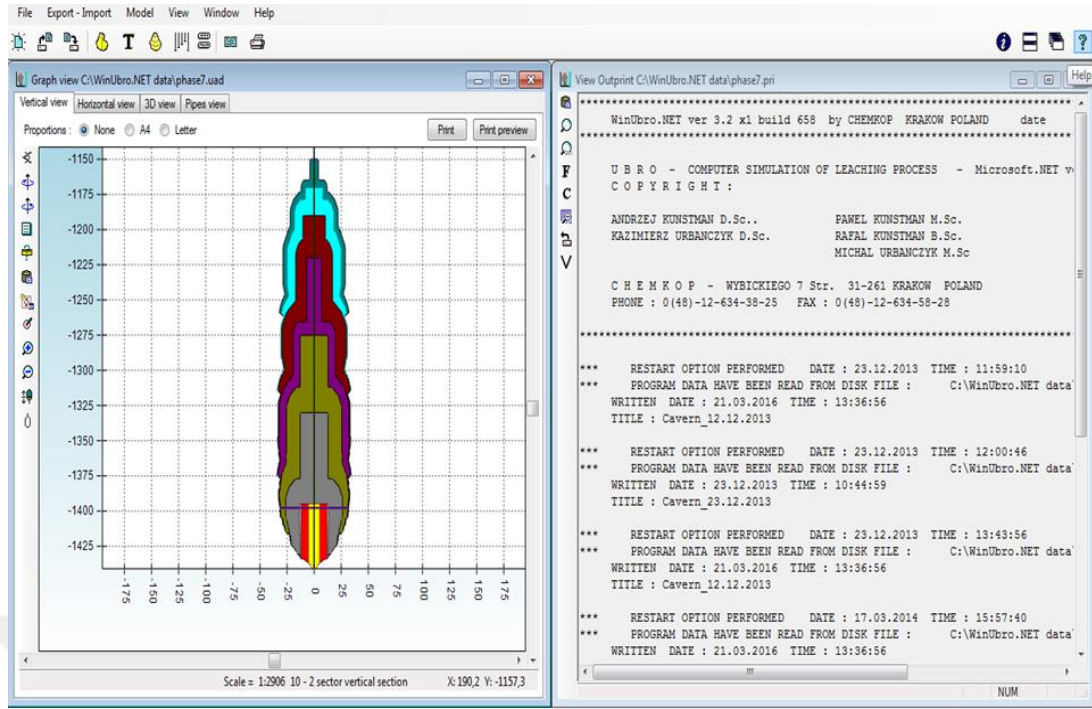
Açıklık tavanlarında, jeolojinin karışık olduğu yerlerde bazen gelişen karmaşık dikey bacaları sonar aletiyle ölçmek mümkündür. Açıklık şekli istenen yönde gelişmiyorsa çözelti teknolojisi, kaya tuzu kütlelerinin özelliklerine göre yeniden değiştirilir. Sonar tarafından ölçülen açıklık şekline göre model parametreleri otomatik olarak ayarlanır (Şekil 4.29).



Şekil 4.29: Bir açıklığa ait yatay kesit izdüşümü (SOCON, 2015).

Sonar tarama sonuçlarına göre model parametrelerinin ayarlanması

WinUbro programı; CHEMKOP Şirketi tarafından geliştirilmiş ve sonar sonuçlarını, model parametrelere otomatik olarak ayarlayan yegâne çözelti simülasyonu yazılım sistemidir (Şekil 4.30).



Şekil 4.30: Çözelti simülasyonu programının bir görüntüsü (URL-6).

Bilgisayar model açıklık şeklini, sonar ölçümlerin verdiği şekil ile karşılaştırır ve açıklık duvarlarındaki model kaya tuzu çözelti parametrelerini, model şeklin gerçek şekle dönüşmesi yönünde değiştirir. Model parametrelerin bu tip ayarlanmasından sonra ileri tasarımlar daha gerçekçi olur.

Çözelti madenciliğiyle oluşturulan açıklığın gerçek modeli, şu özelliklere sahip olmalıdır:

1. Modeldeki açıklık şekli ile sonar ölçümleriyle verilen şekil benzer olmalıdır.
2. Modelde üretilen tuzlu su ile gerçek üretilen tuzlu su benzer konsantrasyonlara sahip olmalıdır.

Bilgisayar, açıklık hacminin üç çeşit değerini karşılaştırır:

1. Sonar ile verilen hacim büyümesi (tuz üretim miktarını bulabilmek için açıklık tuzlu suyunda kalan tuzu, çözünmeyenlerin miktarı ve çözünmeyenlerin şişme (çözünmeyen madde) hacmi hesaba katılmaktadır)
2. Üretilen tuzlu su konsantrasyonu ölçümlerinden hesaplanan tuz üretimi tarafından verilen hacim artışı (a açıklık tuzlu suyunda kalan tuz, çözünmeyenlerin miktarı ve çözünmeyenlerin şişme (çözünmeyen madde) hacmi hesaba katılmaktadır)
3. Bilgisayar simülasyonu tarafından verilen hacim artışı (veya tuz üretimi)

Açıklık hacim artışıındaki küçük farklılıklar, sonar sonuçlarına göre ayarlanarak düzeltilebilir. Fakat, büyük farklılıklar ayrı bir analiz gerektirir. Üretime ayarlama yapıldıktan sonra, model üretim ile çözelti madenciliği kayıtları arasında büyük bir farkın olmaması gerekir. Eğer sonar çok küçük açıklık hacmi kayıt ederse, zonların sonar tarafından görüntülenemediğinden şüphe edilir ve böylece sonar tarafından algılanan şekil tamam değildir. Bu durumda, katsayılar saptanmadan önce sonar şeklinin tamamlanması gerekir.

Açıklık şekli ve sonar sonuçlarına göre düzeltilen çözelti parametreleri, hem derinliğe ve hem de azimut açısına (kuzeyle saat yönünde yaptığı açıya) bağlıdır. Bu tip bir açıklık modeli, açıklık çözelti madenciliğinin gelecekteki safhalarını izlemek için etken bir araç olur. Aynı zamanda, sonar ölçümlerinden elde edilen bilgilerin daha iyi değerlendirmesini sağlayıp doğru açıklık şekliyle yanlışlar önlenir. En iyi çözelti teknolojisini seçmek için ulaşılabilen tüm bilgilerin kapsamlı bir şekilde kullanılması gerekmektedir.

5. TEZ KAPSAMINDA GERÇEKLEŞTİRİLEN GENEL ÇALIŞMALAR

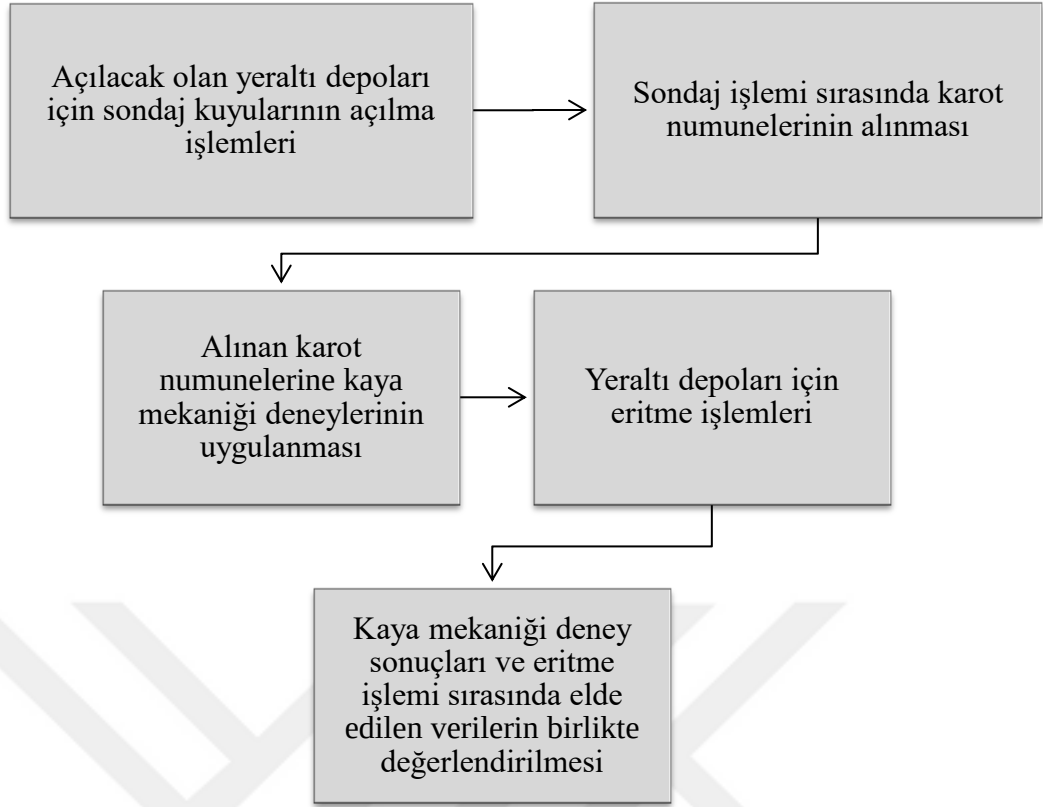
Yeraltı tuz domları içerisinde depo amaçlı açılacak olan açıklıkların tasarımında birçok parametre (çözünme hızı, çözünme açısı, örtü gazı derinliği, açıklık sıcaklığı, dizgi seviyeleri, çözünmeyen madde miktarı vs.) etkilidir. Bu tür parametreler, açıklık şeklinin tasarlandığı modelleme programında (WinUbro) temel girdi parametresi olarak kullanılmaktadır. Özellikle yapılacak olan eritme işlemlerinde, çözünme hızının belirlenmesi açıklık şeklinin tasarımında önem arz etmektedir.

Bu araştırma kapsamında, içerisinde yeraltı doğal gaz depolarının açıldığı tuz domunun bazı fiziksel ve mekanik özelliklerinin, yeraltı açıklıklarını oluştururken gerçekleşen çözünme hızı ile ilişkileri incelenmiştir. Bu amaç doğrultusunda, tuz domunun fiziksel ve mekanik özelliklerine bağlı olarak, tuz formasyonunda gerçekleşecek çözünme hızlarının önceden kestirimine yönelik bir istatistiksel model geliştirilmiştir.

Bu araştırmanın gerçekleştirilmesi genel olarak iki aşamada yapılmıştır:

- **Tesis aşaması:** Bu aşamada ilk etapta yeraltı depolarının açılması işlemlerine nezaret edilmiştir. Araştırma kapsamında ele alınan kuyularla ilgili çalışmalar yürütülmüştür. Bu işlemler sırasında, tuz domuyla ilgili gerekli fiziksel ve mekanik deneylerin takibi ve sonuçların toplanması çalışmaları sürdürülmüştür.
- **Değerlendirme aşaması:** Tesis aşamasında elde edilen veriler, bu aşamada değerlendirilmiş ve tuz domuna ait bazı fiziksel ve mekanik özelliklerin çözünme hızı ile ilişkileri incelenerek elde edilen sonuçlar irdelenmiştir.

Bu çalışmaya temel teşkil edecek yukarıda belirtilen aşamalar doğrultusunda izlenen çalışma yöntemi Şekil 5.1’de verilmiştir.



Şekil 5.1: Çalışmada izlenen yöntem.

5.1. Tuz Domunun Bazı Fiziksel ve Mekanik Özellikleri

Bu araştırma kapsamında değerlendirilen yeraltı doğal gaz depolama projesinde açılacak yeraltı açıklıkları için yapılan sondaj çalışmalarında tuz formasyonu içerisinde üç farklı derinlikten (1150-1168 m, 1340-1358 m, 1440-1458 m) her biri 18 m olan karotlar alınmıştır. Alınan karot numunelerinin bir görünümü Şekil 5.2’de verilmiştir.



Şekil 5.2: Sondaj kuyularından alınan karot numuneleri.

Tuz formasyonu içerisinde üç farklı derinlikten alınan numuneler üzerinde bazı fiziksel ve mekanik özelliklerin belirlenmesine yönelik çeşitli deneyler yapılmaktadır. Bu deneylerden elde edilen sonuçlar yeraltı açıklıklarının tasarımında kullanılmaktadır. Bu çalışma kapsamında ele alınan deneyler ve parametreler aşağıda sıralanmıştır:

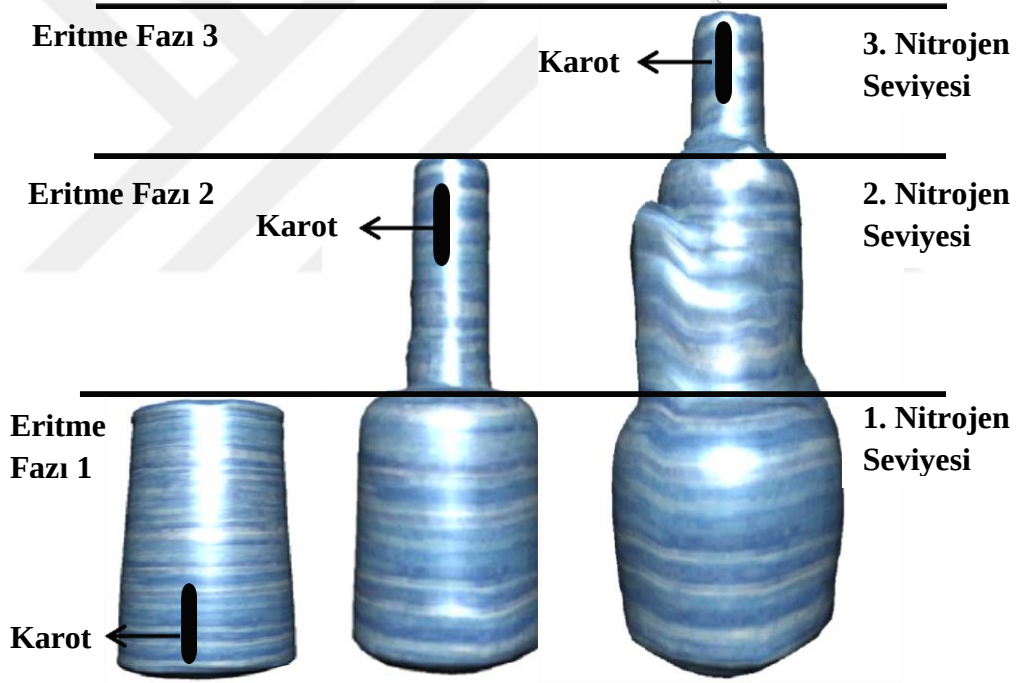
- Birim hacim ağırlık
- Tek eksenli basma dayanımı
- Çekme dayanımı
- Poisson oranı
- Kohezyon
- Deneysel yatay çözünme hızı
- Deneysel düşey çözünme hızı

Yukarıda belirtilen parametreler dışında tuzun elastisite modülü ve içsel sürtünme açısı değerleri de ön incelemeye tabi tutulmuş; ancak çözünme hızının tahmininde kullanılamayacağı görülmüştür. Yeraltı depoları için kullanılan her bir sondaj kuyusundan üç farklı derinlikten alınan üç karot numunesi için ayrı ayrı yukarıda belirtilen parametreler belirlenmektedir. Bu araştırma kapsamında, hem kayaç özellikleri hem de çözünme hızlarının aynı şartlarda değerlendirilebilmesi amacıyla yeraltı açıklığı oluşturulmasında, açıklık tavanı gelişimini kontrol için her aşamada örtü gazı olarak kullanılan nitrojen gazı seviyeleri temel olarak alınmıştır. Buna göre, sondaj kuyuları için her bir nitrojen seviyesine karşılık gelen karot numunesi derinliği Çizelge 5.1’de verilmiştir. Karot numunelerinin ve nitrojen seviyelerinin yeraltı açıklığı içerisinde şematik görünümü ise Şekil 5.3’te verilmiştir.

Bu çalışmada, üzerinde çalışılan üç yeraltı deposu için açılan sondaj kuyularından alınan karot numunelerinin fiziksel ve mekanik deneyleri Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi kapsamında Ortadoğu Teknik Üniversitesi (ODTÜ) Maden Mühendisliği Bölümü tarafından, çözünme hızı tespitine yönelik deneyler ise ODTÜ Petrol Araştırma Merkezi-Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü tarafından yapılmıştır (METU, 2014a ve METU, 2014b).

Çizelge 5.1: Nitrojen seviyelerine karşılık gelen karot numuneleri.

Kuyu Adı	Karot Bölgesi	Nitrojen Seviyesi (m)	Karot Numunesi Derinliği (m)
Kuyu 6	K6-1	1254	1150-1168
	K6-2	1291	1340-1358
	K6-3	1366	1440-1458
Kuyu 7	K7-1	1252	1150-1168
	K7-2	1298	1340-1358
	K7-3	1362	1440-1458
Kuyu 9	K9-1	1254	1150-1168
	K9-2	1302	1340-1358
	K9-3	1366	1440-1458



Şekil 5.3: Karot ve nitrojen seviyelerinin şematik görünümü.

5.1.1. Birim hacim ağırlık

Yatay ve düşey çözünme deneyleri için hazırlanan numuneler üzerinde birim hacim ağırlık deneyleri yapılmıştır. Örneklerin çap, boy ve ağırlıkları belirlenerek birim hacim ağırlıkları belirlenmiştir. Örneklerin birim hacim ağırlıkları Çizelge 5.2’de verilmiştir.

Çizelge 5.2: Birim hacim ağırlık deney sonuçları.

Karot Bölgesi	Birim Hacim Ağırlık (t/m ³)
K6-1	2,178
K6-2	2,148
K6-3	2,160
K7-1	2,121
K7-2	2,216
K7-3	2,178
K9-1	2,170
K9-2	2,107
K9-3	2,134

5.1.2. Tek eksenli basma ve çekme dayanımı

Tuz örnekleri üzerinde yapılan tek eksenli basma ve çekme dayanımı deney sonuçları Çizelge 5.3’te verilmiştir.

Çizelge 5.3: Tek eksenli basma ve çekme dayanımı deney sonuçları.

Karot Bölgesi	Tek Eksenli Basma Dayanımı (MPa)	Çekme Dayanımı (MPa)
K6-1	20,50	1,77
K6-2	21,40	1,46
K6-3	28,20	1,62
K7-1	17,15	2,30
K7-2	29,57	1,90
K7-3	30,27	1,95
K9-1	22,10	1,70
K9-2	22,80	1,65
K9-3	31,40	1,72

5.1.3. Poisson oranı ve kohezyon

Karot numuneleri üzerinde yapılan statik deformasyon deneyleri sonucunda poisson oranları ve üç eksenli basma dayanımı deneyleri sonucunda kohezyon değerleri tespit edilmiştir. Elde edilen sonuçlar Çizelge 5.4’te verilmiştir.

Çizelge 5.4: Poisson oranı ve kohezyon değerleri.

Karot Bölgesi	Poisson Oranı	Kohezyon (MPa)
K6-1	0,400	9,78
K6-2	0,375	9,40
K6-3	0,365	19,38
K7-1	0,375	9,75
K7-2	0,375	9,09
K7-3	0,300	16,25
K9-1	0,360	9,71
K9-2	0,320	8,78
K9-3	0,320	22,51

5.1.4. Deneysel yatay ve düşey çözünme hızı

Çözünme hızı tespitine yönelik deneyler 10 cm çapında ve 10 cm uzunluğundaki kaya tuzu numunelerinde yatay ve dikey yönlerde yapılmıştır. Yatay çözünme hızı deneylerinde silindirik karot numunelerinin üst ve alt kısmı suya dayanıklı silikon ile kaplanmıştır. Düşey çözünme hızı deneylerinde silindirik karot numunelerinin yan yüzeyleri suya dayanıklı silikon ile kaplanmıştır. Çözünme hızı deneylerinde uygulanan yöntem;

- Uygun karottan 10 cm uzunluğundaki numune kesilir.
- Numunenin ilk ağırlığı gram olarak ölçülür (G_0).
- Numunenin uzunluk ve çapı 4 farklı noktadan cm olarak ölçülür.
- Düşey çözünme hızı deneyleri için silindirik numunelerin yan yüzeyi, yatay çözünme hızı deneyleri için silindirik numunelerin alt ve üst yüzeyi silikon ile kaplanır.
- Silikon kaplı ağırlık gr olarak ölçülür (G_1).
- 48 cm uzunluk x 50 cm genişlik x 60 cm derinlik boyutlarına sahip benmari 50 cm seviyesine kadar su ile doldurulur ve 20 °C'ye kadar ısıtılır.
- Karot numunesinin üst yüzeyinden 10 cm uzunluğundaki tutucu ile silikon kaplı yüzeyinden benmari içerisine yerleştirilir.
- Bu işlem sırasında sıcaklık, tuzluluk miktarı ve zaman kaydı yapılır.
- Sıcaklık ve tuzluluk miktarı değerleri her 5 dk'da bir kaydedilir.
- 30 dk sonunda numune benmariden çıkartılır.

- Çözünme sonrası ağırlık (G_2) numune çıkartılmasından en az 12 saat sonra ölçülür (Şekil 5.4).



Şekil 5.4: Düşey çözünme hızı deneyi (METU, 2014a).

Çalışma kapsamında kullanılan deneysel yatay ve düşey çözünme hızları aşağıda verilen işlemler sonucunda hesap edilmektedir.

Deneysel yatay çözünme hızının hesaplanması

Hesaplamalara ilk olarak Eşitlik 5.1 vasıtasıyla karot numuneleri ilk yüzey alanlarının, Eşitlik 5.2 vasıtasıyla son yüzey alanlarının tespit edilmesiyle başlanır.

$$S_0 = 2\sqrt{\frac{\pi h G_0}{\rho}} \quad (5.1)$$

Burada; S_0 karot numuneleri ilk yan yüzey alanı, G_0 numunelerin ilk ağırlıkları, ρ numunelerin hesaplanan yoğunluğu, h ise numunelerin ortalama yüksekliğidir.

$$S_1 = S_0 \left(1 - \frac{\Delta G}{G_0}\right)^{1/2} \quad (5.2)$$

Burada; S_1 karot numuneleri son yüzey alanı ΔG ise çözünmeye bağlı ağırlık kaybıdır.

Yatay çözünme hızı parametrelerinin hesabı için ise Eşitlik 5.3 ve 5.4'ten yararlanılmaktadır.

$$r_0 = \frac{S_0}{2\pi h} \quad (5.3)$$

Burada; r_0 silindirik numunenin ilk yarıçapıdır.

$$r_0 - r_1 = \frac{S_0 \left(1 - \sqrt{1 - \frac{\Delta G}{G_0}} \right)}{2\pi h} \quad (5.4)$$

Çözünme hızı cm^2/sn veya m/h cinsinden hesap edilebilmektedir (Noyes ve Whitney, 1897). Yatay çözünme hızı (D_H) cm^2/sn biriminde aşağıdaki formülle hesaplanır.

$$D_H = \frac{(r_0 - r_1)\Delta G}{S_{av}t(C_s - C_b)} \quad (5.5)$$

Burada; S_{av} ilk ve son yan yüzey alanlarının ortalamasıdır. C_s ve C_b sırasıyla çözünebilirlik ve yığın konsantrasyonudur.

Çözünebilirlik sıcaklığın (t) bir fonksiyonu olduğundan, yatay çözünme hızı (K , m/h) aşağıdaki formülle hesaplanır.

$$K_H = 36 \frac{\Delta G}{S_{av}t(C_s - C_b)} = 36 \frac{D}{(r_0 - r_1)} \quad (5.6)$$

Deneysel düşey çözünme hızının hesaplanması

Düşey çözünme hızı hesabında ise ilk olarak numunelerin son yükseklikleri Eşitlik 5.7 ile hesaplanmaktadır.

$$h_1 = \frac{(G_0 - \Delta G)h_0}{G_0} \quad (5.7)$$

Burada; h_0 numunelerin ilk yüksekliği, h_1 son yüksekliğidir.

Düşey çözünme hızı (D_V) aşağıdaki formülle (Noyes ve Whitney, 1897) hesaplanır.

$$D_V = \frac{(h_0 - h_1)\Delta G}{2St(C_s - C_b)} \quad (5.8)$$

2S numunenin tavan ve taban yüzey alanını ifade eder ve şu şekilde hesaplanır.

$$S = \pi \left(\frac{d}{2} \right)^2 \quad (5.9)$$

Düşey çözünme hızı (K_V , m/h) aşağıdaki formülle hesaplanır.

$$K_V = 36 \frac{\Delta G}{2St(C_s - C_b)} = 36 \frac{D}{(h_0 - h_1)} \quad (5.10)$$

Tuz numunelerine ait yatay ve düşey çözünme hızları Çizelge 5.5'te verilmiştir.

Çizelge 5.5: Deneysel yatay ve düşey çözünme hızları.

Karot Bölgesi	Deneysel Yatay Çözünme Hızı (m/h)	Deneysel Düşey Çözünme Hızı (m/h)
K6-1	0,1364	0,0641
K6-2	0,0600	0,0636
K6-3	0,0596	0,0681
K7-1	0,0647	0,0794
K7-2	0,0582	0,0602
K7-3	0,0600	0,0642
K9-1	0,0866	0,0709
K9-2	0,0809	0,0946
K9-3	0,0630	0,0590

5.2. Eritme İşlemlerinde Gerçekleşen Çözünme Hızı Tayini

Yeraltı açıklıklarının oluşturulma işlemi sırasında her eritme fazı sonunda tuz domu içerisinde açılan boşluk hacmi sonar tekniğiyle belirlenmektedir. Çözünme hızının hesaplanmasında, tuzun tatlı su ile reaksiyona girdiği toplam süre (harcanan süre = eritme süresi + bekleme süresi) dikkate alınmıştır. Her faz sonunda ölçülen net boşluk hacmi, bu hacmin oluşması için harcanan süre ve her fazda gerçekleşen çözünme hızı Çizelge 5.6’da verilmiştir.

Çizelge 5.6: Eritme işlemlerinde oluşan boşluk hacmi, harcanan süre ve çözünme hızları.

Karot Bölgesi	Ölçülen Net Boşluk Hacmi (m ³)	Harcanan Süre (h)	Çözünme Hızı (DR) (m ³ /h)
K6-1	118215,2	3936	30,03
K6-2	77093,9	3312	23,28
K6-3	47830,4	3658	13,08
K7-1	113848,1	4056	28,07
K7-2	73848,2	3336	22,14
K7-3	39588,8	2792,5	14,18
K9-1	122082	3840	31,79
K9-2	79404,6	3504	22,66
K9-3	49464	3688	13,41

5.3. Çözünme Hızı Tahminine Yönelik İstatistiksel Çalışmalar

Tuz domu içerisinde yapılan eritme işlemlerinde gerçekleşen çözünme hızının, tuzun bazı fiziksel ve mekanik özelliklerinden tahminine yönelik yapılan istatistiksel çalışmalarda, ilk olarak regresyon denkleminde kullanılacak tuz parametrelerinin belirlenmesine yönelik çalışmalar yapılmıştır.

Yeraltı doğal gaz depolama projesinde depoların açılması işlemleri yedi fazda (aşamada) gerçekleştirilmektedir. Bu çalışma kapsamında eritme işlemlerinin Şekil 5.3'te verildiği gibi ilk üç eritme aşaması değerlendirilmiştir. Bu eritme aşamaları ayrı ayrı fazlar olarak adlandırılmış olsa da birbirinden bağımsız olarak düşünülemez. Çünkü eritme işlemlerinde her bir faz, bir önceki fazın üzerine devam etmektedir. Çözünme hızı tahminine yönelik istatistiksel çalışmalarda bu durum dikkate alınmıştır. Dolayısıyla, her bir faz için kullanılacak fiziksel ve mekanik özellikler çözünme işleminin devamlılığına göre ele alınmıştır. Eritme Fazı 1'deki çözünme hızları her sondaj kuyusunun Eritme Fazı 1 için belirlenen tuz özellikleri ile ilişkilendirilirken, Eritme Fazı 2'deki çözünme hızları Eritme Fazı 1 ve Eritme Fazı 2 için belirlenen tuz özelliklerinin ortalamalarıyla ilişkilendirilmiştir. Aynı şekilde Eritme Fazı 3 için ise, ilgili sondaj kuyusu için tespit edilen tüm tuz özelliklerinin ortalamaları kullanılmıştır. İstatistiksel çalışmalarda kullanılan kayaç özellikleri Çizelge 5.7'de, deneysel yatay ve düşey çözünme hızları Çizelge 5.8'de verilmiştir.

Çizelge 5.7: İstatistiksel çalışmalarda kullanılan ortalama kayaç özellikleri.

Karot Bölgesi	Birim Hacim Ağırlık (UVW) (t/m³)	Tek Eksenli Basma Dayanımı (UCS) (MPa)	Çekme Dayanımı (TS) (MPa)	Poisson Oranı (PR)	Kohezyon (c) (MPa)
K6-1	2,162	23,08	1,62	0,376	13,54
K6-2	2,154	24,80	1,62	0,37	16,05
K6-3	2,160	28,20	1,75	0,365	16,25
K7-1	2,172	24,81	2,00	0,35	11,7
K7-2	2,197	29,92	2,03	0,35	12,67
K7-3	2,178	30,27	2,30	0,3	16,25
K9-1	2,137	27,51	1,69	0,33	13,67
K9-2	2,120	29,68	1,69	0,32	15,65
K9-3	2,134	31,40	1,72	0,32	22,51

Çizelge 5.8: İstatistiksel çalışmalarda kullanılan ortalama deneysel yatay ve düşey çözünme hızları.

Karot Bölgesi	Ortalama Deneysel Yatay Çözünme Hızı (K_H) (m/h)	Ortalama Deneysel Düşey Çözünme Hızı (K_V) (m/h)
K6-1	0,0853	0,0652
K6-2	0,0598	0,0658
K6-3	0,0596	0,0681
K7-1	0,0610	0,0679
K7-2	0,0591	0,0622
K7-3	0,0600	0,0642
K9-1	0,0768	0,0748
K9-2	0,0720	0,0768
K9-3	0,0630	0,0590

Birçok bilimsel çalışmada en önemli nokta, çalışma sonucunda elde edilen önemli çıktıların (yanıtların) kullanılabilir seviyede açıklanmasıdır. Bu amaç doğrultusunda, genellikle çıktıların birbirleri ile ilişkilerinin incelenmesinde basit veya çoklu regresyon modelleri kullanılmaktadır. Regresyon analizinde kurulan model, bağımlı (açıklanan) değişken ve bağımsız (açıklayan) değişkenlerden oluşan bir modeldir. Bu modelde, bağımlı değişkendeki farklılık, bağımsız değişkenler ile ortaya konmaya çalışılır. Bu konuda en önemli parametre olan belirtme katsayısı (R^2), bağımsız değişkenlerin bağımlı değişkeni açıklama oranıdır. Regresyon katsayısı (R) ise, bağımsız değişkendeki artışın bağımlı değişken üzerinde yapacağı değişim miktarıdır. Basit veya çoklu regresyon modellerinin oluşturulmasında ilk aşama, modeli oluşturan katsayıların belirlenmesidir. Daha sonra model geçerliliği varyans analizi ile istatistiksel olarak test edilmelidir.

Buradaki varyans analizi, modeldeki değişimin (toplam varyansın) bileşenlerine ayrılması suretiyle değişimin kaynaklarının araştırılmasıdır. Elde edilen sonuçlar, ANOVA (Analysis of Variance) (varyans analizi) çizelgeleri adı verilen çizelgelerde verilmektedir. Çizelgelerde her bir değişim kaynağı serbestlik dereceleri ile beraber F istatistiğinin ihtiyaç duyduğu değerler yer almaktadır. Çizelgelerden elde edilen F değeri, genel modelin geçerliliği için test edilecek değerdir. Regresyon analizinde ve diğer modellerde F değeri ve ANOVA sonuçları, kurulan modelin geçerliliğini göstermektedir.

Çalışmada gerçekleştirilen istatistiksel işlemler Minitab isimli istatistiksel analiz programıyla gerçekleştirilmiştir. Yapılan istatistiksel çalışmalara bağımlı (çözünme hızı) ve bağımsız değişkenlerin (birim hacim ağırlık, tek eksenli basma ve çekme dayanımları, poisson oranı, malzeme kohezyonu, deneysel yatay ve düşey çözünme hızları) temel istatistiklerinin incelenmesiyle başlanmıştır. Modelde kullanılabilecek parametrelerin temel istatistikleri Çizelge 5.9’da verilmiştir. Temel istatistik çizelgesi incelendiğinde, parametreler için önemli tanımlayıcı istatistiklerinin (ortalama, standart sapma, maksimum ve minimum değerler gibi) verildiği görülmektedir. Özellikle Skewness (çarpıklık) ve Kurtosis (basıklık) katsayıları değerlendirildiğinde, verilerin normal dağılım gösterdiği belirtilebilir. Verilerin çarpıklık ve basıklık katsayıları, normal dağılım için kabul edilen değerler (± 3) arasındadır.

Çizelge 5.9: Elde edilen parametrelerin temel istatistikleri.

Değişken	Veri Sayısı	Ortalama	Standart Sapma	Minimum Değer	Maksimum Değer	Skewness (Çarpıklık)	Kurtosis (Basıklık)
UVW	9	2,157	0,024	2,120	2,197	0,05	-0,44
UCS	9	27,741	2,905	23,080	31,400	-0,45	-1,27
TS	9	1,823	0,234	1,615	2,300	1,23	0,67
PR	9	0,342	0,0262	0,300	0,376	-0,25	-1,21
c	9	15,370	3,160	11,700	22,510	1,45	3,08
K _H	9	0,066	0,010	0,059	0,085	1,28	0,46
K _V	9	0,067	0,006	0,059	0,076	0,60	-0,13
DR	9	22,070	7,190	13,070	31,790	-0,10	-1,54

Bu çalışmada çözünme hızının tahmininde kullanılacak çok değişkenli regresyon modelinin geliştirilmesi için, ilk olarak en iyi değişkenlerin seçimi gerçekleştirilmiştir. Bu seçim, en iyi alt kümeler regresyonu (best subsets regression) ile yapılmıştır. En iyi alt kümeler regresyonu, bağımsız değişkenleri kullanarak en uygun regresyon modelleri tanımlayan otomatik bir işlemdir. Bu işlemde temel yaklaşım, istatistiksel kıstasları tamamen sağlayacak en küçük bağımsız değişken alt kümesini seçmektir. Bütün değişkenlerden oluşan setin yerine, alt küme setini kullanmanın nedeni, daha az bağımsız değişken kullanarak bağımlı değişkenin daha küçük değişimlerle (daha düşük varyanslarla) tahmin edilebileceğidir.

En iyi alt kümeler regresyonunda kurulacak modelleri karşılaştırmada en çok kullanılan ölçütler, düzeltilmiş belirtme katsayısı (düzeltilmiş R^2) ve Mallows' C_p istatistiğidir (Kadane ve Lazar, 2004). Düzeltilmiş R^2 değeri, örneklem büyüklüğünün bir fonksiyonudur ve R^2 değerinden açıklayıcı değişken sayısı dikkate alınarak Eşitlik 5.11 kullanılarak hesap edilir. Düzeltilmiş R^2 değeri, R^2 değerinden daha düşüktür ve ne kadar yüksekse model o kadar uygundur.

$$\text{Düzeltilmiş } R^2 = 1 - \frac{(n-1)}{(n-p)}(1 - R^2) \quad (5.11)$$

Burada; n toplam veri sayısı, p ise modelde kullanılan değişken sayısıdır.

Mallows' C_p istatistiği, çoklu regresyon modellerini karşılaştırmada kullanılan etkin bir değerdir. C_p istatistiği, farklı sayıda parametre ile oluşturulan modellerin uygunluğunu test eden bir istatistik olarak tanımlanabilir (Kadane ve Lazar, 2004). Mallows' C_p istatistiği, Eşitlik 5.12 ile hesaplanmaktadır. Mallows' C_p istatistiği ne kadar düşükse model o kadar uygundur.

$$C_p = \frac{RSS_p}{\hat{\sigma}^2} + (2p - n) \quad (5.12)$$

Burada; RSS_p p sayıda parametre ile oluşturulan modelin artık kareler toplamını, $\hat{\sigma}^2$ ise tüm modelin tahmin edilen hata varyansını temsil etmektedir.

Bazı durumlarda en iyi alt küme regresyonunda en yüksek düzeltilmiş R^2 ve en düşük C_p istatistiğini sağlayan model bulunmayabilir. Bu gibi durumlarda dikkat edilmesi gereken diğer istatistikler ortalama karesel hata (MSE), tahmini R^2 ve oluşturulacak olan modeldeki bağımsız (açıklayıcı) değişkenlerin varyans şişme faktörüdür.

Ortalama karesel hata (MSE), regresyon performansını ölçmek için kullanılan en yaygın yöntemlerden biridir. Regresyon sonucunda tahmin edilen değerlerin gerçek değere ne kadar yakın olduğunu gösteren bir değerdir. Eşitlik 5.13'te gösterildiği gibi hesaplanır ve ne kadar sıfıra yakınsa tahmini değerler o kadar gerçek değerlere yakındır.

$$MSE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - Y_i)^2 \quad (5.13)$$

Burada; n veri sayısını, $\hat{Y}_i$ modelden tahmin edilen değeri, Y_i ise gerçek değeri temsil etmektedir.

Tahmini R^2 (predicted R^2) değeri, kurulan regresyon modelinin yeni gözlemleri tahmin etme kabiliyetini göstermektedir. Tahmini R^2 değerinin büyük olması, modelin yeni veriler için daha iyi tahmin etme potansiyeli olduğunu gösterir. Tahmini R^2 değeri Eşitlik 5.14 ve 5.15 ile hesaplanmaktadır.

$$\text{Tahmini } R^2 = 1 - \frac{\text{Tahmini Kareler Toplamı (PRESS)}}{\text{Toplam Kareler Toplamı (SSTO)}} \quad (5.14)$$

Dolayısıyla;

$$\text{Tahmini } R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \hat{Y}_{i(i)})^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} \quad (5.15)$$

Burada; n veri sayısını, $\hat{Y}_i$ modelden tahmin edilen değeri, Y_i gerçek değeri ve $\hat{Y}_{i(i)}$ ise n sayılı bir veri setinde her gözlemin birer birer ihmal edilerek $n-1$ gözlemle kurulan regresyon modelinden ihmal edilen gözlem parametreleri kullanılarak hesap edilen tahmini değeri temsil etmektedir.

Varyans şişme faktörü (variance inflation factor, VIF), kurulan regresyon modelindeki bir bağımsız değişkenin diğer bağımsız değişkenlerle arasındaki doğrusal ilişkinin durumunu göstermektedir. Regresyon analizinde kullanılan bağımsız değişkenlerin birbirleri arasında doğrusal ilişkilerin (çoklu bağıntı) olmaması istenir. Modelde kullanılacak iki bağımsız değişken arasında çoklu bağıntı olması, değişkenlerden birinin modele ek bir katkı getirmediğini gösterir. Bu nedenle varyans şişme faktörü değerlerinin 10'un üzerinde olmaması gerekmektedir. Bağımsız (açıklayıcı) değişken ile ilgili varyans şişme faktörü 10'dan büyük olduğunda, bağımsız değişkenler arasındaki doğrusal ilişkiler sorun oluşturabilir. Varyans şişme faktörü (VIF), Eşitlik 5.16 ile hesaplanmaktadır.

$$\text{VIF} = \frac{1}{1 - R^2} \quad (5.16)$$

Araştırma kapsamında üzerinde çalışılan parametrelerde yapılan en iyi alt kümeler regresyonu sonuçları Çizelge 5.10'da verilmiştir.

Çizelge 5.10: En iyi alt kümeler regresyonu sonuçları.

Model No	R ²	Düzeltilmiş R ²	Tahmini R ²	Mallows' Cp	Ortalama Karesel Hata (MSE)	Birim Hacim Ağırlık (UVW)	Tek Eksenli Basma Dayanımı (UCS)	Çekme Dayanımı (TS)	Poisson Oranı (PR)	Kohezyon (c)	Deneyisel Yatay Çözünme Hızı (K _H)	Deneyisel Düşey Çözünme Hızı (K _V)
1	50,2	43,1	4,3	83,1	5,4253					X		
2	47,3	39,8	27,8	88,3	5,5823		X					
3	76,2	68,3	37,1	39,1	4,0511					X	X	
4	72,8	63,7	31,6	45,1	4,3317			X		X		
5	92,6	88,1	79,1	12,1	2,4760	X				X		X
6	80,9	69,4	33,2	32,9	3,9809			X		X	X	
7	93,8	87,5	69,7	12,0	2,5410	X			X	X		X
8	93,2	86,4	52,0	13,0	2,6510	X				X	X	X
9	98,7	96,6	89,5	5,2	1,3193		X	X	X	X		X
10	96,1	89,7	66,1	9,9	2,3112	X		X	X	X		X
11	99,4	97,7	58,6	6,0	1,0997		X	X	X	X	X	X
12	98,8	95,0	27,9	7,2	1,6078	X	X	X	X	X		X
13	99,4	95,5	0,0	8,0	1,5294	X	X	X	X	X	X	X

Çizelge 5.10'a göre en iyi alt kümeler regresyonunda 9 ve 11 nolu modellerin genel olarak en uygun modeller olduğu görülmektedir. 9 nolu modelde düzeltilmiş R^2 değeri % 96.6 ve Mallows' C_p değeri ise 5,2'dir. Aynı şekilde 11 nolu modelde ise, düzeltilmiş R^2 değeri % 97.7 ve Mallows' C_p değeri ise 6,0'dır. En iyi modeli seçebilmemiz için düzeltilmiş R^2 değerinin en yüksek ve Mallows' C_p değerinin ise en düşük olması gerekmektedir. Dolayısıyla, bu iki model düşünüldüğünde böyle bir ihtimal oluşmamaktadır.

Bu iki modelden hangisinin daha iyi olduğuna karar vermek için ilk etapta en iyi alt kümeler regresyonu sonucunda elde edilen tahmini R^2 ve ortalama karesel hata (MSE) değerlerine bakılması gerekmektedir. 9 nolu modelin tahmini R^2 değeri % 89.5 ve MSE değeri ise 1,3193'tür. 11 nolu modelin tahmini R^2 değeri % 58.6 ve MSE değeri ise 1,0997'dir. Bu iki model arasında ayırım yapılabilmesi için modellerden birinin tahmini R^2 değerinin en yüksek, MSE değerinin en düşük olması gerekmektedir. Bu iki değer incelendiğinde, böyle bir durumun da söz konusu olmadığı görülmektedir.

9 ve 11 nolu modellerden en uygun olanının seçilebilmesi için bu modellerde kullanılan parametrelerin varyans şişme faktörleri incelenmiştir. 9 nolu model UCS, TS, PR, c ve K_V parametreleriyle, 11 nolu model ise UCS, TS, PR, c, K_H ve K_V parametreleriyle oluşturulmuş regresyon modellerinin istatistikleri değerlendirilmiştir. Bu istatistikler 9 nolu model için Çizelge 5.11'de, 11 nolu model için ise Çizelge 5.12'de verilmiştir.

Çizelge 5.11: 9 nolu çoklu regresyon modelinin istatistikleri.

Terimler	Katsayı	Katsayı Standart Hatası	T-Değeri	P-Değeri	Varyans Şişme Faktörü (VIF)
Sabit	344.9	37.1	9.29	0.003	
UCS	-1.058	0.289	-3.66	0.035	3.24
TS	-38.84	4.75	-8.18	0.004	5.69
PR	-338.3	43.8	-7.72	0.005	6.04
c	-3.316	0.360	-9.22	0.003	5.95
K_V	-833	163	-5.11	0.015	3.95

Çizelge 5.12: 11 nolu çoklu regresyon modelinin istatistikleri.

Terimler	Katsayı	Katsayı Standart Hatası	T-Değeri	P-Değeri	Varyans Şişme Faktörü (VIF)
Sabit	396.6	45.9	8.63	0.013	
UCS	-1.208	0.260	-4.64	0.043	3.78
TS	-44.91	5.62	-7.99	0.015	11.46
PR	-389.5	49.6	-7.85	0.016	11.15
c	-3.635	0.366	-9.94	0.010	8.86
K _H	-109.6	72.0	-1.52	0.267	3.09
K _V	-934	151	-6.18	0.025	4.89

Çizelge 5.11 ve 5.12 incelendiğinde, 11 nolu modelde kullanılacak bazı parametreler için varyans şişme faktörü 10'un üzerine çıkmaktadır. Dolayısıyla, bu parametrelerin birlikte kullanıldığı modelde çoklu bağıntı gerçekleşmekte ve bu da regresyon analizi açısından istenmeyen bir durum oluşturmaktadır. 9 nolu modelde ise, tüm parametrelerin varyans şişme faktörü 10'un altındadır.

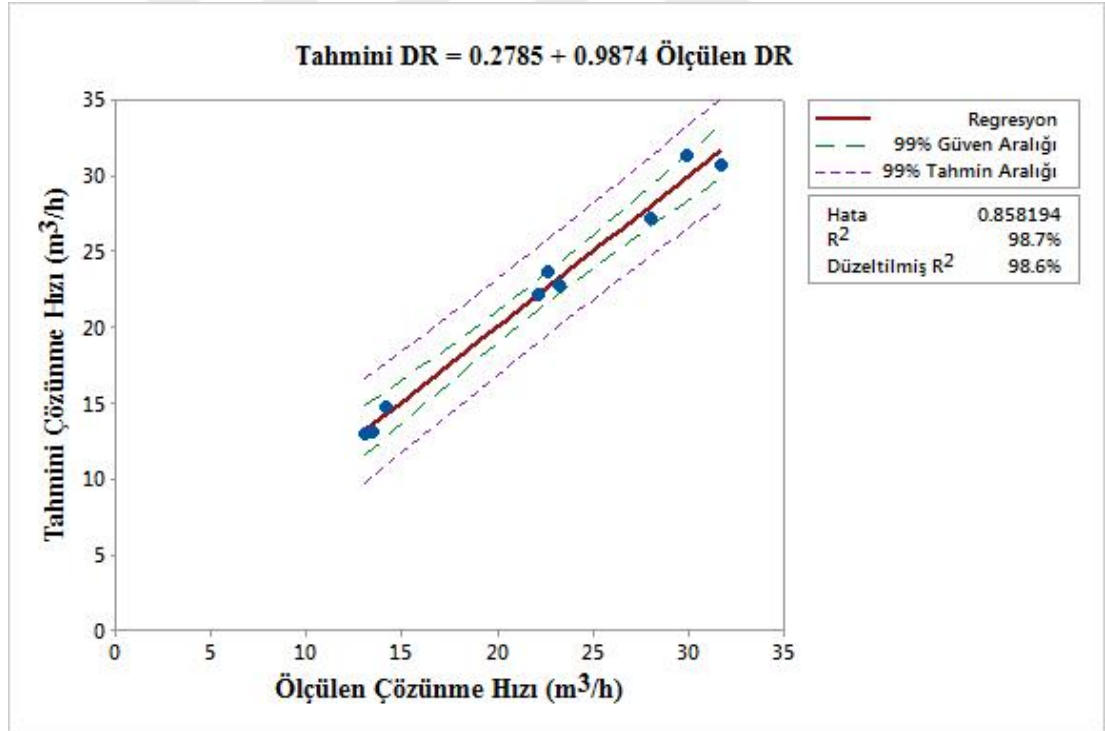
En iyi alt kümeler regresyonu sonucunda, tuz çözünme hızının tahminine yönelik 9 nolu modelin en uygun model olduğu tespit edilmiştir. Bu model Eşitlik 5.17'de verilmiştir.

$$DR = 344,9 - 1,058 UCS - 38,84 TS - 338,3 PR - 3,316 c - 833 K_V \quad (5.17)$$

Eşitlik 5.17'de verilen çözünme hızı tahmini için kurulan regresyon denkleminin belirtme katsayısı (R^2) 0,987 olarak bulunmuştur. Kurulan bu model istatistiksel anlamda tuz domunun çözünme hızını oldukça güvenilir bir şekilde tahmin edebilmektedir. Ölçülen değerlerle Eşitlik 5.17'den elde edilen tahmini değerler arasındaki ilişki de bu kapsamda değerlendirilmiştir. Ölçülen ve tahmini değerler Çizelge 5.13'de, arasındaki ilişki Şekil 5.5'te verilmiştir. Şekil 5.5 incelendiğinde, ölçülen değerlerle tahmini değerler arasında da % 98.7 oranında bir ilişki olduğu görülmüştür.

Çizelge 5.13: Ölçülen ve tahmini çözünme hızları.

Ölçülen çözünme hızı (m ³ /h)	Tahmini çözünme hızı (m ³ /h)
30.03	31.36
23.28	22.74
13.08	13.01
28.07	27.22
22.14	22.18
14.18	14.70
31.79	30.73
22.66	23.63
13.41	13.04



Şekil 5.5: Ölçülen ve tahmini çözünme hızları arasındaki ilişki.

Çalışma kapsamında kurulan regresyon modelinin geçerliliği varyans analizi (ANOVA) ile gerçekleştirilmiştir. Yapılan analizden elde edilen sonuçlar Çizelge 5.14’te verilmiştir.

Çizelge 5.14: Çözünme hızı tahmini için kurulan regresyon denkleminin varyans analizi.

Kaynak	Serbestlik Derecesi	Düzeltilmiş Karelerin Toplamı	Düzeltilmiş Ortalamanın Karesi	F Değeri	P (Olasılık)
Model	5	408,564	81,713	46,95	0,005
UCS	1	23,332	23,332	13,41	0,035
TS	1	116,402	116,402	66,88	0,004
PR	1	103,636	103,636	59,55	0,005
c	1	147,884	147,884	84,97	0,003
K _v	1	45,423	45,423	26,10	0,015
Hata	3	5,221	1,740		
Toplam	8	413,785			

Çizelge 5.14'te verilen varyans analizine göre kurulan modelin P değeri 0,005 çıkmaktadır. P olasılık değeri, istatistiksel olarak modelin geçerliliğinin ve anlamlılığının tespitinde kullanılır ve P değerinin 0,01-0,001 arasında olması yüksek düzeyde istatistiksel anlamlılık ifade etmektedir. Dolayısıyla, kurulan modelin P olasılık değeri (anlamlılık seviyesi) 0,005 olduğundan, bu modelin istatistiksel anlamda geçerli ve anlamlı bir model olduğu görülmektedir.

6. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Enerji kaynağı açısından büyük ölçüde dışa bağımlı olan ülkemizde, kaynakların verimli ve akılcı kullanımı önemlidir. Ülke maddi kaynaklarının büyük bir kısmının aktarıldığı dünya enerji piyasasından alınan enerji hammaddelerinin de gerekli zamanda, gerekli miktarda kullanımı ve böylece enerji arz-talep dengesinin sağlanması gerekmektedir. Bu amaçla Tuz Gölü Havzasında yeraltı doğal gaz depoları oluşturulmaktadır. Bu çalışma kapsamında da depoların oluşturulması sırasında tuz domunun kayaç özelliklerinin çözünme hızı üzerine etkilerinin incelenmesi amaçlanmıştır. Elde edilen sonuçlar şunlardır:

- Tuzun çözünme hızı (DR) ile en çok ilişkili olan kayaç özelliklerinin tek eksenli basma dayanımı (UCS), çekme dayanımı (TS), poisson oranı (PR), malzeme kohezyonu (c) ve deneysel düşey çözünme hızı (K_V) olduğu tespit edilmiştir.
- UCS, TS, PR, c ve K_V parametreleri kullanılarak DR'nin tahminine yönelik çok değişkenli regresyon analizi gerçekleştirilmiştir ve aşağıdaki denklem elde edilmiştir:

$$DR = 344,9 - 1,058 UCS - 38,84 TS - 338,3 PR - 3,316 c - 833 K_V$$

- Regresyon denkleminin belirtme katsayısı (R^2) 0,987 olarak bulunmuştur.
- Elde edilen regresyon denkleminin istatistiksel olarak yüksek düzeyde anlamlı olduğu tespit edilmiştir.
- Ölçülen ve tahmin edilen çözünme hızı değerleri oldukça yüksek düzeyde örtüşmektedir.

Elde edilen sonuçlar ışığında da aşağıdaki öneriler sunulmuştur:

- Elde edilen regresyon denklemi, Tuz Gölü Havzasında bu proje kapsamında veya daha sonra açılacak yeraltı açıklıkları için çözünme hızlarının tahmininde kullanılabilir.
- Çözünme hızı değerleri, tuz domu içerisinde açılan yeraltı açıklıklarının boyut ve şekil açısından tasarlandığı ve modellendiği simülasyon

programlarında temel girdi parametresi olarak kullanılmaktadır. Dolayısıyla, bu parametrenin farklı tuz yataklarından elde edilmiş, tecrübeye dayalı değerlerinden ziyade, içerisinde depoların açıldığı tuz domunun kendi kayaç özelliklerinden tahmin edilen çözünme hızı değerlerinin kullanılması daha gerçekçi sonuçları ortaya koyacaktır.

- Kayaç özelliklerine bağlı olarak çözünme hızlarının önceden tahmini, uygulanan çözelti madenciliği parametrelerinin de her kuyu için ayarlanmasına imkan verecektir. Bu şekilde kuyu içerisinde gerçekleşebilecek aşırı sökülmelerin, oluşturulacak yeraltı açıklıklarında şekil bozukluklarının önüne geçilebilecektir.
- Farklı tuz yataklarından gelecek verilerle bu denklemin daha geniş ölçüde kabul edilebilirliği sağlanabilir.

KAYNAKLAR

- Anıl, M. ve Bastacioğlu, B.G., 2013. Tuz Tabakalarında Çözelti Madenciliği ve Oluşan Boşlukta Doğal Gaz Depolama İmkanlarının Araştırılması, Çukurova Üniversitesi Mühendislik Mimarlık Fakültesi Dergisi, 28(2), 149-160.
- Arıkan, D. ve Şenyur, M.G., 2008. Sultanhanı (Aksaray) Beldesi Tuz Örneklerinin Sünme Davranışının İncelenmesi, Türk Kaya Mekaniği Dergisi, 16, 45-52.
- Arıkan, Y., 1975. The geology and petroleum prospects of the Tuz Gölü Basin. Bulletin of the Mineral Research and Exploration Institute of Turkey, 85, 17-44.
- Atabey, E., Tarhan, N., Yusufoglu, H. ve Canpolat, M., 1988. Hacibektaş, Gülşehir, Kalaba (Nevşehir) - Himmetdede (Kayseri) arasının jeolojisi, MTA Raporu, Derleme No. 8523, (yayımlanmamış).
- Baar, C.A., 1997. Applied Salt Rock Mechanics, The in-situ behavior of salt rocks , Elsevier, New York, USA.
- Bastacioğlu, B.G., 2010. Tuz tabakalarında çözelti madenciliği ve bu yöntemle doğalgaz depolama imkanlarının yaratılması, Yüksek Lisans Tezi, ÇÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Adana.
- BOTAŞ, 2013. Tuz Gölü havzasında yeraltı doğal gaz depolama projesi çevresel etki değerlendirme (ÇED) raporu, Ankara
- Brentle, J.O., Möbius, C., Moye, H. ve Wöpe, S., 2015. Fiber optic measurement system for the automatic and continues blanket level interface monitoring during the solution-mining process of salt caverns, SMRI Technical Conference Rochester, New York, USA, 5-7.
- Brouard, B., Berest, P. ve Durup, J.G., 2001. In - situ salt permeability testing, SMRI fall meeting, 1-10.
- Brouard, B., Berest, P. ve Couteau, J., 1997. Influence of the leaching phase on the mechanical behavior of salt caverns, International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 34:3-4, Paper No. 026.

- Charnavel, Y. ve Lubin, N. 2002. Insoluble deposit in the salt cavern-test case, SMRI fall meeting, Bad Ischl, Austria, Albuquerque, New Mexico, USA, 1-3.
- Claudius, A., Haq, A.A. ve Feldrappe, H., 2014. Advanced exploration methods for dimensioning and optimizing of gas storage caverns at storage site Bernburg/Peissen (Central Germany), SMRI Technical Conference, Groningen, The Netherlands, 7.
- Çemen, İ., Göncüoğlu, M.C. ve Dirik, K., 1999. Structural evolution of the Tuz Gölü basin in central anatolia, Turkey. The Journal of Geology, 107/6: 693-706.
- Dirik, K. ve Erol, O., 2000. Tuzgölü ve civarının tektonomorfolojik evrimi, Orta Anadolu, Türkiye. Haymana-Tuzgölü-Ulukışla Basenleri uygulamalı çalışma, 27-46.
- DBI-GUT, 2006. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH. Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi temel mühendislik çalışması, Almanya, 1-138.
- EIA, 2008. Energy information administration office of oil and gas, Natural Gas Annual 2008, US Department of Energy, Washington.
- Grzegorz, K., 2008. Displacement of rock mass during leaching of caverns in the salt dome described by the finite elements method, Institute of the Rock Mass Mechanics, Polish Academy of Sciences , Cracow, 1, 10.
- Göncüoğlu, M.C., Dirik, K., Erler, A., Yalınız, K., Özgül, L. ve Çemen, İ., 1996. Tuz Gölü havzası batı kısmının temel jeolojik sorunları. TPAO Rapor No: 3753 (Yayınlanmamış).
- Hasselkus, F. ve Reitze, A., Spring 2013 Logs for the solution mining phase during salt cavern development, SOCON Sonar Control Kavernenmessung GmbH Giesen, Germany, Basic Logging Operations İn Salt Cavern Development, SMRI Technical Class, 21 Lafayette, Louisiana, USA, 19-22.
- Huang, X. ve Xiong, J., 2011. Numerical simulation of gas leakage in bedded salt rock storage cavern, Procedia Engineering, 12, 254-259.
- İncedalcı, S., 2014, Doğal gaz depolaması, Türkiye Uluslararası Yeraltı Doğal Gaz Depolama Konferansı, Ankara.

- Jianqiang, G., Xinrong, L., Junbao, W. ve Liang, Z., 2013. Creep model analysis of rock salt cavern under normal operations, *Journal of Information & Computational Science*, 3815-3823.
- Kadane, J.B. ve Lazar, N.A., 2004. Methods and criteria for model selection, *Journal of the American Statistical Association*, 99, 279-290.
- Kavurmacı, M.M., 2013. Şereflikoçhisar Havzası yeraltı sularının hidrojeolojik ve hidrokimyasal açıdan incelenmesi ve bölgedeki tuzlusu girişiminin çevresel etkilerinin araştırılması, *Doktora Tezi*, ASÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Aksaray.
- KİAŞ, 2013, Kömür İşletmeleri A.Ş. Kırıkkale Kaya Tuzu Üretimi Projesi Raporu, 58-71.
- Köckritz, V., Amro, M. ve Haq, A.A., 2014. Theoretical and experimental basics for tightness test method to enable testing of gas storage caverns during gas storage operation, *Technical University of Freiberg, Germany, SMRI Technical Conference, San Antonio, Texas, USA*, 1-2, 18.
- Kunstman, A. ve Urbanczyk, K.M., 1997. Computer modelling of salt cavern leaching process, *Manuel of SMRI Technical Class*, Crakow, Poland.
- Kuntsman, A., Poborska, K. ve Urbanczyk, K., 2007. Solution mining in salt deposits, *Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne*, Krakow.
- Küçükaytan, B., 2007. Masif kaya tuzunda depo tasarımı amaçlı kuramsal yaklaşım ve fiziksel çalışmalar, *Yüksek Lisans Tezi*, HÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, Ankara.
- Lefond, S.J., 1969. *Handbook of World Salt Resources*, New York, Plenum Pres.
- METU, 2014a. Characterization of Tuz Gölü Area Core Samples Report, METU Petroleum Research Center, Petroleum and Natural Gas Engineering Department, 1-34.
- METU, 2014b. Rock Mechanics Laboratory Experiment Report, METU Department of Mining Engineering, 1-46.
- Minkley, W., Knauth, M. ve Brückner, D., 2014. Discontinuum-mechanical behavior of salt rocks and the practical relevance for the integrity of salt barriers, *SMRI Technical Conference, Groningen, The Netherlands*, 1-2, 14.

- Moghadam, S.N., Mirzabozorg, H. ve Noorzad, A., 2013. Modeling time-dependent behavior of gas caverns in rock salt considering creep, dilatancy and failure Tunnelling and Underground Space Technology, 171-185.
- Özarslan, A., Geniş, M., ve Bilir, M.E., 2007. Doğal gaz depolama amaçlı yeraltı tuz çözelti açıklıklarının farklı işletme koşulları altında duraylılığın incelenmesi, TÜBİTAK Projesi, Zonguldak, 3-33.
- Özkan, İ. ve Düzyol, S., 2004. Kaya tuzu üzerinde bazı mühendislik tasarım parametrelerinin belirlenmesi. VII. Bölgesel Kaya Mekaniği Sempozyumu Bildiriler Kitabı, Sivas.
- Passaris, E., Jessop, M., ve Slingsby, J., 2015. Verification of the salt creep parameters using data from the echometric surveys of Aldbrough Gas Storage Caverns in the UK, SMRI Technical Conference, Rochester, New York, USA, 1-11.
- Pereira, J.C., 2012. Common Practices – gas cavern site characterization, design, construction, maintenance, and operation, Sabine Storage & Operations, Inc. Houston, Texas, USA, 131-165.
- Reitze, A., Krieter, M. ve Tryller, H., 2010. Importance of sonar surveying in the monitoring and operation of natural gas caverns, SOCON GmbH, 1-12.
- Riekenberg, R., Hartmann, U., Staudtmeister, K. ve Zander-Schiebenhöfer D., 2004. Recommendation of maximum cavern pressures for the gas storage caverns at Huntorf on the basis of three-dimensional numerical models SMRI Technical Conference, Berlin, Germany, 2-8.
- Schneider, R., Schienhöfer, D. Z. ve Eiben, G., 2016. Technical support for gas operation, DEEP Underground Engineering GmbH, Technical Note, Germany, 1-6.
- SOCON, 2015, Report of the cavity survey by means of echo-sounding in the cavity, Aksaray, 21-37.
- Vouille, G. ve Tassel, P., 1979. Stability of Caverns Created in Rock Salt by Solution Mining 5th International Symposium on Salt-Northern Ohio Geological Society, 183-185.

Wang, T.T., Yan, X.Z., Yang, X.J. ve Yang, H.L., 2010. Dynamic subsidence prediction of ground surface above salt cavern gas storage considering the creep of rock salt, Science China Technological Sciences, Vol.53 No.12: 3197-3202.

Wijermars, E.A.M., 2013. Geomechanical modelling and subsidence prediction of salt deposits for solution mining, Section for Resource Engineering Department of Geoscience and Engineering, Delft University of Technology, Netherlands, 1-6.

Xiangzhen, Y., Tongtao, W., Henglin, Y., Xiujuan, Y., Tingting, J. ve Shuai, Z., 2013. A new shape design method of salt cavern used as underground gas storage, Applied Energy, 104, 50-61.

Zapf, D., 2014. Rock mechanical dimensioning of gas storage caverns in the salt dome edge region, SMRI Technical Conference, Groningen, The Netherlands, 1-7.

URL-1<http://www.petform.org.tr/images/etkinlikler/1_3_botas_tuz_golu_depo.ppt>, alındığı tarih: 07.11.2014.

URL-2< <http://www.kbbnet.de>>, alındığı tarih: 27.03.2016

URL-3<http://www.botas.gov.tr/images/maps/BotasGenel_full.png>, alındığı tarih: 08.04.2016

URL-4< <http://www.deprem.gov.tr/depbolge/aksaray.gif>>, alındığı tarih: 29.04.2016

URL-5< <http://www.botas.gov.tr>>, alındığı tarih: 08.04.2016

URL-6< <http://www.chemkop.pl>>, alındığı tarih: 13.04.2013

ÖZGEÇMİŞ

Adı ve Soyadı : İlker BEKTAŞOĞLU
Doğum Tarihi ve Yeri : 04.08.1983
E-posta adresi : ibektasoglu@gmail.com

EĞİTİM BİLGİLERİ (Kurum ve Yıl)

Lisans : Hacettepe Üniversitesi Mühendislik Fakültesi
Maden Mühendisliği Bölümü (2001-2006)
Yüksek Lisans : Aksaray Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Maden Mühendisliği Anabilim Dalı (2014-2016)
Doktora : -

MESLEKİ DENEYİM VE ÖDÜLLERİ

2008-2015 BOTAŞ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
(Mühendis)
2015-devam ediyor BOTAŞ Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
(Başmühendis)
(Tuz Gölü Doğalgaz Yeraltı Depolama Projesi Tuzlu
Su Deşarj Hattı Yapım İşİ ve Açıklık Eritme İşlemi
Saha Kontrolörü)