

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ * FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DOĞAL GAZIN DEPOLANMASI VE TÜRKİYE İÇİN ÖNEMİ

YÜKSEK LİSANS

Makine Müh. Selman ÖZTÜRK

Anabilim Dalı: Makine Mühendisliği

Danışman: Prof.Dr. Halil İbrahim SARAÇ

KOCAELİ 2007

KOCAELİ ÜNİVERSİTESİ * FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

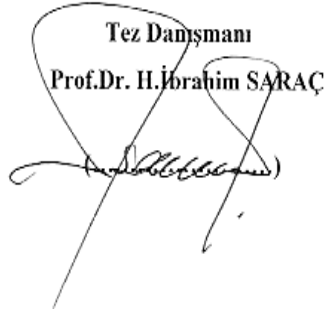
DOĞAL GAZIN DEPOLANMASI ve TÜRKİYE İÇİN ÖNEMİ

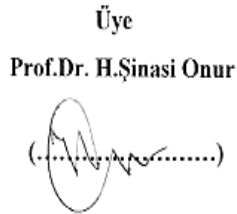
YÜKSEK LİSANS TEZİ

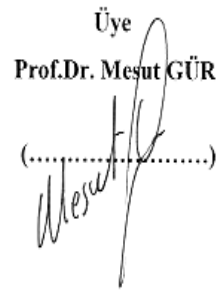
Makine Müh. Selman ÖZTÜRK

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih: 04 Haziran 2007

Tezin Savunulduğu Tarih: 12 Temmuz 2007

Tez Danışmanı
Prof.Dr. H.İbrahim SARAÇ


Üye
Prof.Dr. H.Şinasi Onur


Üye
Prof.Dr. Mesut GÜR


KOCAELİ,2007

ÖNSÖZ ve TEŞEKKÜR

Doğal gaz günümüzde çok yaygın bir kullanım alanına ulaşmıştır. Özellikle konut ısıtmasında ve endüstride en önemli enerji kaynaklarından biridir. Fakat doğal gazın kaynağı konusunda her ülke şanslı değildir. Birçok ülke doğal gazı dış kaynaklardan temin etmektedir. Bunun sonucu olarak da ülkeler kendi arz güvenliklerini sağlayabilmek için ihtiyaçlarının %25 ila % 30 arasındaki miktarını depolama yoluna gitmişlerdir. Kışın konut ısıtmada talebin fazla olması ve arz kaynaklarıyla yaşanan sorunlarda bundan etkilenmemek için depolama çok büyük önem arz etmektedir.

Türkiye doğal gaz ihtiyacını karşılamada %97 dışa bağımlı olmasına rağmen, ne yazık ki depolama konusunda yıllar içinde istenilen seviyeye ulaşamamıştır. 2006 yılı gaz talebimiz 31 milyar m³ olmuştur. 2006 yılı için depolama olanağımız ise BOTAŞ LNG Terminali ve EGEGAZ LNG Terminali ile sınırlı kalmıştır. İki tesisin kapasitesi ise sadece 535.000 milyon m³'tür. 2007 yılında devreye giren Kuzey Marmara ve Değirmenköy Yer Altı Depolama Tesisi ile kapasitemiz 1.6 milyar m³ daha artmıştır. Fakat genel talebin yanında bu miktarlar çok yetersiz kalmaktadır. Bu sebeple ülkemizin arz güvenliği için yeni depolama projelerinin bir an önce hayata geçirilmesi ve yeni depolama alanlarının araştırılması gerekmektedir.

Yapılan çalışmanın ülkemize yeni depolama tesislerinin kazandırılması hususunda katkısı olmasını dilerim.

Bana bu konuda çalışma olanağı veren sayın Prof.Dr. Halil İbrahim SARAÇ'a (KOÜ), yardımlarını gördüğüm sayın İzgaz Genel Müdürüm İmad ERDOĞAN'a, sayın İzgaz Genel Müdür Yardımcım Suat OLGUN'a, sayın Mustafa DİNÇER'e (İZGAZ A.Ş.), sayın Yalçın YARADILMIŞ'a (TPAO) ve bana destek olan bütün arkadaşlarıma teşekkürlerimi sunarım. Ayrıca hayatım boyunca beni destekleyen ve bugünlere getiren babam Muhlis ÖZTÜRK'e ve annem Ayten ÖZTÜRK'e sonsuz minnet duygularımı sunarım.

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ ve TEŞEKKÜR.....	i
İÇİNDEKİLER.....	ii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	iv
TABLolar DİZİNİ.....	v
SİMGELER DİZİNİ ve KISALTMALAR.....	vi
ÖZET.....	viii
İNGİLİZCE ÖZET.....	ix
1. GİRİŞ.....	1
2. DOĞAL GAZ ile İLGİLİ GENEL BİLGİLER.....	4
2.1. Doğal Gaz Endüstrisinin Tarihsel Gelişimi.....	5
2.2. Doğal Gazın Üretimi.....	7
2.3. Doğal Gazın Kullanım Alanları.....	10
2.3.1. Doğal gazın hammadde olarak kullanımı.....	10
2.4. Doğal Gazın Avantajları ve Dezavantajları.....	11
2.5. Doğal Gazın Fiziksel Özellikleri.....	13
2.6. Doğal Gazın Kokulandırılması.....	14
3. TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ.....	17
4. DÜNYADA DOĞALGAZ.....	22
5. DOĞALGAZIN TAŞINMA YÖNTEMLERİ.....	24
5.1. Doğalgazın Boru Hatları ile Taşınması.....	24
5.2. Doğalgazın Sıvı Halde Taşınması.....	25
5.3. Doğalgazın CNG (Sıkıştırılmış Doğal Gaz) Olarak Taşınması.....	27
6. DEPOLAMA.....	29
6.1. Doğal Gazın Depolanma Nedenleri.....	29
6.2. Depolanma Türleri.....	31
6.2.1. Doğal gazın yer üstü depolanması.....	31
6.2.1.1. Boru hattında depolanması.....	31
6.2.1.2. LNG (sıvı doğal gaz) depolanması.....	32
6.2.1.3. Yüksek basınçlı tanklarda depolanma.....	33
6.2.2. Doğal gazın yeraltında depolanması.....	33
6.2.2.1. Yeraltı doğal gaz depolanmasının tarihi gelişimi.....	34
6.2.2.2. Tükenmiş petrol ve doğal gaz rezervuarlarında depolanması.....	35
6.2.2.3. Tuz yataklarında depolanma.....	37
6.2.2.4. Yeraltında açılan boşluklarda depolanma.....	41
6.2.2.5. Terk edilmiş maden ocaklarında depolanma.....	41
6.2.3. Yeraltı ve yerüstü doğal gaz depolamasının avantaj ve dezavantajları.....	41
7. LNG ve BOTAŞ LNG İTHAL TERMİNALİ.....	43
7.1. LNG'nin Genel Özellikleri.....	43
7.2. Doğal Gaz Sıvılaştırma Metotları.....	46
7.2.1. Kaskad soğutma sistemleri.....	47
7.2.1.1. Klasik kaskad soğutma sistemleri.....	47
7.2.1.2. Karışık akışkanlı kaskad soğutma sistemleri.....	47
7.2.1.3. Tek akışkanlı kaskad soğutma sistemleri.....	48

7.2.2. Türbinle genişleme esaslı soğutma sistemleri	48
7.2.3. Stirling çevrimi esaslı soğutma çevrimleri	49
7.2.4. Klasik kaskad sistemleri	49
7.3. LNG Üretim ve İthal Terminalleri	51
7.4. BOTAŞ LNG İthal Terminali	53
7.4.1. İskele	55
7.4.2. LNG depolama tankları	56
7.4.3. Gazlaştırma ve sevkiyat	57
7.4.4. Extension (genişleme) projesi	60
7.4.5. Telekomünikasyon sistemi	61
7.4.6. Ölçüm, kontrol ve veri edinme sistemi	62
7.4.7. Yardımcı tesisler ve diğer üniteler	63
8. MALZEME VE YÖNTEM	64
8.1. Genel (Kuzey Marmara ve Değirmenköy Yeraltı Gaz Depolama Sahaları Proses Analizi)	64
8.2. Gaz Enjektisi	68
8.2.1. Gazın filtreden geçirilmesi	68
8.2.2. Gazın ölçülmesi	69
8.2.3. Diğer servisler	70
8.2.4. Gazın basınçlandırılması	70
8.2.5. Gazın toplanma noktalarına transfer edilmesi	73
8.2.6. Gazın kuyu başlarına dağıtılması	74
8.2.7. Gazın kuyulara enjeksiyonu	75
8.3. Gazın Geri Üretimi	75
8.3.1. Gazın kuyulardan gelmesi	76
8.3.2. Gazın toplanması, ilk ayırıştırma ve toplanma noktasında glikol enjektisi	77
8.3.3. Ortak tesis boru hattı	78
8.3.4. Isıtma ünitesi (soğuk başlangıç, Değirmenköy düşük debi)	79
8.3.5. Basınç düşürme ünitesi ve hidrokarbon-sıvı ayırıştırıcı	80
8.3.6. Kurutma ünitesi	81
8.3.7. Hidrokarbon çığlenme noktası ayarlama ünitesi	83
8.3.8. Son basınç ayarlama noktası	84
8.3.9. Gazın ölçülmesi	84
SONUÇLAR ve ÖNERİLER	86
KAYNAKLAR	88
ÖZGEÇMİŞ	90

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 2.1. a) Deniz sondaj platformunun görünümü.	
b) Kara sondaj kulesinin görünümü	8
Şekil 2.2. Tipik Bir Gaz Üretim Sahası Akış Şeması	9
Şekil 2.3. Kaynaktan Tüketime Doğal Gaz.....	9
Şekil 5.1. Doğal Gaz Boru Hattının Görünümü	24
Şekil 5.2. a) LNG Tankeri.	
b) LNG Tesisi.....	26
Şekil 6.1. Doğal Gazın Bir Yıllık Arz ve Talep Grafiği	30
Şekil 6.2. Tuz Gölü Yeraltı Doğal Gaz Depolama Projesi Sondaj Çalışması.....	40
Şekil 7.1. Klasik Kaskad Soğutma Çevrimi.....	50
Şekil 7.2. LNG ve Gaz Dönüşüm Şeması	53
Şekil 7.3. Botaş LNG Terminali.....	54
Şekil 8.1. K.Marmara ve Değirmenköy Gaz Sahaları Yeraltı Gaz Depolama Projesi Yüzey Tesislerinin Üç Boyutlu Yerleşimi	65
Şekil 8.2. Tesisin ve Gaz Depolama Sahalarının Harita Üzerindeki Yeri	66
Şekil 8.3. Gazın Enjeksiyon Şeması	68
Şekil 8.4. Gazın Geri Üretim Şeması.....	75
Şekil 8.5. Kuzey Marmara Sahası – Kuyular ve Tesis	76
Şekil 8.6. Yüzey Tesislerinin Görünümü.....	85
Şekil 8.7. Kuzey Marmara Sahası Deniz Kuyubaşı Platformu	85

TABLolar DİZİNİ

Tablo 1.1. İzgaz A.Ş. 2006 Yılı Doğal Gaz Tüketim Dağılımı.....	1
Tablo 2.1. Enerji Yönünden Yakıtların Karşılaştırılması	5
Tablo 2.2. Atmosferik Basıncıta Gazların Kaynama Noktaları (°C)	14
Tablo 2.3. Çeşitli Koku Maddelerinin K Değerleri	15
Tablo 2.4. Gazların Patlama Limitleri	16
Tablo 3.1. Türkiye'nin Doğal Gaz Anlaşmaları	17
Tablo 3.2. Türkiye'deki Doğal Gaz Miktarları	18
Tablo 3.3. Doğal Gaz Satışlarının Sektörel Dağılımı (Milyon cm ³)	19
Tablo 3.4. Yıllar İtibariyle Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları	20
Tablo 3.5. Doğal Gaz Talep Tahmin ve Doğal Gaz İhracat Miktarları(Milyon m ³)	21
Tablo 3.6. Kontrata Bağlanmış Arz Miktarları (Milyon Sm ³)	21
Tablo 4.1. Küresel Fosil Enerji Kaynakları Rezerv Miktarları (2004 Yılı Sonu)	23
Tablo 4.2. Dünya Birinci Enerji Tüketiminde Yakıtların Payları (%).....	23
Tablo 6.1. Doğalgaz Yeraltı Depolama Projesi'nin Temel Özellikleri	40
Tablo 7.1. Marmara Ereğlisi LNG Bileşimleri.....	44
Tablo 7.2. LNG ve Doğal Gaz Arasındaki Dönüşüm Tablosu	45
Tablo 7.3. LNG'nin Kimyasal Özellikleri	45
Tablo 7.4. Dünyadaki LNG Üretim Terminalleri (Ağustos 2005).....	52

SİMGELER DİZİNİ ve KISALTMALAR

C	: Karbon
C	: Minimum Koku Derecesi
C ₂ H ₂	: Eten
C ₂ H ₆	: Etan
C ₃ H ₈	: Propan
C ₄ H ₁₀	: Bütan
CH ₃ OH	: Metil Alkol
CH ₄	: Metan
C _n H _{2n+2}	: Hidrokarbon Gazların Genel Formülü
CO	: Karbon Monoksit
CO ₂	: Karbon Dioksit
H ₂	: Hidrojen
H ₂ O	: Su Buharı
H ₂ S	: Sülfür
K	: Koku Maddesi Sabiti
N ₂	: Azot
NaCl	: Tuz
NH ₂ CONH ₂	: Üre
NH ₃	: Amonyak
NH ₄ COONH ₂	: Amonyum Karbonat
Nm ³	: Normal Metreküp
N _n	: Her Yanıcı Gazın Alt Patlama Sınırı
Ø	: Çap
O ₂	: Oksijen
P _n	: Yanıcı Gazların Karışım İçindeki Yüzdeleri
Sm ³	: Standart Metreküp
A.B.D.	: Amerika Birleşik Devletleri
BDT	: Birleşik Devletler Topluluğu
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş.
BP	: British Petrol
CNG	: Compressed Natural Gas
DGBH	: Doğal Gaz Boru Hattı
FCV	: Flow Control Valve
IEA	: International Energy Agency
L.E.L.	: Lower Explosive Limit
LNG	: Liquefied Natural Gas
LPG	: Liquefied Petroleum Gas
Maks.	: Maksimum
Min.	: Minumum
MOV	: Motor Operated Valve
NGL	: Natural Gas Liquids

ORV	: Open Rack Vaporizer
PE	: Polietilen
POV	: Pneumatic Operating Valve
RMS	: Regulation Measuring System
S.S.C.B.	: Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
SMV	: Submerged Combustion Vaporizer
SSSV	: Subsurface Safety Valve
SSV	: Surface Safety Valve
TCV	: Temperature Control Valve
TEG	: Tri-etilen Glikol
THT	: Tetrahidrotiofen
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TSE	: Türk Standartları Enstitüsü
U.E.L.	: Upper Explosive Limit
UGETAM	: Uluslar Arası Gaz Eğitim Teknoloji Araştırma Merkezi

DOĞAL GAZIN DEPOLANMASI VE TÜRKİYE İÇİN ÖNEMİ

Selman ÖZTÜRK

Anahtar Kelimeler: Doğal Gaz, Depolama, LNG

Özet: Bu çalışmada depolama konusuna ışık tutmak ve Türkiye'nin depolamaya ne kadar çok ihtiyacı olduğunu vurgulamak maksadıyla, Türkiye ve dünyada doğal gaz, doğal gazı yeraltında depolayan tek tesis olan Kuzey Marmara ve Değirmenköy Depolama Tesisi süreç analizi, doğal gazın nasıl sıvılaştırılıp depolanabildiği, BOTAŞ LNG Terminali ve yapılabilecek proje konuları incelenmiştir.

Doğal gaz'da %97 oranında dışa bağımlı durumda olan Türkiye, yoğun tüketim miktarlarına karşın yeterli kapasitede doğal gaz depolama tesislerine sahip değildir. Bu durum ülkemizin doğal gaz arz güvenliği için çok büyük engeldir. Uluslar arası pratikte, ülkelerin tükettikleri yıllık gaz miktarının yüzde yirmi beşiyle otuzu kadar hacimdeki yer altı gaz deposu kapasitesini, arz güvenliği açısından devrede tutmaya çalıştıkları kabul edilmektedir. Türkiye ise, çeşitli nedenlerle 20 yıldan bu yana bu konuda başarılı olamamıştır. Silivri'de üretim ömrünü tamamlamış bir doğal gaz rezervuarı geç de olsa 2007 yılı Nisan ayında Türkiye'nin tek yeraltı doğal gaz depolama tesisi olması özelliğiyle işletmeye alınmıştır. Söz konusu deponun hacmi 1.6 milyar metreküptür. Bu hacim 2007 yılında 32.5 milyar metreküp gaz tüketmesi beklenen ülkemizin, yaklaşık 18 günlük tüketimine karşılık gelmektedir ve bu kapasite ihtiyacı karşılamaya yeterli değildir.

Ülkemizin doğal gaz tüketiminin yaklaşık % 20'lik kısmı LNG (Sıvılaştırılmış Doğal Gaz) ithalatı ile gerçekleştirilmektedir. Bu konuyla ilgili Türkiye'de biri BOTAŞ'a diğeri EGEGAZ'a ait iki adet LNG terminali bulunmaktadır. Bu terminaller sıvı doğalgazı gazlaştırarak kullanıma hazır hale getirmekle beraber, doğal gaz deposu olarak da kullanılabilir. Bu iki terminalin depolama kapasitesi toplam 535.000 m³ LNG'dir (Yaklaşık 321 milyon metreküp doğal gaz).

Bu çalışmanın sonucu olarak, Türkiye'nin yüksek kapasiteli yeni doğalgaz depolarına ihtiyacı olduğu açıkça görülmektedir.

STORAGE OF NATURAL GAS AND ITS IMPORTANCE FOR TURKEY

Selman ÖZTÜRK

Keywords: Natural Gas, Storage, LNG

Abstract: In this study it is investigated the project issues of the natural gas in Turkey and worldwide, making process analysis of North Marmara and Değirmenköy Storage Facility, only which stores the natural gas in underground, and the projects which will be done, and how to liquefy natural gas and can be stored, and BOTAŞ LNG Terminal in order to offer a solution for storage issue and to emphasise how far Turkey needs for natural gas storage.

Despite its intensive consumption of natural gas, Turkey, which is dependent 97% on abroad in natural gas, does not have natural gas storage establishments in an enough capacity. This situation is a major handicap for our country's natural gas supply security. In international practise, it accepted that countries try to keep twenty five to thirty percent of their annually gas consumption of the underground natural gas storage capacities in active from point of supply security. But Turkey has not been able to manage in this matter since 20 years due to various reasons. A natural gas reservoir in Silivri that had completed its production life was taken into operated in April 2007 as a single underground natural gas storage facility. Volume of the storage being talked of is 1.6 billion cubic meter. This volume corresponds to 18 day-consumption of Turkey, which is expected to consume 32.5 billion cubic meter gas in 2007, and this capacity is not enough to meet the need.

About 20% of our country's natural gas consumption is realized with import of LNG (Liquid Natural Gas). There are two LNG terminals related to this issue in Turkey, one is pertained to BOTAŞ and the other is pertained to EGEGAZ. Although these terminals make it ready to use regasification the liquid natural gas, they can also be used for natural gas storage. Total storage capacity of these two terminals is 535.000 m³ LNG (about 321 million cubic meter natural gas).

As result of the study, it clearly appears that Turkey needs high capacity of new natural gas storages.

1. GİRİŞ

Ülkemizde doğal gaz talebi gün geçtikçe artmaktadır. Özellikle konutların ısıtılmasında doğal gazın kullanılması durumunda, ısıtma işleminin soğuk mevsimlerde gerçekleşmesinden dolayı, soğuk mevsimlerde doğal gaza olan talep artmaktadır. Yıllık doğal gaz tüketiminin yaklaşık % 70'i yılın en soğuk dönemi olan Aralık - Mart döneminde oluşmaktadır. Sıcak aylarda ise tüketim ihmal edilebilecek düzeylere inmektedir. Dolayısıyla talepte yıl içinde mevsimlere bağlı önemli değişimler olmaktadır. Kışın talep fazlalığı yazın ise talep azlığı vardır. Kentlerimize boru hatlarıyla yapılan doğal gaz arzı ise yıl içinde değişiklik göstermemektedir. Talep ve arz arasındaki fark kışın fazla talebi (gaz açığını) ve yazın fazla arzı (gaz fazlalığını) gündeme getirmektedir. Bu durum Kocaeli'ye ait 2006 yılı gaz tüketiminin aylık dağılımının verildiği tablo 1.1'de açıkça görülmektedir.

Konut ısıtılmasında yılın soğuk dönemlerinde oluşan talebin karşılanabilmesi ve dolayısıyla normal arzın dışındaki açığın kapatılabilmesi için doğal gazın yeraltı ve yerüstü depolarından eldesi en çağdaş, kalıcı ve ekonomik çözüm olabilir.

Tablo 1.1: İzgaz A.Ş. 2006 Yılı Doğal Gaz Tüketim Dağılımı. [31]

	BOTAŞ SERBEST TÜKETİCİLERİ (Sm ³)	İZGAZ SERBEST TÜKETİCİLERİ (Sm ³)	İZGAZ SERBEST OLMAYAN TÜKETİCİLERİ (Sm ³)	KONUT TÜKETİMLERİ (Sm ³)	GENEL TOPLAM (Sm ³)
Ocak 06	39.360.547	14.920.473	616.387	30.419.275	85.316.682
Şubat 06	50.286.183	13.950.434	1.083.682	26.563.518	91.883.817
Mart 06	48.352.242	15.373.724	426.564	22.179.085	86.331.615
Nisan 06	40.839.426	12.379.580	1.101.494	11.523.879	65.844.379
Mayıs 06	34.775.084	19.311.114	661.875	6.542.843	61.290.916
Haziran 06	36.945.691	13.502.817	930.330	2.476.519	53.855.357
Temmuz 06	35.546.648	18.760.194	584.764	2.257.483	57.149.089
Ağustos 06	41.305.670	22.554.961	519.850	1.935.626	66.316.107
Eylül 06	51.028.200	22.151.507	948.218	2.520.333	76.648.258
Ekim 06	41.471.889	18.851.456	657.797	6.665.501	67.646.643
Kasım 06	35.235.249	25.685.227	323.605	22.418.431	83.662.512
Aralık 06	40.814.194	31.668.299	637.709	30.353.770	103.473.972
TOPLAM	495.961.023	229.109.786	8.492.275	165.856.263	899.419.347

Türkiye'de ısıtma amacıyla gaz kullanan konutların sayısı, doğal gazın yeni illere de gitmesiyle önemli derecede artmakta ve özellikle hava kirliliğini azaltmak amacıyla gerek yerel yönetimler ve devlet tarafından doğal gaz kullanımının teşvik edilmesi ve gerekse de tüketicinin bilinçlendirilmesiyle doğal gaz kullanımını iyice yaygınlaştırmaktadır. 2006 yılında Türkiye'nin gaz ithalatı yaklaşık 31 milyar Sm³ (standart metreküp)'tür. Üretim miktarımız ise ancak bu değerin % 3 ü kadar olmuştur. Buradan da anlaşılacağı üzere Türkiye doğal gazda tamamıyla dışa bağımlı bir ülkedir. Bu durumun ne kadar vahim sonuçlara yol açabileceği 2006 yılının Ocak ayında yaşanan krizle anlaşılmıştır. [8]

O zaman Rusya ile Ukrayna arasında bir anlaşmazlıktan doğan kriz Avrupa'yı çok kötü etkiler. Sonra, büyük bir soğuk hava dalgası gelir. Bu soğuk hava dalgası hem Avrupa'yı, hem Türkiye'yi, hem İran'ı içine alır. Hepsini birden içine alan bir soğuk hava dalgası hem Rusya'da, Ukrayna'da ve Avrupa'da, hem de İran'da doğalgaz ihtiyacını azami seviyeye çıkarttığı için, İran Türkiye'ye verdiği 27 milyon metreküp/gün gazın 7 milyonunu verir, 20 milyonunu keser. Ukrayna üzerinden gelen Rus gazı 12 milyon m³ (metreküp) kadar eksilir, Rusya bunu telafi etmek için Mavi Akımdan Türkiye'ye 6-8 milyon metreküp kadar gaz vermeye çalışır, ama neticede toplamda eksik olur. Günlük gaz ihtiyacı kış aylarında 80-90 milyon metreküp, çok soğuk havalarda da 110-120 milyon metreküp olan Türkiye bu ihtiyacı karşılayamaz hale gelir. Bu durumda Devletin santrallerinin ve bazı sanayi bölgelerinin gazı kesilmek zorunda kalır. Eğer Türkiye'nin bir depolama tesisi olsaydı böyle bir durumda Türkiye zarar görmeden bu krizi atlattırdı. Bu da depolamanın ne kadar önemli olduğunu gösterir. [32]

Rusya Federasyonu'ndan ve İran'dan boru hatlarıyla, Cezayir ve Nijerya gibi ülkelerden LNG (sıvı doğal gaz) olarak, doğal gaz alan Türkiye için, yeraltı ve yerüstü depolarının oluşturulması aşağıda sıralanan birkaç nedenden dolayı gereklidir:

1. Olası ithalattaki kısıtlamalara veya kesintilere karşı stratejik rezervlerin oluşturulması,

2. Yılın soğuk dönemlerindeki tüketicinin talep fazlasının karşılanması ve dolayısıyla tüketici ile gaz dağıtıcı arasındaki sorunun en aza indirgenmesi,
3. Tüketim ve dağıtımla ilgili yük faktörlerinin iyi programlanmasıyla boru hattı dağıtımındaki verimin artırılması,
4. Boru hatlarına yakın bulunan doğal gaz, petrol ve su rezervuarlarından orijinal rezervlerinin üretilmesinden sonra bile yararlanılması. [23]

2. DOĞAL GAZ ile İLGİLİ GENEL BİLGİLER

Doğal gaz dünyamızdaki en önemli enerji kaynaklarından biridir. Endüstrinin gelişmesiyle birlikte enerjiye olan ihtiyaç da artmaktadır. Geçmişte insanlara ve hayvanlara yaptırılan pek çok yorucu ve tekdüze iş giderek makinelere yüklenmekte, böylelikle hem üretim artırılmakta hem de yükselen yaşam standartlarıyla insanlara sosyal ve kültürel yaşamlarda iyi bir yaşam tarzını beraberinde getirmektedir. Dolayısıyla, doğal gaz uygarlığın temel taşlarından birini oluşturmaktadır.

Doğal gaz, isminden de anlaşılacağı gibi doğada, doğal olaylar sonucu oluşur. Doğal gaz hafif hidrokarbonlarla az miktardaki başka gazlardan meydana gelen bir gaz karışımıdır. Hidrokarbon gazların hepsi yanıcı olup, genel formülü “ C_nH_{2n+2} ” olarak gösterilir. Doğal gaz başlıca metan (CH_4), etan (C_2H_6) ve az miktarlarda propan (C_3H_8) ve bütan (C_4H_{10})’dan teşekkül eder. Doğal gaz içinde ayrıca hidrokarbon türünden olmayan nitrojen, hidrojen sülfür, karbondioksit, helyum ve su buharı ihtiva eder.

Doğal gaza yeraltında genellikle geçirimsiz tabakalar içinde gaz olarak veya petrolü tabakalarda petrol içinde erimiş olarak rastlanır ve bulunduğu derinlik ve yeraltı jeolojik yapısının şartlarına uygun bir basınç ve ısı altındadır. Nasıl oluştuğu konusunda kesin bilgiler olmamakla birlikte bilim adamlarının bu konuda ileri sürdükleri “organik teorisi” olaya inandırıcı bir açıklama getirmektedir. Çok sayıda bilim adamınca kabul edilen teoriye göre doğal gaz, milyonlarca yıl önce yaşamış bitki ve hayvan artıklarının zamanla yeryüzü kabuğunun derinliklerine gömülüp kimyasal ayrışma uğraması sonucu ortaya çıkmıştır. “Organik Madde” olarak bilinen bu bitki ve hayvan artıkları doğal süreçler sonucu göl ve okyanuslara taşınıp diplere çökerek çamur ve kumla kaplanarak, kayalaşmıştır. Giderek daha da derinlere gömülen bu “Organik Madde” basınç, sıcaklık ve bir ihtimalle de bakteri ve radyoaktivitenin etkisiyle ayrışarak petrol, kömür ve doğal gazı oluşturur. Kısaca petrol ve doğal gaz karasal veya su altı ortamlarında zaman sürecinde gelişir. [1]

Doğal gaza en çok dağ silislerinin yamaçlarında rastlanır. Bu dağların bir bölümü milyonlarca yıl önce olan jeolojik değişiklikler sonucu okyanuslarla kaplanır. Tüm dünyada üretilen doğal gazın yaklaşık olarak % 40'ı petrolle aynı yatakta, geriye kalan % 60'ı petrolün rastlanmadığı yataklardadır. Her ne kadar petrol arama teknikleriyle doğal gaz arama teknikleri bir birine çok benzerse de, sıvı olmayıp gaz şeklinde bulunan doğal gazın üretim, dağıtım, depolama ve kullanım teknikleri petrole uygulanan tekniklerden farklıdır. Ayrıca, doğal gaz ile petrolün ekonomik değerleri de aynı değildir. [25]

Buharlaştırılmış ağır hidrokarbonlar sıvılaştırma ünitesi ile tekrar sıvı hale dönüştürülürler. Bunlar kendi aralarında LPG (Likit petrol gazları, bütan-propan), LNG (metan-etan) veya doğal gazolin (pentan ve daha ağırları gibi) sınıflara ayrılırlar. Ticari doğal gaz kompozisyonunda metan ve etan miktarları %85 ile %95 arasında değişmektedir. Geri kalan %5 ve %15 arasında değişen kısmı ise hidrokarbon olmayan inert gazlar tamamlar. Gazın izafi (göreceli) ağırlığı, yani ağırlığının havaya göre oranı 0.56 ile 0.78 arasında değişir. Kalorifik değeri yani bir m³'ünün yanması ile açığa çıkan ısı miktarı 8.400 ile 10.600 kcal (kilo kalori) arasında değişir. Ayrıca doğal gazın diğer yakıtlarla enerji yönünden karşılaştırılması aşağıdaki tablodaki gibidir.

Tablo 2.1: Enerji Yönünden Yakıtların Karşılaştırılması. [9]

YAKIT	CNG*	LNG	Dizel	Benzin	LPG
ENERJİ MİKTARI	37-40 MJ/m ³ 46-49 MJ/kg	25 MJ/L	38.3 MJ/L	34.5 MJ/L	25.4 MJ/L

*Sıkıştırılmış doğal gaz

2.1. Doğal Gaz Endüstrisinin Tarihsel Gelişimi

Yeraltında zaman içinde oluşan doğal gazın çeşitli yollardan yeryüzüne çıkması ve düşen yıldırımlar etkisiyle yanması, çağlar boyu insanlarda doğal gaza karşı merak uyandırmıştır. Tarihsel belgelerden eski Mısırlı ve Yunanlıların doğal gazların yarattığı “Ebedi Alevleri” heyecanla izledikleri anlaşılır. Kuzey Amerika geleneklerinde sık sık “Yanan Kaynaklar”dan söz edildiği görülür. Ortadoğu'nun

Bakü kenti yakınlarında, petrol kuyuları civarında milattan önce kurulmuş bir tapınağın, insanların “Ebedi Alevlerin” tanrıçasına duydukları saygı ve sevgiyi ifade ettikleri bilinir.

Bilinen ve araştırılan belgelerden doğal gazın ilk olarak, yakıt amacıyla, Çin’de Shu Han Hanedanlığı (Milattan Sonra 221-263) zamanında kullanıldığı bilinmektedir. Elektrikteki bulgularıyla özellikle pilin bulucusu olarak tanınan Allecsondro Volta, 1776’da doğal gazı “Bataklıkların Alevli Havası” olarak tanımlar. Volta bazı deneyler yaparak doğal gazın özelliklerini inceler. Bir İtalyan bilim adamı olan Lazzaro Spallanzani, Felemenk bilim adamı Jan Baptista, Van Helmont’un 1609’da yarattığı gaz teriminden esinlenerek 1795 yılında doğal gazı “Doğal gaz” diye adlandırır.

Doğal gaz 19. Yüzyılda Amerika’da metan olarak tanınır. Daha sonra metanın doğal gazın en önemli bileşigi olduğu, fakat metanla birlikte başka gazlarında doğal gazı oluşturduğu anlaşılır.

Doğal gazın ticari amaçla kullanımı “Gaz endüstrisinin Babası” olarak bilinen İskoç Mühendis William Murdock (1754 - 1839) kömürden gaz elde etme tekniklerini geliştirmesiyle 18. Yüzyılda hızlanır. İlk modern üretim ve tüketim tekniklerine 19. yüzyılda ABD (Amerika Birleşik Devletleri)’de rastlanır. William Hart 1821 yılında New York eyaletinde, Eria gölü yakınlarında yaklaşık 9 metre derinlikten 4 cm (santimetre) çapındaki bir boruyla çıkardığı doğal gazla Freodania kasabasını ışıklandırır. İlk endüstriyel kullanım ise 1841 yılında yine ABD’nin West Virginia eyaletinde tuz üretiminde görülür. Doğal gazın eve girmesi 1855 yılında Robert Wilhem Bunsen’in “Mavi Alev Gaz Ocağını” geliştirmesiyle mümkün olur. Büyük ölçekteki ilk tüketim ise 1880 yılında ABD’de Pennsylvania eyaletinin Pittsburgh kentinde 805 km (kilometre) mesafede gaz borusu döşenmesiyle gerçekleşir. İlk ticari gaz işletmeciliği 1820 yılında William Hart tarafından New York eyaletinde yapılır. Doğal gazın ticari amaçla uzun bir mesafeye nakli ilk defa 1883’te gazın boru hatları ile Pitsburg’a getirilmesi ile gerçekleşir. 1890 yılında aynı şehirde doğal gaz dağıtımı için tesis edilen boru hatlarının toplam uzunluğu 750 km’ye ulaşır. Yine aynı tarihlerde Amerika sınırları içindeki diğer transmisyon hatlarının toplam

uzunlukları ise 40.000 km mertebesine ulaşır. 2. Dünya savaşıdan sonra boru imalat ve kaynak teknolojilerinde daha da gelişmeler olur ve bu gelişmeler doğrultusunda daha önceleri 25-30 bar olan boru hattı basınçlarının 60-70 bara, boru hattı çaplarının ise 75 cm'ye kadar çıkartılabilmemesine imkân sağlanır ve nakledilen doğalgaz hacimlerinin önemli ölçüde artmasına yol açar. Kanada'da kullanım fazlası olan bir kısım doğal gazı Amerika'ya ihraç etmeye başlar. Rusya'da ise doğalgaz yatakları geliştirilerek üretilen gaz merkez Asya ve Sibirya'dan Batı Rusya ve Doğu Avrupa ülkelerine sevk edilmeye başlanır. 1900'lü yılların ortalarında Almanya, İtalya, Fransa ve Avusturya kendi mevcut doğal gaz potansiyelini kullanır. Hollanda'daki Groningen sahasının gelişmesi (1959) ile buradaki potansiyelin bir kısmı komşu ülkelere ihraç edilmeye başlanır. Almanya 1964'te Groningen gaz sistemine bağlanır. Ancak artan enerji talebi, gerek iç kaynaklardan gerekse komşu ülkelere karşılanamaz hale gelince bu defa Cezayir, Libya, Brunei ve Nijerya'dan ve bilahare Orta Doğudan doğal gazın sıvılaştırılarak tankerler ile nakline başlanır. Bu şekilde Japonya ve Birleşik Amerika Devletleri geniş ölçüde enerji transferi gerçekleştirir. Sovyet Rusya doğal gazı da 1974'te Almanya'dan başlamak suretiyle Batı Avrupa sistemine bağlanır. İkinci Dünya Savaşına kadar doğal gaz teknolojisi ABD dışındaki ülkelerde yok denecek kadar azdır. Daha sonraları Avrupa'da özellikle Hollanda'da, Kuzey Afrika, Pakistan ve Sovyetler Birliğinde önemli kaynakların bulunmasıyla doğal gaz üretimi ve tüketimi yaygınlaşır. 1995 rakamlarına göre doğal gaz Kuzey Amerika'da yaklaşık olarak kullanılan birincil enerji kaynaklarının % 35'ni, Avrupa'da % 18'ini ve Pasifik ülkelerinde % 10'nu oluşturur. [1]

2.2. Doğal Gazın Üretimi

Yeryüzü ve yeraltındaki kaya yapılarını inceleyen jeologlar, gaz ve petrol olma ihtimali olan bölgeler saptarlar. Arazide uygun bir noktada güçlü makineler ve matkaplar kullanılarak dar kuyular açılır ve matkap gaz yatağına ulaştırılır. Gaza ulaştıktan sonra matkap çekilir ve gazın kontrollü bir şekilde borudan akması sağlanır. Bilinen doğal gaz yataklarının derinliği 500-7000 metrede olmakla birlikte yeni keşfedilecek sahaların daha derinlerde olabileceği tahmin edilmektedir.



a.

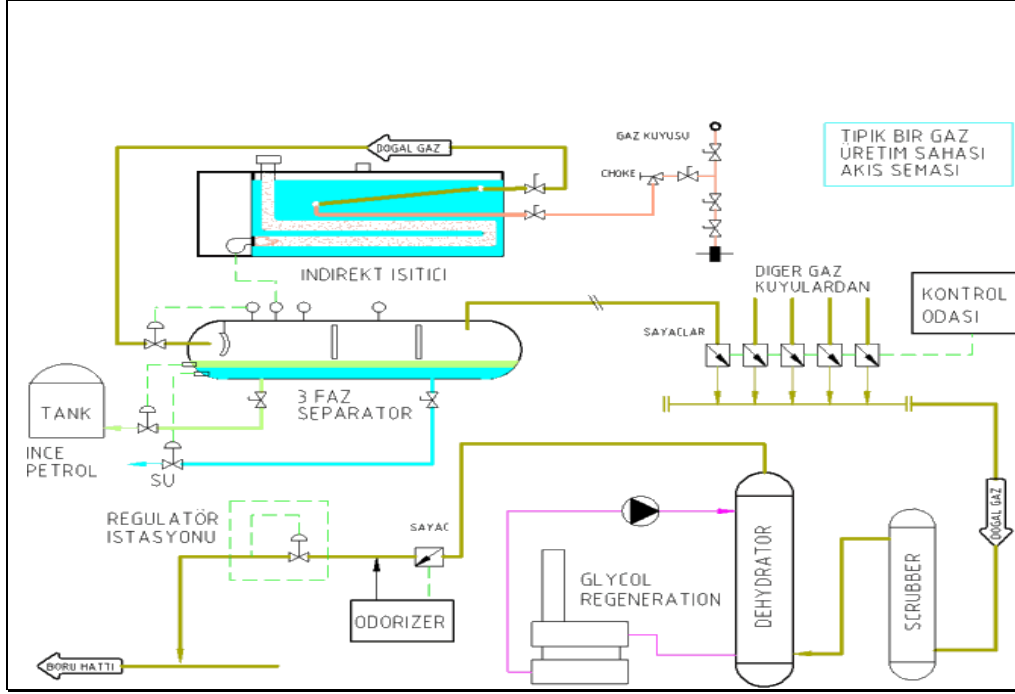


b.

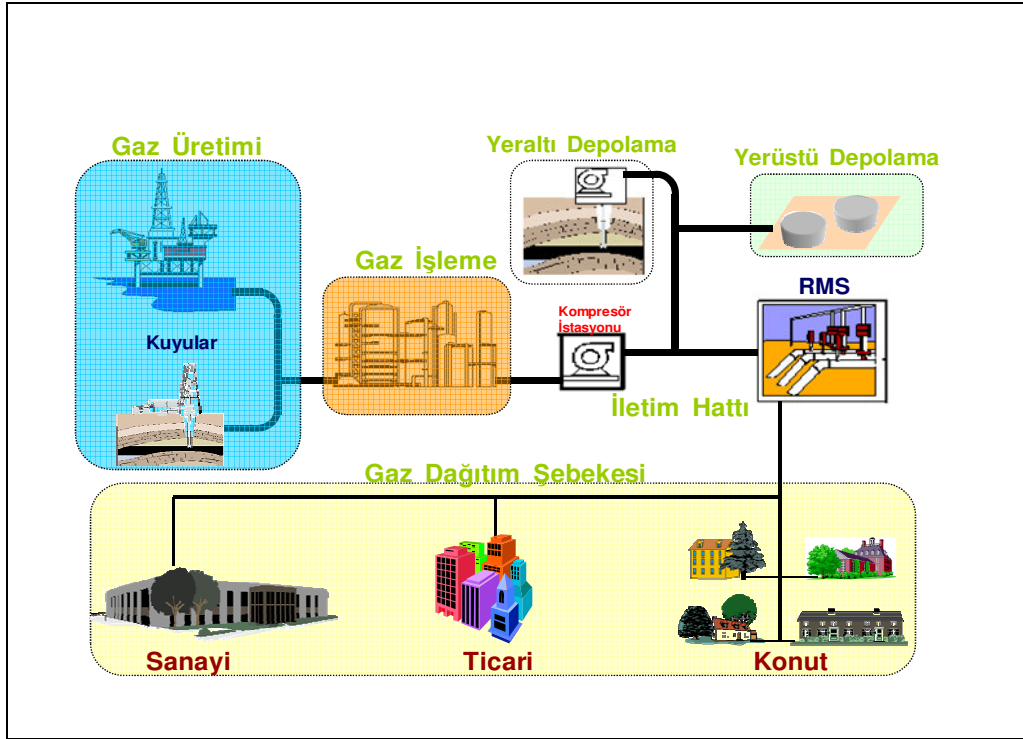
Şekil 2.1: a) Deniz sondaj platformunun görünümü.

b) Kara sondaj kulesinin görünümü. [22]

Doğalgazın çıkarılması karadan ve denizden olmak üzere iki şekilde yapılır. Karadan sondaj yapmayı sağlayan kule ve denizden sondaj yapmayı sağlayan platform şekil 2.1’de görülmektedir. Kuyudan çıkan gaz tüketim için kullanılmadan önce çeşitli süreçlerden geçirilir ve temizlenir. Şekil 2.2’de gazın üretilirken hangi süreçlerden geçtiği görülmektedir. Bu süreçler sırasında gaz yağı, doğal benzin, etan, propan ve bütan gibi yan ürünler elde edilir. Temizlenmiş ve kullanıma hazır gaz kompresör istasyonlarına gönderilerek basıncı yükseltilir. Bu şekilde gazın uygun bir basınç ve hızda, özel olarak imal edilmiş borular kanalıyla tüketim noktalarına ulaşımı sağlanır. Hat boyunca belli noktalara yerleştirilen kompresör istasyonları ve vanalar yardımıyla gazın basıncı istenen düzeyde tutulur. Gazı taşıyan boruların emniyetli ve çevreye zarar vermeyecek biçimde tasarlanmasına ve döşenmesine özen gösterilir. Tüm sistem özel eğitimden geçmiş teknisyenlerce sürekli kontrol altında tutulur. Kent girişindeki istasyonlarda gazın basıncı normal kullanım koşullarına uyacak şekilde düşürülür ve gazın dağıtımı yapılır. Herhangi bir sızıntının kolaylıkla saptanabilmesi için bu istasyonlarda normal olarak kokusuz olan gaza koku eklenir. Ayrıca gazın üretimden tüketime nasıl ulaştığı şekil 2.3’te şematik olarak gösterilmiştir. [22]



Şekil 2.2: Tipik Bir Gaz Üretim Sahası Akış Şeması. [32]



Şekil 2.3: Kaynaktan Tüketime Doğal Gaz. [1]

2.3. Doğal Gazın Kullanım Alanları

Doğal gazın en yaygın kullanımı, enerji üretimi alanıdır. ABD örnek alınırsa konutların yarısından fazlasının yakıt gereksinimi, endüstriyel üretimin % 39'u ve elektrik enerjisi üretiminin %15'i doğal gazla karşılanmaktadır. Doğal gaz endüstriyel ve evsel kullanımda enerji gereksiniminin sağlanmasının dışında,

- a) Özel ve toplu taşıma araçlarında yakıt olarak kullanımı,
- b) Çeşitli endüstri sektörlerinde hammadde olarak kullanımı,
- c) Termik santrallerde daha iyi emisyon değerlerinin sağlanması ve sistemin performansının artırılmasında kullanımı,
- d) Soğutma sistemlerinde.

kullanımı vardır.

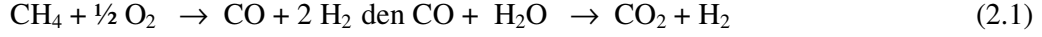
Doğal gazı hammadde olarak kullanan ürünlerin bazılarını şöyle sıralayabiliriz; mürekkep, zambak ve diğer yapışkanlar, sentetik lastik, naylon, çeşitli zehirli maddeler, fotoğraf filmi, deterjanlar, kimyasal çözücüler vb. [1]

Doğal gazın araçlarda yakıt olarak kullanımı Türkiye'de pek yaygın olmamasına karşın dünya üzerinde doğal gazla çalışan 5 milyon civarında araç ve 9 bin dolmuş istasyonu bulunmaktadır [9]. Doğal gazın toplu taşıma araçlarında kullanımı Türkiye'de sadece İstanbul ve Ankara'da mevcuttur, 2007 yılında ise Kocaeli ilimizde de doğal gaz toplu taşıma araçlarında kullanılmaya başlayacaktır. [31]

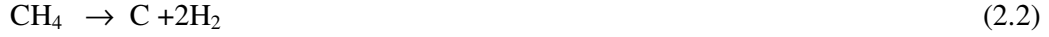
2.3.1. Doğal gazın hammadde olarak kullanımı

Doğalgaz kimyasal bileşimine, verimliliğine, kullanım ekonomisine, taşıma kolaylığına, çevre koşullarına olumlu etkisine, sürekliliğine, talep dengesi dışında her ülkede kendi pazarını en kısa sürede ve seri şekilde temin eden ve üreten, bir hammadde ve enerji kaynağıdır. Doğalgaz konutlarda mutfak, ısıtma ve sıcak su ihtiyacını karşılamak için kullanılırken, sanayide çok değişik kullanım alanlarına sahiptir. Bunun yanında en önemli kullanım yeri ise, hammadde olarak kullanılmasıdır. [25]

Hidrojen eldesi



Karbon siyahı eldesi

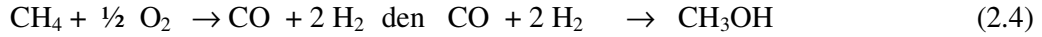


Buradan elde edilen karbon tanecikleri özel lastik üretiminde kullanılmaktadır.

Asetilen eldesi



Metanol (Metil alkol) elde edilmesi

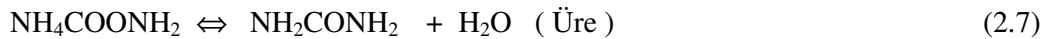
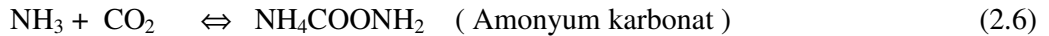


Amonyak elde edilmesi



Üre eldesi

Ürenin en önemli kullanım alanları, yüksek azot miktarı ile katı suni gübreler, yem sektöründe protein kaynağı, form aldehit ile plastik madde üretimidir. [1]



2.4. Doğal Gazın Avantajları ve Dezavantajları

Doğal gaz havaya göre daha hafif olup uçucu özelliğe sahiptir. Kapalı mekânlarda hava içindeki gaz oranı % 5-15 arasında olduğunda patlayıcı özellik kazanır. Doğal gazın kendisi zehirsiz olup, havadaki gaz miktarının artması ile oksijenin azalması söz konusu olup, bu olay boğulmaya yol açabilir. Yanma sonunda oluşan ürünlerin içinde kükürt bulunmaması, alev veya dumanla temas eden yüzeylerde korozyon

problemini ortadan kaldırmaktadır. Ancak yanma sonucu oluşan su buharı korozif etki yapmakta, ayrıca bacalarda nem oluşumu dolayısıyla sıva çatlamları ve yıkılmalarına sebep olmaktadır. Doğal gaz homojen bir yapıya sahip olduğundan ve daha az hava gerektirdiğinden yanma verimi yüksektir (% 95-99). Doğal gaz tesisatlarının eğitilmiş kişilerce yapılması, doğabilecek sorunların önlenmesi açısından oldukça önemlidir. Hava kirliliğinin yoğun olduğu bölgelerde, doğal gaz kullanılması en geçerli çözümlerin başında yer alır. Doğal gaz renksiz ve kokusuz bir gaz olduğu için hissedilmesi zordur. Bu da çevresel yönden olumsuz bir değerdir. Doğal gaza bu amaçla belli bir oranda koku maddesi katılmasında fayda vardır. Ancak bu tür gazların da korozif etkisi olur. Yanma ürünleri içinde kül, is, kurum, katran ve kükürt v.b. atıklar olmadığı için hava kirliliği oluşturmaz. Hem de sık sık temizleme gerektirmez. Bu da çevresel yönden önemli bir avantajdır. Metan yakıldığında ortaya CO₂ (karbondioksit) ve H₂O (su buharı) çıkar. Çıkan CO₂ miktarı, yüzde olarak, kömürün ürettiği CO₂ 'in yarısı, petrolden çıkan karbondioksitin üçte biri kadardır. Ayrıca metan gazı havayı kirleten sülfür bileşenleri ve karbon parçacıkları yaymaz. Sosyal yönden de olumlu bir çevre etkisi oluşturur. Konfor hissini arttırır, iyi ısınma sağlar. Doğal gazın en önemli çevresel özelliklerinden birisi de, diğer yakıtlara göre daha verimli ve temiz bir gaz olması nedeniyle, diğer fosil yakıtlara alternatif olarak kullanılması sonucu, petrol rezervlerinin korunmasını sağlayacak, ayrıca ormanların ısınma amacıyla yok edilmesinin veya yakılmasının önüne geçilecek ve "Ekolojik Denge"nin korunmasına önemli yönde etki edecektir. Özellikle sanayide ve motorlu taşıtlarda yaygın şekilde kullanılması halinde çevre kirliliğini önemli ölçüde azaltacaktır.

Doğal gaz depolama gerektirmez ve borularla kullanım yerlerine kadar taşınır. Ancak pik talepleri karşılamak ve stratejik miktarlarda bulundurmaya üzere depolanabilmesi önemli bir özelliktir. Doğal gazın içinde yanmayan madde bulunmadığı için tümü yanar, hava ile çok iyi karışabildiğinden hava fazlalık katsayısı (1.05 - 1.10) diğer yakıt tiplerine oranla düşüktür. Yanmamış yakacak kaybı yoktur. Baca kayıpları diğer yakıtlara oranla daha azdır. Doğal gaz yük değişimlerine kolayca cevap verebilecek şekilde otomatik kontrolleri kolaydır. Ayrıca yakıldığı cihazın rejim şartlarına ulaşması kısa bir zamanda olur.

Doğal gaz şimdiki ekonomik koşullarda oldukça ucuz olan enerji kaynaklarından biridir. Yeni kaynaklar bulunduğca doğal gazın uzun süre ekonomik bir yakıt olarak kalacağı tahmin edilmektedir. [1]

2.5. Doğal Gazın Fiziksel Özellikleri

Doğal gazın kaynağından tüketim noktasına kadar boru hattıyla taşınması ve yakıt olarak kullanılması çağdaş bir teknoloji gerektirir. Belirli kural ve standartlara uygun olarak doğru bir şekilde kullanıldığında ve gerekli emniyet tedbirleri alındığında doğal gazın en az diğer yakıtlar kadar güvenli olduğu bilinmelidir.

- Zehirlilik

Doğalgaz CO (karbon monoksit) içermez, zehirsizdir, kolayca yanar ancak iyi bir havalandırma sağlanmazsa ortamda oksijen azalmasıyla boğulmaya neden olabilir.

- Kalorifik Değer

Bütün yanıcı gazlar ısı verirler ve kalorifik değer ısıtma gücü olarak tanımlanabilir.

Doğal gazın üst ısı değer aralığı:

$$9360 \text{ kcal/m}^3 \text{ ——— } 8750 \text{ kcal/m}^3$$

$$9360 \text{ kcal/m}^3 = 38,5 \text{ MJ/m}^3 = 11 \text{ kwh/m}^3$$

- Özgül Ağırlık

Doğal gazın özgül ağırlığı 0,55 civarındadır, aynı hacimdeki havadan yarı yarıya daha hafiftir.

- Hava Gereksinimi

Doğal gaz karbon ve hidrojen gibi yanıcı maddeler içerir. Yanma için oksijen gereklidir. Açık havada bir gaz alevinin oluşabilmesi için bulunduğu ortamdan oksijen alması gerekir.

- Havalandırma

Gaz bir brülör enjektöründen çıkışta alevin etrafındaki atmosferden aldığı hava ile yanabilir. Bu durum 'atmosferik' brülörlerde söz konusudur.

Tablo 2.2: Atmosferik Basıncıta Gazların Kaynama Noktaları (°C). [3]

GAZLAR	Sıvılaştırma Sıcaklıkları
Metan, CH ₄	-161,5
Etan, C ₂ H ₆	-88,5
Propan, C ₃ H ₈	-42,5
Iso-Bütan, C ₄ H ₁₀	-12,1
n-Bütan, C ₄ H ₁₀	-0,5
LİKİT GAZ	Buharlaştırma Sıcaklığı °C
Iso-Pentan, C ₅ H ₁₂	27,9
n-Pentan, C ₅ H ₁₂	36,1
n-Hekzan, C ₆ H ₁₄	69
n-Heptan, C ₆ H ₁₄	98,4

- Tutuşma Sınırları

Gazın ve havanın yanmayı sağlayacak şekilde uygun oranda karıştırılması gerekmektedir. Hava-gaz oranının yanma için uygun sınırları doğal gaz için %5 - %15 arasındadır. Hava gaz oranı uygun değilse yanma olmaz.

Doğal gaz: Alt patlama sınırı (L.E. L.) : % 5

Üst patlama sınırı (U.E.L.): % 15

Ticari propan: % 2,2 - % 9,5

Havagazı: % 4 - %40

- Tutuşma Sıcaklığı

Gaz yanmadan önce tutuşmaya ihtiyaç gösterir. Gereken sıcaklığa gazı ısıtmayı sağlayan kibrit alevi, manyetik çakmak, elektrik arkı, kızıl filament olabilir. [24]

-Doğal gaz: 650 °C

-Havagazı: 593 °C

-Propan: 530 °C

2.6. Doğal Gazın Kokulandırılması

Doğal gazın emniyetli olarak kullanılması ve herhangi bir kaçak veya sızıntının fark edilebilmesi için çeşitli kokulandırma maddeleri gaza ilave edilmektedir. Kokulandırma maddeleri kükürtlü maddeler olup kimyasal bileşimlerine göre iki gruba ayrılır:

Tioeterler (sülfidler) dimetilsülfid = CH₃ – S – CH₃ Sülfidlerin kimyasal kararlılıkları, fiziksel özellikleri ve koku şiddetleri açısından gaz kokulandırma maddesi olarak son derece uygun olmakla beraber en uygunu THT’dir.

Tioller (merkaptanlar) CH₃ -SH içinde oksijen bulunduran gazlarda kimyasal kararlılıkları az olduğundan kokulandırma özellikleri düşüktür. Ayrıca çelik borularda pas etkisi ile de di sülfidlere dönüşürler. Di sülfidler koku şiddetleri azdır.

Gaz tehlikelerinde erken uyarılma ve tehlikeyi sezmek için gaz / hava karışımı ve havadaki gaz bileşenlerinin alt yanma veya patlamanın 0,2 katına erişildiğinde en az koku derecesi 2 olmalıdır. Minimum koku derecesini tespit etmek için şu bağıntıyı kullanılır. [1]

$$C = \frac{K.100}{0,2.LEL} (\text{mg/m}^3) \quad (2.8)$$

Tablo 2.3: Çeşitli Koku Maddelerinin K değerleri. [24]

Koku Maddesi	K (mg / m ³)
T H T	0,075
Merkaptan (Thirole)	0,04 - 0,09
Dimetilsülfid	0,28

Örnek: Doğal gazın alt yanma sınırı LEL = % 5 olduğuna göre THT için minimum konsantrasyon ne olmalıdır?

$$C = \frac{0,075.100}{0,2.5} = 7,5 \text{ mg/m}^3$$

Gaz / Hava Karışımının Alt Patlama Sınırını Belirleyen Formül

$$\% X = \frac{100}{\frac{P_1}{N_1} + \frac{P_2}{N_2} + \frac{P_3}{N_3}} \quad (2.9)$$

P_1, P_2, P_3 : Yanıcı Gazların Karışım İçindeki Yüzdeleri

N_1, N_2, N_3 : Her Yanıcı Gazın Alt Patlama Sınırı

Örnek: $P_1 = \% 90 \text{ CH}_4$ $N_1 = 5$
 $P_2 = \% 5 \text{ C}_3\text{H}_8$ $N_2 = 2$
 $P_3 = \% 5 \text{ C}_4\text{H}_{10}$ $N_3 = 1,5$

$$\%X = \frac{100}{\frac{90}{5} + \frac{5}{2} + \frac{5}{1,5}} = 4,2$$

Tablo 2.4: Gazların Patlama Limitleri. [1]

Gazlar	Patlama Limitleri	
	LEL(%)	UEL(%)
Metan	5	15
Propan	2,2	9,5
Karbon monoksit	12	74
Asetilen	2,5	81
Hidrojen	4	75
Etan	3	12,5
Bütan	1,9	8,5
Isobütan	1,8	8,4
Propilen	2,4	10,3
Etilen	3,1	32
Doğalgaz	5	16

3. TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ

Türkiye, diğer fosil kaynaklara göre çevre açısından daha temiz ve verimliliği yüksek bir kaynak olması nedeniyle doğal gazı, 1980'li yılların ikinci yarısından başlayarak, enerji tüketim profili içinde giderek artan miktarlarda kullanmaya başlar. Ulusal kuruluşumuz TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı)'nun Hamitabat sahasından üretilen gazın yanı sıra, Rusya Federasyonu ile 1986 yılında imzalanan anlaşma kapsamında 1987 yılından başlayarak alınmaya başlayan doğal gaz, ülkemizin enerji tüketiminde kullanılan gazın ilk kaynakları olurlar. Rusya Federasyonu ile imzalanan yılda 6 milyar metre küplük ilk antlaşmayı Cezayir, Nijerya, İran, Rusya ile imzalanan 2 yeni anlaşma (Batı hattı kapasite artırımı ve Mavi Akım), Türkmenistan ve Azerbaycan ile imzalanan anlaşmalar izler. Bu anlaşmalar tablo 3.1'de verilmiştir.

Tablo 3.1: Türkiye'nin Doğal Gaz Anlaşmaları. [8]

Mevcut Anlaşmalar	Miktar (Plato) (Milyar m ³ /yıl)	İmzalanma Tarihi	Süre (Yıl)	Durumu
Rus. Fed. (Batı)	6	14 Şubat 1986	25	Devrede
Cezayir (LNG)	4	14 Nisan 1988	20	Devrede
Nijerya (LNG)	1.2	9 Kasım 1995	22	Devrede
İran	10	8 Ağustos 1996	25	Devrede
Rus. Fed. (Karadeniz)	16	15 Aralık 1997	25	Devrede
Rus. Fed. (Batı)	8	18 Şubat 1998	23	Devrede
Türkmenistan	16	21 Mayıs 1999	30	2005
Azerbaycan	6.6	12 Mart 2001	15	2005

Türkiye 2006 yılında ithal ettiği 30.8 milyar metre küp gazın 11.670 milyar metreküpünü Rusya Federasyonu'ndan Batı hattı ile doğrudan Gazprom'dan, 576 milyon metreküpünü Rusya Federasyonu'ndan TURUSGAZ aracılığı ile, 7.402 milyar metreküpünü gene Rusya'dan Mavi Akım hattından, 1.118 milyar

metreküpünü Nijerya'dan (LNG), 4.203 milyar metreküpünü Cezayir'den (LNG) ve 5.690 milyar metreküpünü de İran'dan ithal etmiştir. Bunun dışında 2006 yılında yurt içinde toplam 896.991.187 Sm³ gaz üretimi gerçekleşmiştir. [22]

Ülkemizde ispatlanmış toplam doğal gaz potansiyelimiz 50 milyar m³ civarındadır. Bu potansiyelin yaklaşık % 70'i yani 35 milyar m³'ü üretilebilir görünmektedir. Ancak, ülkemizde jeolojik ve jeofizik araştırmaların ve özellikle sondaj edilerek araştırılmış bölgelerin yeni olduğu düşünülürse henüz keşfedilememiş muhtemel rezervlerin önümüzdeki gelecekte yukarıda verilen potansiyel değere ilavesi pekâlâ mümkündür. Aşağıdaki tablo 3.2.de ülkemizin ispatlanmış ve muhtemel doğalgaz kaynakları ile ilgili bazı değerler verilmiştir.

Ülkemizin 400-500 milyar m³ civarında bir doğal gaz potansiyeline sahip olabileceği tahmin edilmektedir. Bu tahmin doğruysa, gelişmiş bir Avrupa ülkesinin ortalama yıllık gaz tüketimi olan 15 milyar m³'lük bir tüketimi, en az 20 yıl süre ile besleyebilecek durumdadır. Bu potansiyelin, gelecekte Türkiye ekonomisi için ne derece önemli olduğu açıktır. [13]

Tablo 3.2: Türkiye'deki Doğal Gaz Miktarları. [1]

Bölgeler	İspatlanmış 10 ⁹ m ³	Muhtemel 10 ⁹ m ³
Trakya- Hamitabat	50	90
Tuz gölü Havzası	-	25 – 45
Adana-İskenderun	-	45 – 85
Güneydoğu Anadolu	15*	115 – 140
Orta ve Batı Akdeniz Sahilleri	-	100 – 150
Kumrular, Umurca	5	15
Doğu Kara Deniz	-	30 – 60

* Bu potansiyelin 14x10⁹ m³' ü yanıcı olmayan gazlardır.

Tablo 3.3: Doğal Gaz Satışlarının Sektörel Dağılımı (Milyon cm³). [8]

Elektrik	16.642	% 54.6
Gübre	157	% 0.3
Sanayi	6.435	% 21.3
Konut	7.259	% 23.8
Toplam	30.493	% 100

2006 yılında ülkemizde doğal gaz satış miktarı 30.493 Milyon Sm³ olmuştur. Satışların sektörel dağılımı ise tablo 3.3.de görülmektedir. [8]

Türkiye’de doğal gaz kullanımı her geçen yıl daha da artmaktadır. Henüz birçok ilde doğal gaz kullanılmamakta ya da yeni kullanılmaya başlamaktadır. Türkiye doğal gazın kullanımının yaygınlaşması için yatırımlar yapar ve yaygınlaşması için teşviklerde bulunur. Fakat bütün gaz arzını dışarıdan sağlamaktadır. Bu durum, doğal gaz Türkiye’de kullanılmaya başladığından beri böyledir. Tablo 3.4. Türkiye’nin doğal gaz alımının yıllar içinde nasıl artarak geldiğini gösterir. Tablo 3.5. de Türkiye’nin ileriki yıllarda doğal gaz kullanımının ne düzeyde olacağını tahmin rakamları vardır. Aynı zamanda tablo 3.6. da ise Türkiye’nin bu talebe karşılık kontrata bağlanmış olan arz miktarları vardır. İki tablodan da anlaşılacağı üzere arz talebi karşılamamaktadır. [13]

Tablo 3.4: Yıllar İtibariyle Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları. [8]

	RUSYA FED.	İRAN	MAVİ AKIM	CEZAYİR	NİJERYA	TPAO	SPOT LNG	TOPLAM (Milyon m ³)
1987	432		-	-	-	88	-	520
1988	1.136		-	-	-	42	-	1.178
1989	2.986		-	-	-	116	-	3.102
1990	3.246		-	-	-	111	-	3.357
1991	4.031		-	-	-	66	-	4.097
1992	4.430		-	-	-	31	-	4.461
1993	4.952		-	-	-	23	-	4.975
1994	4.957		-	418	-	2	-	5.377
1995	5.560		-	1.058	-	-	240	6.858
1996	5.524		-	2.436	-	-	80	8.040
1997	6.574		-	3.300	-	-	-	9.874
1998	6.539		-	3.051	-	150	644	10.384
1999	8.693		-	3.256	77	299	331	12.656
2000	10.079		-	3.962	780	154	-	14.975
2001	10.931	115	-	3.985	1.337	-	-	16.368
2002	11.603	670	-	4.078	1.274	-	-	17.625
2003	11.422	3.520	1.252	3.867	1.126	-	-	21.180
2004	11.106	3.558	3.238	3.237	1.034	-	-	22.173
2005	12.857	4.322	4.969	3.786	1.013	138	-	27.167
2006	12.246	5.691	7.403	4.203	1.118	88	80	30.830

Yıllar itibariyle doğal gaz ve LNG alım Miktarları (2007)

2007	RUSYA FED. (GAZEXPORT)	RUSYA FED. (TURUSGAZ)	İRAN	MAVİ AKIM	CEZAYİR	NİJERYA	TPAO	SPOT LNG (Cezayir)	TOPLAM (Milyon M ³)
OCAK	1.290	64	353	1.075	412	155	30	82	3.461
ŞUBAT	1.125	58	489	848	405	172	10	89	3.195

Tablo 3.5: Doğal Gaz Talep Tahmin ve Doğal Gaz İhracat Miktarları (milyon m³). [8]

	YILLAR	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Sm ³	TÜRKİYE DOĞAL GAZ TALEP MİKTARLARI	29.505	32.288	34.430	38.300	43.297	53.616	62.468
Sm ³	DOĞAL GAZ İHRACAT MİKTARLARI (YUNANİSTAN)	21	492	737	737	737	737	737
Sm ³	TOPLAM DOĞAL GAZ TALEP MİKTARLARI	29.526	32.780	35.167	39.037	44.034	54.353	63.205

Tablo 3.6: Kontrata Bağlanmış Arz Miktarları (Milyon Sm³). [8]

	YILLAR	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Sm ³	RUSYA FEDERASYONU	5.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	0	0
Sm ³	LNG CEZAYİR	4.444	4.444	4.444	4.444	4.444	4.444	0	0
Sm ³	LNG NİJERYA	1.338	1.338	1.338	1.338	1.338	1.338	1.338	1.338
Sm ³	İRAN	6.689	8.600	9.556	9.556	9.556	9.556	9.556	9.556
Sm ³	RUSYA FED. (İLAVE BATI)	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Sm ³	RUSYA FED. (KARADENİZHATTI)	6.000	8.000	10.000	12.000	14.000	16.000	16.000	16.000
Sm ³	TÜRKMENİSTAN (*)	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm ³	AZERBAYCAN (**)	0	0	2.000	3.000	5.000	6.600	6.600	6.600
Sm ³	TOPLAM ARZ	30.938	35.766	40.638	43.587	47.519	51.058	40.791	40.791

*Doğal gaz alımı belirsizliğini korumaktadır.

**Yıllık kontrat miktarları gaz teslimatlarının başlangıç tarihine göre değişebilecektir.

4. DÜNYADA DOĞALGAZ

Dünyada doğal gaz rezervleri açısından ilk sırada Orta Doğu, ikinci sırada Avrupa ve Asya bölgeleri yer alır. Ülkeler bazında %32.1'lik pay ile Rusya birinci, %15.3'lük pay ile İran ikinci gelir. Dünyada yaklaşık olarak 180 trilyon m³ gaz rezervinin olduğu tahmin edilmektedir. Bu rezervin dağılımı aşağıdaki tablo 4.1. de olduğu gibidir. [10]

2005'de 2.7 trilyon m³ olan dünya toplam doğal gaz tüketiminin, 2003-2030 döneminde, %2.1 oranındaki yıllık ortalama artış hızıyla, 2020'de 4 ve 2030'da 4.8 trilyon m³ düzeylerine ulaşacağı tahmin edilmektedir. Dünyada ortaya çıkarılan doğal gaz kaynaklarının yaklaşık %80'i sadece 10 ülkede bulunur ve bu rezervlerin %37.5'i ise, BDT (Birleşik Devletler Topluluğu)'de yer alır. Rusya ve BDT, Batı Avrupa gaz ihtiyacının %23'ünü, Orta ve Doğu Avrupa ihtiyacının da %55'ini karşılar. [20]

Gelecekte, rezervlerinin çokluğu nedeniyle Nijerya ve Cezayir'in ayrıca, Hazar ve Kafkasya bölgesinde yer alan İran, Azerbaycan, Kazakistan, Türkmenistan ve Özbekistan'ın 7 – 10 trilyon metreküp dolayındaki tahmini gaz rezervleri ile önemli üreticiler olacağı beklenmektedir. Doğal gaz rezervleri, Orta Doğu ve başta Rusya federasyonu olmak üzere BDT coğrafyasında yoğunlaşır. Bu iki bölgenin üretilebilir gaz rezervleri toplamı, dünya gaz rezervlerinin %72'sini oluşturur.

Günümüzde toplam dünya enerji üretiminin %87'lik payı fosil yakıtlar (%37 petrol, %27 kömür, %24 doğal gaz), %6'sı yenilenebilir kaynaklar, %6'si ise nükleer enerji tarafından karşılanmaktadır. Dünya elektrik enerjisi üretiminin yaklaşık %64.5'ini fosil kaynaklar (%38.7 Kömür, %18.3 Doğal Gaz, %7.5 Petrol) gerçekleştirir.

Küresel birincil enerji üretiminin yaklaşık %38'i gelişmiş ülkelerde, geri kalan %62'lik pay ise gelişmekte olan ülkelerde gerçekleştirilmektedir. Aşağıdaki tablo

4.2.de verilen verilere göre 2004 yılında dünya enerji ihtiyacının yaklaşık %88'i fosil kaynaklarla karşılanmaktadır. Enerji sektöründe etkin olan çeşitli uluslar arası kuruluşların yaptıkları çalışmalara göre, gelecek 20 yıllık süreçte fosil yakıtların bu paylarının %92'ye yükseleceği tahmin edilmektedir. [20]

Tablo 4.1: Küresel Fosil Enerji Kaynakları Rezerv Miktarları (2004 Yılı Sonu) [21,17]

	Petrol (Milyar Varil)	Doğal Gaz (Trilyon m ³)	Kömür (Milyar Ton)
Asya Pasifik	41.1	14.21	296.9
Kuzey Amerika	61.1	7.32	254.4
Orta ve Güney Amerika	101.2	7.10	19.9
Afrika	112.2	14.06	50.3
Avrupa Ve Avrasya	139.2	64.02	287.1
Orta Doğu	733.9	72.83	0.4
Toplam	1188.6	179.54	909.0

Önümüzdeki yıllarda enerjinin dünya üzerindeki öneminin çok daha fazla olacağı kesindir. Dünyada kişi başına düşen enerji miktarı sürekli bir artış eğilimi içerisinde. Enerji talepleri konusunda yapılan araştırmalara göre; 2020 yılında enerji talebinin bugünkü talebe göre %65, 2050 yılındaki talebin ise bugüne göre %250 daha fazla olacağı tahmin edilmektedir. [13]

Tablo 4.2: Dünya Birinci Enerji Tüketiminde Yakıtların Payları (%). [11]

	2004	2010	2020
Petrol	37	39	38
Kömür	27	28	29
Doğal Gaz	24	24	25
Fosil Yakıtlar	88	91	92
Nükleer	6	6	4
Hidrolik Enerji	6	3	3
Diğer Yenilenebilirler *	0	1	1

* Hidrolik dışındaki güneş, rüzgâr, gel-git, jeotermal, geleneksel ve modern biyolojik yakıtlar.

5. DOĞALGAZIN TAŞINMA YÖNTEMLERİ

Doğalgaz üç şekilde taşınır:

- Boru hatları vasıtasıyla gaz halinde
- Gemi ve özel tanklarla sıvı (LNG) halde
- Özel tırlar, çekici ve kamyonlar vasıtasıyla sıkıştırılmış gaz (CNG) halinde

5.1. Doğalgazın Boru Hatları ile Taşınması

Doğalgaz kaynağından tüketiciye kadar uygun basınç değerlerinde uygun boru malzemeleriyle taşınır. Şekil 5.1.de bir boru hattı örneği görülmektedir. Örnek olarak Rusya'dan Türkiye'ye Karadeniz üzerinden gelen Mavi Akım Projesi'ni ele alırsak. Doğalgaz Rusya'dan 250 bar basınçla çıkarak 12 saatte Türkiye'ye kadar gelir. Türkiye'de gazın dağıtımını yapan BOTAŞ 'tır. Doğalgaz, Botaş'tan kullanıcıya RMS (Regulation Measuring Station), bölge regülatörü ve servis kutusundan geçerek gelir. [32]



Şekil 5.1: Doğal Gaz Boru Hattının Görünümü. [31]

RMS (Ölçüm ve basınçlandırma istasyonu) :

RMS istasyonları gaz dağıtımı yapılırken gazı ön hazırlama tesisleridir. Gazın basıncı dağıtıcı kuruluşun istediği basınç sınıfında gazın analizi yapılarak istenilen değer ve aralıkta kromotograf cihazından geçirilerek faturalamaya esas bilgilerin oluşturulduğu ünitelerdir. Bu ünitelerde gaz filtreleme, gaz basıncını ayarlama ve gazı ısıtarak belli sıcaklığa (15 °C) getiren sistemlerdir. Gazın sıcaklığı her 2 bar düşüşte 1°C düşer. Gaz Botaştan RMS istasyonuna gelinceye kadar -10°C ye kadar düşer.

Bölge Regülâtörü:

Bir doğalgaz çelik şebekesi tarafından taşınan gaz 20 bar basınç altında regülâtör istasyonlarına girer ve basıncı 4 bar'a düşürerek PE (polietilen) dağıtım hatlarına gönderir.

Servis Kutusu

Dağıtım regülâtöründen 4 bar basınçta çıkan gaz PE hatlarda taşındıktan sonra son kullanıcının talebini karşılamak üzere uygun yerlere konulmuş servis kutuları ve bu kutulara monte edilmiş servis regülâtörleri ile ikinci kez basınç düşümü yapılarak (21 ve 300 mbar) kullanıcıya sunulur.

Doğalgaz Botaştan 70 bar basınçta çıkar. Botaştan gelen hat tamamen çeliktir. RMS istasyonuna gelen gaz gene çelik borularla iletilir. Gaz RMS istasyonlarından 20 bar basınçta çıkar. 0-4 bar arası gaz polietilen boru ile taşınır. [24]

5.2. Doğalgazın Sıvı Halde Taşınması

Doğal gazın sıvılaştırılması ve depolanarak taşınması özel şartlar gerektirdiğinden, normalde boru hatları ile gaz halinde taşınır. Ancak boru hattı yapılmayan yerlerde (örneğin, deniz aşırı ülkeler arasında) veya doğalgaz kaynaklarının uzaklığı, teknolojik, ekonomik, siyasi ve stratejik sebeplerden dolayı LNG olarak taşınması bugün oldukça büyük bir yoğunluk kazanmıştır. Atmosferik şartlarda -164 °C'nin

altında soğutulduğu zaman hacimce yaklaşık 1/600 oranına sıvılaştırılarak sıkıştırılabilen doğalgaz, kaynağından alınıp doğalgaz sıvılaştırma tesislerine taşınır. Buradan büyük kapasitelerde ve özel donanımlara haiz nakliye gemilerine yüklenen sıvı fazdaki doğal gaz, tekrar bir LNG tesisinde gerekli olan sıvı fazdan gaz fazına geçirme işlemlerine tabi tutularak boru hatlarıyla tüketim merkezlerine taşınır. Şekil 5.2 de bir LNG tankeri ve LNG tesisinin resmi verilmiştir. [6]

Önemli Tüketim alanı olmayan sahalarda çok geniş doğalgaz rezervleri bulunmaktadır. Örneğin Kuzey Afrika, Batı Afrika, Karayip Adaları, Orta Doğu, Endonezya, Malezya, Kuzeybatı Avustralya ve Alaska vb. Söz konusu sahaların bazılarında doğalgaz sıvılaştırma tesisleri bulunmakta ve bu tesislerden genelde Japonya, Tayvan, Kore, Avrupa ve ABD'ye tankerlerle taşınması ve satışı yapılmaktadır. Bu şekilde LNG doğalgaza rakip olabilmektedir. Son 30 yılda LNG üretimi yılda ortalama %8 artmaktadır. Şu anda 12 ülkede LNG sıvılaştırma, 13 ülkede de depolama terminalleri bulunmaktadır. LNG özel tasarlanmış deniz tankerleri ile üretim ve ikmal terminalleri arasında deniz aşırı taşınmakta ve Marmara Ereğlisi gibi ikmal terminallerinde kryojenik kara tankerleri ile taşınarak tüketicilere ulaştırılmaktadır. 2006 Aralık değerlerine göre Dünyada 223 deniz tankeri LNG taşımacılığı için çalışmaktadır. Yeni siparişlerle 2010 yılında bu sayının 349 olması bekleniyor. [30]



a.



b.

Şekil 5.2: a) LNG Tankeri.

b) LNG Tesisi. [12]

LNG 'nin özel olarak imal edilmiş çift cidarlı, ısı yalıtımlı ve vakum uygulaması yapılmış kryojenik tanklarda taşınması gereklidir.

Kryojenik depo tankı iç içe girmiş 2 tank birleşiminden oluşur. İç tank 304 L paslanmaz çelik malzemeden ve zarf vazifesi gören dış tank karbon çeliği ST 37 malzemeden yapılır. İki tank arasındaki boşluk yalıtımını sağlayan , (genellikle perlit) bir madde ile doldurulur ve mutlak vakum uygulanır. İki tankın sabitlik durumu iç bağlantılarla sağlanır.

LNG 'nin taşınması ve depolanması için imal edilen tank standartlarında emniyet faktörleri birinci derecede önemlidir. İmalatta kullanılan tüm malzeme ve donanımlar kryojenik maddeler için gerekli özel standartlara göre seçilmişlerdir. Ayrıca üretimin her aşaması uluslararası kalite kontrol firmalarınca denetlenir ve belgelenir.

LNG iş kolunda bu güne kadar ülkemizde kaydedilen bir olay olmadığı gibi, dünyada alternatif yakıt kullanılan yerlerdeki hasarlı olaylarla karşılaştırıldığında LNG 'nin mükemmel bir güvenlik derecesine sahip olduğu görülür. [4]

5.3. Doğalgazın CNG (Sıkıştırılmış Doğal Gaz) Olarak Taşınması

"Adrese Teslim, Borusuz Doğalgaz" , yani CNG, ekonomik, güvenli, çevreci ve tercih edilen yakıt olan doğalgazın, boru hattı henüz döşenmemiş bölgelere, TSE (Türk Standartları Enstitüsü) ve Avrupa normlarında, özel stok ünitelerine sıkıştırılmış olarak doldurulması ve özel kamyon, çekici ve tırlar vasıtası ile taşınarak kullanıcılara ulaştırılması demektir. Bu sisteme "CNG sistemi" adı verilir. CNG sistemi, tüm enerji kullanım alanlarında rahatlıkla uygulanır. Ufak ölçekli tüketimler ile büyük sanayi kuruluşlarının doğalgaz tüketim ihtiyaçlarına cevap verebilir.

Enerji ihtiyacı olan her alanda, en büyük sanayi kuruluşlarından küçük işletmelere, oto gaza, otellere, dinlenme tesisleri ve lokantalara, toplu konutlara, villalara, seralara, çiftliklere, jeneratörlerden forkliftlere kadar geniş bir yelpazede CNG kullanılır.

CNG sistemi, tüm dünyada, İtalya'dan Arjantin'e, Hindistan'dan Çin Halk Cumhuriyeti'ne, Mısır'dan Avustralya'ya kadar boru hatlarının ulaşmadığı veya ulaşmasının ekonomik açıdan uygun olmadığı bölgelerde kullanılır.

Örneğin, Çin Halk Cumhuriyeti'nin doğalgaz ihtiyacının büyük bir bölümü CNG sistemi ile karşılanır, doğalgaz boru hatları son derece yaygın olan İtalya da bile, Genova gibi sanayi şehirlerinde CNG sistemi kullanılır. Avrupa'da, İtalya dışında Almanya, Hollanda, Fransa, Avusturya, İsviçre gibi birçok ülkede kullanılmaktadır. Sadece Arjantin'de CNG sistemi ile satılan gazın miktarı, ülkemizin boru hatları ile yoğun doğalgaz kullanılan şehirleri, İstanbul, Ankara, Bursa ve Eskişehir'in toplam yıllık bazda tüm tüketiminden daha fazladır.

CNG'nin Avantajları:

CNG'nin verimi çok yüksektir. Kullanmaya başlandığında enerji girdi maliyetleri %40'a varan ölçüde düşerek, işletme ve bakım maliyetleri aynı oranda azalacaktır. Doğalgaz, boru hattı ile ulaştığında, doğalgaza dönüşüm işlemi ve yatırımı gerçekleştirdiğinden ve sistemi CNG sistemi ile amorti edildiğinden hiçbir bedel ödmeden boru hattına bağlanabilir.

Doğalgaz, kömür bitti, fuel-oil azaldı, fuel-oil kirli, brülör tıkanı, verim düştü, eleman tahsisi ve kirlilik gibi dertlerden kurtarır. Tutuşturma derdi yoktur, kül ve atık bırakmaz, koku yapmaz. LPG' ye oranla çok daha ucuzdur. Petrol türevleri ve LPG' ye göre yanma oranı daha yüksektir. CNG güvenlidir; CNG için özel üretilen stok ünitelerine dolum yapılır.

Doğalgaz havadan hafiftir. Kaçak halinde LPG ve diğer fosil yakıtlar gibi yere yayılmaz; havadan hafif olduğundan uçar, gider. [33]

6. DEPOLAMA

Doğal gaz talebi boru hatları ile elde edilen sabit miktarın altına düştüğü zamanlarda kullanılmayan miktarın yeraltı ve yerüstü depolarına enjekte edilmesi işlemine depolama denir. Bu işlem mevsim farklılıklarından doğan talep değişikliklerinden başka arz kesintilerinde ya da endüstriyel talep değişikliklerinde de önemli rol oynar. Türkiye’de bu yıla kadar Marmara Ereğlisindeki Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) terminalinin dışında başka bir gaz deposu yoktu. 2007 Mayıs ayı itibariyle eski gaz sahaları olan Kuzey Marmara ve Değirmenköy’de gaz depolanmaya başlanmıştır. Şu nedenlerden dolayı depolanmaya önem verilmelidir.

- a) Tüketici talebinin karşılanmasında arz kesintilerini engellemek,
- b) Tek bir arz kaynağına bağlı kalmamak,
- c) Stratejik bir rezerv oluşturmak amacıyla Türkiye’de en yakın sürede yeraltı gaz depolarının oluşturulması gerekmektedir. Türkiye’deki yeraltı gaz deposu olabilecek yapılar araştırıldığında Tuz Gölünün güneyinde bulunan tuz kütlelerinin de olası bir depolama rezervuarı olabileceği görülmüştür. [32]

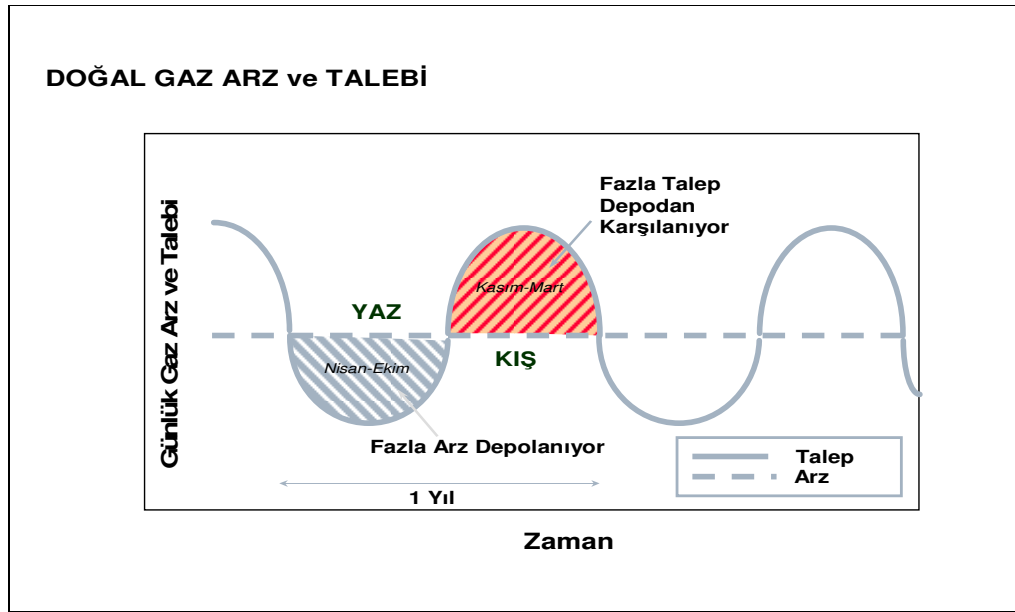
6.1. Doğal Gazın Depolanma Nedenleri

Doğal gaz diğer enerji kaynakları arasında çevre kirliliği konusundaki avantajı nedeniyle önemli bir yere sahiptir. Ayrıca hem taşınabilir hem de depolanabilir olması nedeniyle önemi daha da artmaktadır. Yeni enerji kaynaklarından biri olarak dünyanın çeşitli ülkelerinde geniş bir kullanım alanına sahip olan gazın kullanımıyla birlikte depolanması da zorunlu hale gelmektedir. Depolanma gereksinimi, doğal gazın saatlik, günlük ve mevsimlik talep farklılıklarına bağlı olmakla birlikte, ülkenin doğal gaz kaynaklarına da bağlıdır. Şöyle ki, kullanılan doğal gaz tamamen ulusal kaynaklardan karşılanıyorsa, depolamaya büyük ölçüde gereksinim duyulmayabilir. Talep farklılığı gazın çekim hızı ayarlanarak karşılanabilir. Ancak, üretimde de zaman zaman sorunlar çıkabilmektedir. Bu nedenle üreticiler de kesintileri önlemek üzere depolama yoluna gidebilmektedirler. Diğer taraftan,

ülkenin gaz gereksinimi daha çok ithalat yoluyla karşılanmakta ise (Türkiye’de durum böyledir) talep farklılığını düzenlemek üzere depolama yoluna gidilmektedir. Çünkü boru hatları ile alınan gazın yaz ve kış mevsimlerinde debisi sabittir. Oysa mevsimsel ısı değişimleri nedeniyle doğal gaz talebinde dalgalanmalar oluşmaktadır. Bu dalgalanma şekil 6.1.de açıkça görülür. Herhangi bir gaz kesintisi olmadan sadece boru hattından sağlanan gaz arzı ile talebin karşılanabilmesi ancak doğal gazın önceden depolanması ve gerektiğinde boru hattına verilmesi ile mümkündür. Uygulamalar genel tüketim içinde ithal gaz miktarı arttıkça depolamanın daha zorunlu hale geldiğini göstermiştir.

Doğal gazın depolanmasının nedenleri aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- 1) Boru hatları ile dağıtım şebekesinin verimini arttırabilmek.
- 2) Tüketimdeki mevsimlik ve günlük dalgalanmalarda sıkıntıyı önlemek.
- 3) Zaman içinde artan talebe cevap verebilmek.
- 4) Stratejik rezerv oluşturabilmek.
- 5) Boru hatlarında veya üretim yerinde olabilecek işletme arızaları veya başka bir nedenle gaz iletiminin mümkün olmadığı durumlarda gaz iletimini sürekli kılabilmek için kullanılır. [14]



Şekil 6.1: Doğal Gazın Bir Yıllık Arz ve Talep Grafiği. [19]

6.2. Depolanma Türleri

- 1) Yerüstü doğal gaz depolanması
 - a) Boru hattında depolanma.
 - b) Sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) depolanması.
 - c) Yüksek basınçlı tanklarda (CNG) depolanma.

- 2) Yeraltı doğal gaz depolanması
 - a) Tükenmiş petrol veya gaz rezervuarlarında depolanma.
 - b) Tuz yataklarında depolanma.
 - c) Yeraltında açılan boşluklarda depolanma.
 - d) Terk edilmiş maden ocaklarında depolanma. [29]

6.2.1. Doğal gazın yer üstü depolanması

Doğal gaz yer üstünde boru hatlarında akışı durdurarak, basıncın artırılmasıyla kısa ve düşük kapasiteli olarak, sıvılaştırılmış doğal gaz olarak özel tanklarda ve yüksek basınçlı tanklarda gazı sıkıştırmak suretiyle depolanır.

6.2.1.1. Boru hattında depolanması

Doğal gazın kısa süreli depolanmasında mevcut boru hattı şebekelerinden yararlanılabilir. Genellikle 1600 km'den daha fazla olan boru hatlarında Doğal gaz taşınabilmekte ve dolayısıyla çeşitli kapasitelerde kısa süreli depolanabilmektedir. Ancak, kış mevsiminde gaz talebinin artması ve yaz mevsiminde azalması nedeniyle gaz talebindeki bu dalgalanmalar karşısında yetersiz kalmaktadır. Birkaç saat gibi kısa zaman aralıklarında değişebilen talepleri karşılamak için oldukça iyi bir yöntem olan boru hattı depolaması hat basıncını yükseltip, azaltarak yapılır. [20]

6.2.1.2. LNG (sıvı doğal gaz) depolanması

Doğal gazın sıvılaştırılmasının amacı, boru hatlarındaki gazı sıvı hale dönüştürerek uzak mesafeler için daha uygun taşıma ve daha ekonomik depolamayı sağlamaktır. Sıvılaştırılmış doğal gaz, sıkıştırma ve soğutma ile sıvı duruma getirilmiş gazdır. Doğal gazın atmosfer basıncında, yaklaşık -162°C 'de sıvılaştırılmasıyla oluşturulur. Sıvılaştırmanın en büyük avantajı doğal gazın depolama hacmini 1/600 oranında azaltmasıdır. Yani 600 hacim doğal gaz, 1 hacim LNG'ye eşittir. LNG'nin diğer bir avantajı, yazdan kalan artık gazın depolanabilmesine ve fazla kış talebi için kullanılabilmesine olanak sağlamasıdır. Doğal gazın sıvılaştırılması için özel tesisler gereklidir. Bu tesislerin bir bölümü doğal gazı sıvılaştırmak için, diğer bölümü de sıvılaştırılmış doğal gazı tekrar gazlaştırılmak içindir. Ancak doğal gazın sıvılaştırılması ve tüketilen yere ulaştığında tekrar gazlaştırılması işlemleri büyük yatırım gerekmektedir. Ayrıca, gazın %25 kadarı doğal gazı sıvılaştırma işlemi ve iletimi sırasında kullanılmaktadır. Özellikle deniz aşırı alıcılar için doğal gazın sıvılaştırılarak taşınması ve depolanması, gazın taşınması ve depolanmasından daha kolay olduğu için avantajlıdır. Ancak, sıvılaştırma gerektiğinde tekrar gazlaştırma işlemleri doğal gazın fiyatını artırmaktadır. Her ne kadar yüksek bir yatırımsa da depolama ve taşımada sağladığı avantajlar göz önünde tutulmalıdır. [4]

Türkiye'de Marmara Ereğlisinde BOTAS'a ait bir LNG terminalimiz bulunmaktadır. Ayrıca Çolakoğlu Holding şirketlerinden olan EGEGAZ, İzmir'in Aliğa ilçesinde Türkiye'nin ikinci LNG depolama ve gazlaştırma tesisini 1999 yılında kurmuştur. Tesisin yapımı 2001'de tamamlanıp. 36 metre yüksekliğinde 85 metre çapındaki tanklar, ileri düzeyde deprem teknolojisi ile inşa edilmiştir. Tanklar 10 milyon dolar harcanarak deprem amortisörleri üzerine oturtuldu. Toplam 280 bin metreküp LNG depolama kapasiteli terminalin yıllık gazlaştırma kapasitesi 6 milyar metreküp doğal gazdır. Terminaldeki her bir tankın kapasitesi 140 bin m^3 olmak üzere toplam 280 bin metreküptür.

Terminal, Türkiye'nin ilk özel LNG terminali özelliğini korurken, sahip olduğu kapasite ile dünyanın önde gelen terminallerindedir. İki tankın yıllık kapasitesi 10 milyar metreküptür. Bu da 2006 verilerine göre Türkiye'nin doğalgaz tüketiminin

yüzde 30'una denk gelir. İnşaatı tamamen Türk işçi ve mühendislik kadrosu tarafından gerçekleştirilen terminal, 400 milyon dolara mal olmuştur. Ekim 2006'da BOTAŞ ile EGEGAZ arasında hizmet alımına yönelik olarak kira sözleşmesi imzalanır. Bu sözleşmenin ardından tesisleri fiilen faaliyete geçirecek ilk sıvılaştırılmış doğalgaz (LNG) gemisi Cezayir'den 3 Aralık 2006 tarihinde Aliğa'ya ulaşır. [23]

6.2.1.3. Yüksek basınçlı tanklarda depolanma

Bu tür depolanma risk oluşturmamasına ve pahalı olmasına rağmen gerek görüldüğünde alternatif depolanma olarak kullanılabilir. Daha çok doğalgazlı araçlarda yakıt için kullanılmaktadır. [25]

6.2.2. Doğal gazın yeraltında depolanması

Yeraltı doğal gaz depolanması, gaz talebi boru hatları ile elde edilen sabit miktarın altına düştüğü zamanlarda, kullanılmayan miktarın bir depolama rezervuarında toplanması işlemidir. Bu işlem, mevsimsel farklılıklardan ileri gelen talep fazlasının yanı sıra, arz kesintilerinde ve endüstriyel talep değişikliklerinin ayarlanmasında da önemli bir rol oynar. Doğal gaz dünyada:

- a) Konut ve ticari ısıtma sektörü
- b) Endüstri sektörü
- c) Güç üretim sektörü

olmak üzere üç yaygın tüketim alanında tüketilmektedir. Konut ısıtılmasında gaz talebi, yerleşim alanına, aylara ve yıllara bağlı olarak önemli değişiklikler göstermektedir. Özellikle, kış aylarında gaz talebi en yüksek düzeye ulaşırken, yaz aylarında talep olmayacaktır. Diğer yandan endüstrinin gaz talebi, ekonomik yapının o günkü durumuna göre değişiklik gösterecektir. Güç üretim sektörünün gaz talebi ise bölgenin güç dengesine bağlı olarak değişir. Bu üç büyük talep, bazı zamanlarda birlikte, bazı zamanlarda ise tek başlarına olmak üzere değişik oranlarda olur. Endüstrinin diğerlerine göre daha kararlı olduğunu söylemek olasıdır. Böyle bir durumda, konut ısıtma amaçlı olarak tüketimin bir yıl boyunca değişmesi doğal gazı depolama gereksinimini doğurur.

Doğal gazın yeraltında depolanmasında; tüketici talebi boru hatları ile temin edilen sabit miktarın altına düştüğü zaman fazla olan miktar yeraltı deposuna enjekte edilir ve talep boru hatları ile temin edilen miktarın üzerine çıktığı zaman talep fazlası yeraltı deposundan alınan miktarla karşılanır. Yeraltı depolaması sabit miktarda temin edilen gaz ile değişken talebi en ekonomik şekilde çözümler. Konutlara, hastanelere ve ticari binalara kesintisiz gaz, sağlanabildiği için, yeraltı gaz depoları doğal gaz dağıtım sisteminin en önemli bölümüdür. [29]

6.2.2.1. Yeraltı doğal gaz depolanmasının tarihi gelişimi

Dünyada yeraltı gaz depolaması ilk kez 1915 yılında Kanada'da tükenmiş bir gaz rezervuarında gerçekleştirilmiştir. Bunu 1916'da Newyork'ta ve 1919'da Kentucky'de yapılan denemeler izler. Dünya geneline baktığımızda İngiltere, Fransa ve Almanya'da yeraltı depolanması enerji sektörünün belirgin bir parçası olurken, Yugoslavya, İspanya, Avustralya ve Yeni Zelanda gibi ülkelerde ise bu konuda önemli gelişmeler olmaktadır. Doğal gaz endüstrisinde yeraltı gaz depolamasının önemini açıklayabilmek için değişik ülkelerdeki yeraltı gaz depolanması örneklerinin verilmesi uygun olur. Örneğin Fransa'da 1988 yılı doğal gaz tüketimi $27 \times 10^9 = 2943 \text{ Sm}^3$ iken, ülke genelinde 2'si tuz yatakları içinde açılmış boşluk türü ve 1 i 'i akifer türü olmak üzere 13 saha yeraltı deposu olarak kullanılmış ve bu depolardan yıllık gaz tüketiminin % 20'si karşılanmıştır. Dünyanın en çok gaz tüketen ülkesi olan A.B.D.'de 1962 yılı itibariyle 258 adet (çoğunluğu tükenmiş gaz rezervuarı olmak üzere) yeraltı gaz deposundan yıllık gaz tüketiminin 1/3'ünün karşılandığı belirtilmektedir. Doğal gaz sektöründe değişen talep ile sabit arz arasındaki depolama teknolojisi ilk olarak kullanıldığı 1917 yılından günümüze gelişerek gelmiştir. Günümüzde A.B.D. ve Kanada'da 400'e yakın yeraltı gaz deposu işletilmektedir ve yılın soğuk dönemlerindeki maksimum talebin olduğu günlerde pazar tüketiminin % 50-70 kadarı bu yeraltı gaz depolarından karşılanmaktadır. A.B.D, Kanada ve Fransa'nın yanı sıra özellikle son 20 yıl içinde Avrupa'da Almanya ve İtalya'da önemli gelişmeler sağlanmıştır. Türkiye, Danimarka, İspanya, Hollanda, Japonya ve Avustralya gibi ülkelerde ise yeraltı gaz depolarının oluşturulması konusunda çalışmalar sürdürülmektedir. Eski adıyla S.S.C.B. (Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği) 'de ilk çalışmalar 1954'de başlamış, 1958'de

Bashkutovo'daki küçük bir gaz sahasında ilk depolama gerçekleştirilmiştir. Büyük endüstri merkezleri yakınında çalışmakta, olan 27 tane depo vardır. Bunların 16 tanesi tükenmiş gaz rezervuarı, 9 tanesi akifer, 2 tanesi tuz yatağında depolamadır. 1980 yılında gaz tüketiminin % 10-12'si yeraltı gaz depolarından karşılanmıştır. Batı Almanya'da 25, Fransa'da 13, Avusturya'da 1, Polonya'da 1, Romanya'da 1, İtalya'da 4, Çekoslovakya'da 1, Doğu Almanya'da 3, Belçika'da 2, İngiltere'de 9 tane yeraltı doğal gaz deposu bulunmaktadır.

Ülkemizde ise Rusya Federasyonu'ndan gelen gazı depolayabilmek için 1988 yılında BOTAŞ bünyesinde " Yeraltı Depolama Koordinatörlüğü " birimi kurularak, doğal gazın yeraltındaki uygun biçimde depolanması ve Türkiye'nin bu konudaki rezervleri araştırılmaya başlanmıştır. Bu incelemeler sonunda Tuz Gölü güneyindeki tuz kütleleri ve Silivri açıklarındaki Kuzey Marmara Gaz Sahası depo olarak kullanılmaya uygun bulunmuştur. Bu çalışmalar sonucu Mayıs 2007 itibariyle Kuzey Marmara Gaz Sahasında gaz depolanmaya başlamıştır. Buradaki depolama kapasitesi 1.6 milyar m³'tür. [22]

6.2.2.2. Tükenmiş petrol ve doğal gaz rezervuarlarında depolanması

Mevcut depolama ortamları içinde depolama için en uygun ortam tükenmiş gaz rezervuarlarıdır. Çünkü depolanan doğal gazın oluşumundaki yapıya benzerler. Bu nedenle tükenmiş pek çok doğal gaz rezervuarı, daha sonra bir depolama rezervuarı olarak kullanılmaya başlanmıştır. Üretim sırasında rezervuara ait bütün özellikler elde edildiği için, depolama sahası olarak düşünülen bu yapıların araştırma maliyetleri de düşük olur. Fakat uygulama sırasında bazı teknik sorunlarla karşılaşılır. Özellikle tükenmiş petrol sahalarında depolama yapılırken, hazne kayaçtaki kalıcı petrol ile depolanan gaz karışarak üretim sırasında bazı sorunlara neden olabilir. Uygulamada bu yapıların her ikisi de depolama yapılırken teknik ve ekonomik olarak önemli bir risk yaratmazlar. Depolama sahalarında jeolojik yapı çok iyi araştırılıp projelendirilmelidir. Tükenmiş rezervuarlar bu nedenle bazı, avantajlara sahiptir. Depolama yapılacak jeolojik yapının boyutları, kayaç özellikleri, geçirgenlik-gözeneklilik ilişkileri ve yapıyı oluşturan formasyonun basınca karşı uygunluğu gibi depolama işlemleri için gerekli olan bilgiler üretim sırasında elde

edilen verilerin incelenmesi ile kolayca sağlanabilmektedir. Bu verilere dayanarak depolama hacmi ve enjeksiyon ve üretim oranı tespit edilebilmektedir. Doğal gaz deposunun ekonomik ve teknik olarak uygun olabilmesi için rezervuarın başlıca birkaç özelliğe sahip olması gerekmektedir. Bunlar:

1. Depolanması istenen gaz hacmini depolayabilecek kapasitede olmalı,
2. Uygun geçirgenlik ve gözeneklilik değerine sahip olmalı,
3. Gazın yatay hareketini engellemek için jeolojik bir kapan olmalı,
4. Gazın yukarı hareketini, gaz sızıntılarını ve basınç kayıplarını önlemek için geçirimsiz bir örtü tabakaya sahip olmalı,
5. Rezervuara su girişi hiç olmamalı veya kontrol edilebilmelidir.

Yeraltı gaz deposundaki gaz işletilen gaz ve temel gaz olmak üzere iki ana bölümden oluşur. Temel gaz depodan üretilen gazın yüzeyde boru hatlarına iletilebilmesi için gerekli basıncı sağlayan gaz olup, üretilmeyen, kullanılmayan, depoda kalan gazdır. Bu nedenle de depo yatırımının önemli bir bölümünü oluşturur. Tükenmiş gaz rezervuarlarından depoya dönüştürülen rezervuarlarda zaten indirgenemez gaz olduğu için bu gaz temel gaz olarak kullanılır. Temel gaz deponun küçük bir kapasitesini oluşturmasına rağmen, deponun yapılışında ekonomik olarak önem taşıyan bir faktördür.

İşletilen gaz veya pazarlanan gaz ise, arz fazlası olduğunda depoya enjekte edilen ve talep fazlası olduğunda depodan üretilen, yani kullanılan gazdır. Depolamanın yapılabileceği en yüksek basınç da en yüksek depolama miktarını belirler.

İşletilen gaz miktarı ise en yüksek depolama miktarı ile temel gaz miktarı arasındaki farktır. Temel gaz ile işletilen gaz arasındaki ilişki depolama işleminde göz önünde tutulması gereken en önemli parametredir. Çünkü temel gaz deponun dağıtımlılığını sağlayan basıncı oluşturur. Temel gaz ile işletilen gaz arasındaki oran, rezervuara, zamana ve çalışma koşullarına bağlı olarak değişir. Mevsimsel gaz hacminin, dağıtım debisinin, delinecek kuyu sayısının ve gerekli gücün mühendislik ve ekonomik analizleri sonunda temel gaz basıncı belirlenir. Böylece gerekli olan temel gaz hacmi saptanabilir. Depolama tasarımı yapılırken; depolama basıncının, buna

bağlı olarak depolama kapasitesinin ve depolanan gazın gerekli görülen sürede depoya enjekte edilebilmesi veya üretilebilmesi için gerekli kuyu sayısının tespit edilmesi gereklidir.

Eski doğalgaz sahası olan Kuzey Marmara Gaz Sahasında, yapılan çalışmalar sonucu yer altı doğal gaz depolanması yapılabilmektedir. [6]

6.2.2.3. Tuz yataklarında depolanma

Tuz yataklarında hidrokarbon depolaması karşılaşılan bir uygulamadır. Son zamanlarda tuz oyukları oluşturulması tekniklerindeki ilerlemeler bu tür yatakların geliştirilmesine ve daha çok tercih edilmesine sebep olmuştur. Diğer depolama tekniklerinden farklı olarak bu yöntemde, depolama yapılacak olan oyuklar doğal olarak bulunmayıp, yapay olarak oluşturulmakta ve daha sonra depolama gerçekleştirilmektedir. Tuz, jeolojik olarak değişik özelliği olan bir yapıdır. Tabakalı kayaların dalga şeklinde deformasyonlar ile çeşitli kıvamlar oluşur. Tuz damları da bu kıvrımlar sonucu oluşmuştur. Jips ve tuz (klorürlü tuzlar, NaCl) gibi plastik maddelerin antikinal bölgelerde tabakalar yararak mantar biçiminde kabarmaları bu tür yapıların oluşmasına sebep olur. Tuz domlarının üst kısmında genelde kalker bir örtü kayaç bulunması gazın depolanmasında önem arz eder. Her tuz domunda yeraltı depolamasının yapılması olası değildir. Depolama oyuğu olarak tuz yataklarının seçiminde aşağıdaki üç faktör göz önünde bulundurulmalıdır.

1. Uygun derinliklerde yeterli tuz kalınlığı olmalı,
2. Kolay çözülebilen yapılarla (potasyum tuzları gibi) daha zor çözünebilen yapıların (anhidrit, dolomit ve jips gibi alkali tuz çeşitleri) bir arada bulunması deponun geometrik şeklinde düzensizlikler yaratacağından, tuz domundaki mineral dağılımı mümkün olduğu kadar homojen olmalı,
3. Tuz eritme işlemi için yeterli tatlı su ve eritme işlemi sonunda oluşan tuzlu suyun atılacağı uygun bir yer olmalıdır. Yüzeiden tatlı su, tuz formasyonuna enjekte edilir ve tuz eritilerek bir oyuk oluşturulur. Bu işlem sonunda oluşan tuzlu su ise geri alınarak, tuz yataklarında depolama yapılır. Bu yöntem yıllardır tuz üretiminde kullanılmaktadır. Genellikle oyuğun şekline ve büyüklüğüne, stabilitesine veya

basınç dayanıklılığına önem verilmelidir. Tuz eritme işleminde kullanılan tatlı su (fresh water, raw water) düşük yoğunluklu olduğu için oyuğun üst kısmını da eritir. Bunu engellemek için hidrokarbon örtü maddesi enjekte edilir. Enjekte edilen bu hidrokarbon, örtü maddesi olarak bilinir. Hidrokarbon yoğunluğu nedeniyle oyuğun üst kısmında yer alır ve tatlı suyun burayı eritmesini engeller. Tuz eritme işlemi 1 lt suda 360 gr tuz çözülebileceği ilkesi üzerine kurulmuştur. Bunun için 1 m³ depolama kapasitesi için 7 m³ tatlı suya gereksinim vardır. Doğrudan ve ters eritme olmak üzere iki tip eritme işlemi vardır. Depo, yapılmaya başlandığında ilk önce doğrudan sonra ters eritme işlemi uygulanarak deponun son şekli elde edilir. Doğrudan eritme (direct leaching) işleminde tatlı su içteki koruma borusu içinden enjekte edilir. Tuzlu su ise, dıştaki ve içteki koruma borusu anülüsünden geri çekilir. Böylece deponun alt kısmı üst kısmından daha büyük olur. Ters eritme işleminde de, tatlı su dıştaki ve içteki koruma borusu anülüsünden enjekte edilir. Oluşan tuzlu su ise, içteki koruma borusundan çekilir. Doğrudan eritme işlemindekinin tersine deponun üst kısmı alt kısmından daha büyük olur. Doğrudan ve ters eritme işlemlerinin değişik kombinasyonları yapılarak çeşitli depo şekilleri elde edilebilir: Ancak, tuz içindeki çözünmeyen anhidrit veya kolay çözünür potasyum gibi tabakaların olması, deponun şeklinin uniform olmasını engeller. Tuz oyuğunu oluştururken istenen şekle ve boyutlara ulaşmak için aşağıda sıralanan kontrollerin yapılması gerekir:

1. Enjekte edilen tatlı su ile çekilen tuzlu su arasında kütle dengesi kurularak oyuğun hacmi her gün hesaplanmalıdır.
2. Oyuğun şekli, boyutu ve yeri, sonar log alınarak ölçülmelidir. Oyuk hacmi her 50.000 m³ arttığında bu ölçümler tekrarlanmalıdır.
3. Örtü maddesi/tuzlu su ara yüzeyinin derinliği sürekli olarak kontrol edilmelidir. Ara yüzey derinliğindeki kontrol edilmeyen artışlar (ki bu artışlar koruma borusu veya yüzey donanımlarından olan sızıntılar nedeniyle olabilir), oyuğun şeklinde hızlı bir değişmeye neden olabilir. Dolayısıyla ara yüzey derinliği yaklaşık 4 haftada bir uygun loglarla (gamma/gamma veya nötronlgamma logları) ölçülmelidir. Son olarak, eritme işleminin sonunda oluşan tuzlu su, yarı dalgıç pompalar kullanılarak dışarı atılır veya depo ortamındaki akışkanın yer değiştirmesiyle depodan uzaklaştırılır. İkinci yöntem daha ekonomik olduğu için daha çok kullanılmaktadır.

Tuz yataklarında depolamanın maliyeti genellikle düşüktür. Maliyete etki eden faktörler şu şekilde özetlenebilir:

- a) Deponun büyüklüğü,
 - b) Deponun kurulduğu yerin jeolojisi,
 - Tuz domununun derinliği
 - Örtü tabakanın özelliği,
 - c) Gerekli gücün maliyeti,
4. Yüzey donanımlarının varlığı,
 5. Tuzlu su boşaltım işlemi.

Tuz kütlelerinde depolamanın avantajı, ani talep değişikliklerinde depodan gazın üretilmesinin ve enjeksiyonunun daha hızlı yapılabilmesidir. [18]

Türkiye’de bu yöntemle depolama çalışmaları vardır ve “Tuz Gölü Yer Altı Doğal Gaz Depolama Projesi” şu an yapım aşamasındadır. Bir milyar metreküp doğal gaz depolama kapasitesine sahip olacak olan proje 10 yıl içinde yapılacaktır. Doğal gaz depolama tesisi Aksaray-Sultanhanı yakınlarında, geçirgen olmayan tuz kütlelerinin yoğun olarak bulunduğu alana, yerin yaklaşık 700 metre altına inşa edilecektir. Proje yaklaşık olarak 325 milyon dolara mal olacaktır. Yıllık yaklaşık olarak 1 milyar metreküp depolama kapasitesinin sağlanması için, her birinin fiziksel hacmi 630 bin metreküp olan ve 210 bar basınca kadar gaz depolanabilen kavernalardan (suni mağara) 12 adet yapılacaktır. Toplam 12 adet deponun yapılacağı tesiste ilk 6 depo 2010 yılında devreye alınacak ve bu aşamada 500 milyon metreküplük bir depolama kapasitesine ulaşılacaktır. 2. grup 6 depo ise 2013 yılında tamamlanacak ve toplam 1 milyar metreküplük depolama kapasitesine ulaşılacaktır. Bu projeye ilgili temel özellikler şekil 6.1.de görülmektedir.

Bu depolama tesisi projesinin gerçekleştirilmesi için bol miktarda suya ihtiyaç duyulacaktır. Yeraltında galeriler oluşturulurken, tuz kütlelerinin kontrollü şekilde eritilmesinde gerekli olan su Hirfanlı Barajı’ndan, 120 km uzunluğunda boru hattıyla getirilecektir. Eritmede kullanılacak su ise 40 km uzunluğunda bir başka boru hattıyla Tuz Gölü’ne akıtılacaktır. Aynı zamanda, bu tuzlu su, suları azaldığı için

tehlike sinyalleri vermeye başlayan Tuz Gölü'ne hayat verecektir. Şekil 6.2.de projeye ilgili sondaj çalışmasının görünümü verilmiştir.

Depolama tesisinin tamamlanmasının ardından, tesis, başka bir gaz boru hattıyla proje sahasının 20 km güneyinden geçen, Kayseri-Konya-Seydişehir Doğal Gaz Boru Hattı'na bağlanacaktır. [32]



Şekil 6.2: Tuz Gölü Yeraltı Doğal Gaz Depolama Projesi Sondaj Çalışması. [32]

Tablo 6.1: Doğalgaz Yeraltı Depolama Projesi'nin Temel Özellikleri. [32]

Lokasyon	Tuz Gölü'nün Güneyi: Sultanhan-Aksaray
Depolama tipi	Tuz Yapısı (Dom Tipi)
Açılan kuyu adedi	2 (UGS 1 ve UGS 2)
Açılacak kuyu adedi	10
Tuza giriş derinliği	UGS-1: 583m, UGS-2: 635m
Tuz domu derinliği	750 m'den fazla
Tuz kütlelerinin ebadı	Yükseklik: 15 km, Genişlik: 2.5 km
Depolamaya uygun tuz alanı	Yaklaşık 30 km
Su temini (eritme işlemi için)	Hirfanlı Barajı (120 km boru hattı ile)
Toplanan su deşarj alanı	Tuz Gölü (39 km boru hattı ile)
Kayseri-Konya DGBH'na mesafe	23 km
Bir kaverna hacmi	630 bin metreküp
Çalışma gaz hacmi (12 kaverna için)	1 milyar metreküp
Max. Çekiş debisi (12 kaverna için)	40 milyon metreküp/gün
Max. enjeksiyon debisi (12 kaverna için)	30 milyon metreküp/gün
Max. kaverna basıncı	Yaklaşık 210 bar
Minimum kaverna basıncı	80 bar

6.2.2.4. Yeraltında açılan boşluklarda depolanma

Depolama amacıyla yeraltında açılan bu boşluklar standart yeraltı kazı teknikleri ile oluşturulurlar. Derinlik, yeraltı suyu seviyesine ve depolanacak gazın hacmine bağlı olarak belirlenir. Boşluk, delinerek veya patlatılarak geniş galeriler veya odalar halinde oluşturulur. Bu şekilde oluşturulan yapıların gaz depolamak için yeterli hacimleri olamayacağından dünyada genellikle; sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG) veya diğer sıvı hidrokarbonların depolanmasında kullanılmaktadır. Bu tür depolama A.B.D.'de % 4, Kanada'da % 0.1 olarak toplam depolama kapasitesini oluştururlar. Diğer depolama tekniklerine göre oldukça pahalıdır. Varil başına düşen depolama kapasitesinin maliyeti 8-20 \$ arasında değişir. Bu nedenle hiçbir olanağın bulunmadığı zorunlu durumlarda bu tür depolama yapılır.

6.2.2.5. Terk edilmiş maden ocaklarında depolanma

Terk edilmiş maden ocakları depolama için uygun ortamlardır, fakat diğer yöntemler kadar yaygın bir kullanımı yoktur. Gazın yeraltında depolanması fikri ortaya atıldıktan sonra batıda, açılan maden ocakları depolama amaçlı olarak kullanılabilir şekilde planlanmıştır. Depo olarak kullanılacak olan madeni saran kayalar ne kadar stabil ise, gaz depolanırken basınç o kadar arttırılabileceğinden daha fazla gaz depolanabilecektir. Örneğin, granit, kireçtaşı, kumtaşı, şeyi, anhidrit ve tuz depolama için uygun kayalardır. [18]

6.2.3. Yeraltı ve yerüstü doğal gaz depolamasının avantaj ve dezavantajları

Yerüstü doğal gaz depolamasının (sıvılaştırılmış doğal gaz olarak) avantajları:

- a. Deniz aşırı taşınabilir olması.
- b. Depodan hızlı çekilebilir olması (özellikle hızlı talep artışları bu şekilde çok kolay karşılanabilir).
- c. Tesisin yeraltı tesisine göre daha kısa zamanda bitirilmesi.

Dezavantajları:

- a. Yeraltı depolamasına göre daha pahalı olması.
- b. Çok büyük miktarlarda depolama yapılamaması.
- c. Nakliye için geçen zaman nedeniyle depoya ancak belirli dönemlerde gaz doldurulabilir olmasıdır.

Yeraltı doğal gaz depolamasının avantajları:

- a. Yeraltı depolanmasının her çeşidi aynı büyüklükteki yerüstü depolamaları ile karşılaştırıldığında, daha ucuza mal olabilmektedir. Bu nedenle, yeraltı deposu inşa etmek ve işletmek daha ekonomiktir.
- b. Yeraltı depolaması için gereken alan yerüstü tesislerine göre çok daha küçüktür.
- c. Yeraltı depolamasının yapıldığı jeolojik yapı, dış etkiler ve çevreden gelebilecek tehlikelere karşı olduğu gibi, işletme hatlarından doğabilecek sorunlara karşı da güvenli bir şekilde koruma sağlar.
- d. Depolama işlemi yeraltında yapıldığı için tesislerin yapıldığı çevrede yaratabileceği zarar minimuma indirgenmiştir.

Dezavantajları:

- a. Yeraltında gazın, su ve istenmeyen bileşiklerle karışma ihtimalinin olması ve bunun geri üretimde sorun çıkarabilmesi.
- b. Uygun depo şartlarının her yerde bulunmaması.
- c. Geri üretimin daha yavaş olması. [25]

7. LNG ve BOTAŞ LNG İTHAL TERMİNALİ

7.1. LNG'nin Genel Özellikleri

Yaygın kullanım alanı bulunan doğal gaz, atmosferik basınçta -161°C 'nin altında soğutulduğu zaman sıvılaşmakta ve sıvı fazına geçtiğinde hacmi 600 kat küçülmektedir. Bunun sonucunda da doğal gaz, özel olarak tasarlanmış tankerlerle deniz aşırı ülkelere rahatlıkla taşınabilmektedir. Çünkü boru hatlarıyla doğal gazı taşımak, özellikle deniz aşırı ülkelere taşımak her zaman mümkün olmamaktadır. Coğrafi koşullar buna müsaade etmemektedir. Doğal gaz tankerlerle taşındıktan sonra, taşınan limanda tekrar gaz fazına geçirilerek kullanım şebekelerine sunulur veya sıvı halde ileride kullanılmak üzere depolanır.

Sıvılaştırılmış doğal gazın tipik özellikleri şunlardır:

- 1) LNG'nin sıvı fazının özgül ağırlığı $0,46 \text{ (kg/l)}$ dir.
- 2) Gaz fazının ise $0,76 \text{ (kg/m}^3\text{)}$ tür.
- 3) LNG renksizdir, kokusuzdur, zehirli değildir, korozif özelliği yoktur.
- 4) LNG'nin gaz halinin hava içindeki karışım oranı %5 ile % 15 arasında yanıcı ve parlayıcıdır.
- 5) LNG, esas olarak % 90 civarında bir oranda metandan (CH_4) oluşur. Metan haricinde etan (C_2H_6), propan (C_3H_8), bütan (C_4H_{10}) ağırlıklı olmak üzere diğer hidrokarbonları da içerir. Tablo 7.1.de Marmara Ereğlisindeki LNG bileşimleri verilmiştir.
- 6) Sıvılaştırma prosesi esnasında içindeki oksijen, karbondioksit, kükürt bileşenleri ve sudan arındırıldığı için boru hattı doğal gaza göre daha saf ve yüksek verimli bir yakıttır.
- 7) Üst ısıl değeri $25,2 \times 10^6 \text{ kJ/m}^3 = 6,03 \times 10 \text{ kcal/m}^3$ tür.
- 8) Buharlaşma ısısı $501,6 \text{ kJ/kg} = 120 \text{ kcal/kg}$ 'dir.
- 9) Ayrıca doğal gazla LNG arasındaki dönüşümler tablo 7.2.den yapılabilir. [15]

Doğal gazın sıvılaştırılması bize çok çeşitli avantajlar sunmaktadır. Bunları şöyle sıralayabiliriz.

- a) Doğal gazın sıvılaştırılması sırasında tümden arıtılması gereklidir. Bu sebepten dolayı temiz bir yakıttır.
- b) Boru hattı ile doğal gaz taşınmasındaki mesafe ve coğrafi sınırlar sıvılaştırılmış doğal gaz taşımacılığında önemli değildir. Günümüzde Cezayir'den A.B.D.'ye, Japonya'ya sıvılaştırılmış doğal gaz nakledilmektedir. Aynı nakliye işlemini doğal gaz boru hattı ile yapmak mümkün olmamaktadır.
- c) Boru hattı ile doğal gaz taşımacılığında çoğu kez boru hattının çok ve çeşitli ülkelerden geçmesi gerekirken, sıvılaştırılmış doğal gaz'da böyle bir problem yoktur.
- d) Doğal gaz kullanan ülke, boru hatları ile taşımacılığa karşın komşu ülkelerden geçen boru hattı dışında alternatif bir arz kaynağına sahip olabilmektedir.
- e) Sıvılaştırılmış doğal gaz depoları, doğal gazın depolanmasına belirli sınırlarda alternatif olabilmektedir.
- f) Doğal gazın sıvılaştırılması işlemleri büyük yatırım gerektirir. Bu, gazın fiyatının artmasına neden olurken, alternatif yeni kaynak bulma ve gaz depolaması yönünden önemli yarar sağlar. [7]

Günümüzde doğal gaz sıvılaştırma teknolojisi teknik emniyette dahil olmak üzere kendisini ispatlamıştır. Gelişmiş doğal gaz sistemlerine sahip ülkeler doğal gaz kaynaklarını çeşitlendirmekte ve gelişen müşterilerinin doğal gaz tüketimindeki sürekliliğini güvence altına almaktadırlar.

Tablo 7.1: Marmara Ereğlisi LNG Bileşimleri. [26]

CH ₄	% 87.777
C ₂ H ₆	% 8.632
C ₃ H ₈	% 2.122
iC ₄ H ₁₀	% 0.323
nC ₄ H ₁₀	% 0.414
iC ₅ H ₁₂	%0.003
N ₂	% 0.729

Tablo 7.2: LNG ve Doğal Gaz Arasındaki Dönüşüm Tablosu. [28]

Doğal Gaz ve LNG						
	Billion cubic meters NG	Billion cubic feet NG	Million tonnes oil equivalent	Million tonnes LNG	Trillion british thermal units	Million barrels oil equivalent
From	Multiply by					
1 billion cubic meters NG	1	35.3	0.9	0.73	36	6.29
1 billion cubic feet NG	0.028	1	0.026	0.021	1.03	0.18
1 million tonnes oil equivalent	1.111	39.2	1	0.805	40.4	7.33
1 million tonnes LNG	1.38	48.7	1.23	1	52	8.68
1 trillion British thermal units	0.028	0.98	0.025	0.02	1	0.17
1 million barrels oil equivalent	0.16	5.61	0.14	0.12	5.8	1

LNG'ye ait kimyasal özellikler tablo 7.3.de verilmiştir.

Tablo 7.3: LNG'nin Kimyasal Özellikleri. [15]

Kimyasal İçeriği	LNG
Molekül Ağırlığı (kg/kmol)	16,04
Kaynama Noktası (°C)	-162
Likit Yoğunluğu (kg/l)	0,46
Gaz Yoğunluk (kg/m ³)	0,76
Kendiliğinden Tutuşma Sıcaklığı (°C)	580
Maksimum Alev Sıcaklığı (°C)	1954
Üst Isıl Değer (kcal/kg)	12930
Üst Isıl Değer (kcal/Sm ³)	9825
Buharlaştırma Basıncı (15 °C'de) (bar)	230
Parlama Limitleri (Hava ile karışım oranı)	%5 - %15

LNG'nin Metal Sanayi (demir-çelik, alüminyum, bakır v.s), tekstil sanayi, gıda sanayi, tersaneler ve gemi imalat sanayi (ağırlıklı olarak metal kesim tezgâhlarında), döküm sanayi (ergitme, ısıl işlem v.s.), seramik ve cam sanayi ile ısıtma (endüstriyel ve evsel) sektöründe de kullanım alanı vardır. [15]

7.2. Doğal Gaz Sıvılaştırma Metotları

Kullandığımız doğal gaz, rezervlerine bağlı olarak metan dışında, su buharı, CO₂, H₂S (Sülfür) ve ağır hidrokarbonlar içerir. Sıvılaştırılması düşünülen doğal gazın (metan) öncelikle bu yabancı gazlardan arındırılması ya da seçilen sıvılaştırma yöntemlerine bağlı olarak kabul edilebilir konsantrasyonlara düşürülmesi gerekir. Bilinen yöntemlerden biri ile doğal gaz saflaştırıldıktan sonra ikinci kademede sıvılaştırma işlemine tabi tutulur.

Bir doğal gaz sıvılaştırma tesisinde toplam maliyetin en büyük kısmı (%40-45) doğal gaz sıvılaştırma ünitesine aittir. Diğer kısmı ise sistemin saflaştırma, depolama, geliştirme, personel, iletim ve dağıtım gibi kısımlarda kullanılır. Sıvılaştırma ünitesinin fazla maliyeti nedeniyle sıvılaştırma üzerinde daha yoğun araştırmalar yapılmış ve sonuçta birçok sıvılaştırma yöntemi geliştirilmiştir. Bunların bir kısmı pratik uygulama alanı bulmuş, bir kısmı ise teorik bazda kalmıştır. Esas itibariyle bunları birkaç şekilde sınıflamak mümkünse de, burada üç ana grupta sıvılaştırma yöntemleri incelenecek ve bazı özellikleri üzerinde durulacaktır.

Doğal gaz ve benzeri bazı gazların 1 bar veya orta basınç seviyelerinde çığ nokta sıcaklıkları oldukça düşüktür. Böyle bir gazın sıcaklığının düşürülebilmesi için iç enerjinin kullanılması ya da ısı geçişi ile enerjinin çevreye geçmesi gerekecektir. Bu amaçla gaz sürekli sıkıştırılarak, mümkünse yoğuşturulabilmesi sağlanabilir. Doğal gaz bu şekilde sıvılaştırılmak istenirse ortam sıcaklığında basıncın 1200 bar'ın üzerine çıkarılması gerekir ki bu yol pratik açıdan uygun değildir. Ya da Joule-Thompson etkisinden yararlanarak gazın bir lülede genişletilmesi ile gaz sıcaklığı düşürülerek sıvılaştırma sağlanabilir.

Doğal gaz için 1 bar basınçta çığ noktası -161°C olup sıvılaştırma için doğal gazın sıcaklığının en az bu sıcaklığa kadar düşürülmesi gerekir. Bu amaçla kullanılacak eşanjör ve makinelerin verimleri ile ekonomiklik göz önüne alındığında $60-90^{\circ}\text{C}$ üzerindeki sıcaklık farklarında tek kademeli soğutma yapmak uygun değildir. Dolayısıyla kademeli soğutma yapmak gerekmektedir. Bir gazın sıvılaştırılması için onun çığ noktası sıcaklığı altına düşmek gerekmektedir. Pratikte ucuz olduğundan soğutma amacıyla ya çevre havası ya da su kullanılır. Ortam sıcaklıklarından daha düşük sıcaklıklarda evaporatif soğutma söz konusudur. Sıcaklık farkı büyüdüğünde bu işlem kademeli olarak yapılır. Pratikte kullanılan doğal gaz sıvılaştırma sistemleri üç ana grupta toplanabilir. [6]

7.2.1. Kaskad soğutma sistemleri

7.2.1.1. Klasik kaskad soğutma sistemleri

Soğutma amacıyla kademeli soğutma yapılan ve her kademedede ayrı akışkan ve ayrı devrenin kullanıldığı sistemdir. Her bir akışkan ayrı bir kapalı devre şeklinde tek kademeli ya da birkaç kademeli olarak uygun sıcaklık ve basınç aralığında çalışır. Akışkan grubu olarak üçlü kademedede sırasıyla propan-etilenetan, amonyak-etilen-metan veya freon-22- freon-13-metan soğutucu akışkan gruplarından biri seçilebilir.

Akışkan grubunun seçilmesiyle, diğer çalışma parametreleri hemen hemen belirlenmiş demektir. Klasik kaskad soğutma sistemleri daha çok ilk kurulan doğal gaz sıvılaştırma sistemleridir. Bugün birçok ülkede hala yaygın olarak kullanılan bu sistem, diğerlerine nazaran daha pahalıdır. [5]

7.2.1.2. Karışık akışkanlı kaskad soğutma sistemleri

Klasik kaskad sistemlerinde gerek ayrı kapalı devreler ve gerekse kompresörlerin fazlalığı gibi maliyet arttırıcı sistemlerin iyileştirilmesi amacıyla geliştirilen sistemlerdir. Soğutmanın kademeli yapıldığı ancak soğutma amacıyla kullanılan farklı akışkanların karışmış olarak bulunduğu soğutma sistemleridir. Bu sistemlerde, soğutma için kullanılan akışkanlar karışım halinde bir kompresörde sıkıştırılır ve her bir akışkan kendi çığ noktası sıcaklığında ısı çekerek soğutma yapar. Bu tür

sıvılaştırma sistemlerinde yatırım maliyeti daha düşüktür. Sistem farklı akışkanlar kullanma özelliğine sahiptir. Soğutma şartlarına kendini daha kolay adapte eder. Daha düşük birim güç maliyetine ulaşmak mümkündür. Daha yaygın kullanım alanına sahiptir. Tek kompresör ve eşanjör grubuyla bu sistemlerde ulaşılabilecek kapasite, klasik kaskad sistemlerine göre daha düşüktür.

7.2.1.3. Tek akışkanlı kaskad soğutma sistemleri

Tek akışkanlı kaskad soğutma sistemlerinde ya doğal gaz dışında bir soğutucu akışkan ya da soğutucu gaz olarak da doğal gaz kullanılır. Bu tür kaskad çevrimi açık çevrim olarak da adlandırılır. Soğutma amacıyla doğal gaz kullanılıyorsa tek kompresör yeterlidir. Ancak farklı akışkan kullanıldığında ikinci bir kompresör kullanılabilir. Bu sistemin en önemli avantajları; basittirler, tek kompresörde tek akışkanın sıkıştırılması yeterlidir. Fazla kompresör ve eşanjör kullanılmaması nedeniyle fazla enerji sarfiyatı gerektirmez. Sıvılaştırılmış doğal gaz üretimi için bir sınırlama yoktur. Ayrıca kompresör problemi olabilir. Sistem devreye kolay girer ve kolay çıkar.

7.2.2. Türbinle genişleme esaslı soğutma sistemleri

Tek ya da çok akışkanlı, kademeli soğutma yapılan genişlemenin türbinde yapıldığı ve alınan işin kullanıldığı soğutma sistemleridir. Kaskad soğutma sistemlerinde kısımla esnasında kullanılabilir enerjinin bir kısmı tersinmezliklere harcanarak kaybedilmektedir. Bunun yerine iç enerjinin faydalı hale dönüştürülerek kullanılması düşünülmüştür. Bu amaçla, lüle yerine türbin kullanılmak suretiyle genişleme sağlanabileceği ve bu yolla elde edilen işin kullanılarak kompresörlerin çalıştırılabileceği ve sonuçta sistemin veriminin artacağı düşülmüştür. Bu sistem diğerlerine nazaran daha esnek ve daha basittir. Eşanjör, faz ayırıcı, valf gibi elemanlar daha azdır. Kullanım alanı yaygınlaşmaktadır.

7.2.3. Stirling çevrimi esaslı soğutma çevrimleri

Sıvının buharlaşması ile düşük sıcaklıkta çekilen ısının sıkıştırma ve sıvılaşma ile yüksek sıcaklıkta atılması şeklinde gerçekleşir. Verimi arttırmak için bir rejeneratör kullanılır. Bu tür soğutma çevrimleri daha küçük kapasiteli doğal gaz sıvılaştırma sistemlerinde kullanılmaktadır.

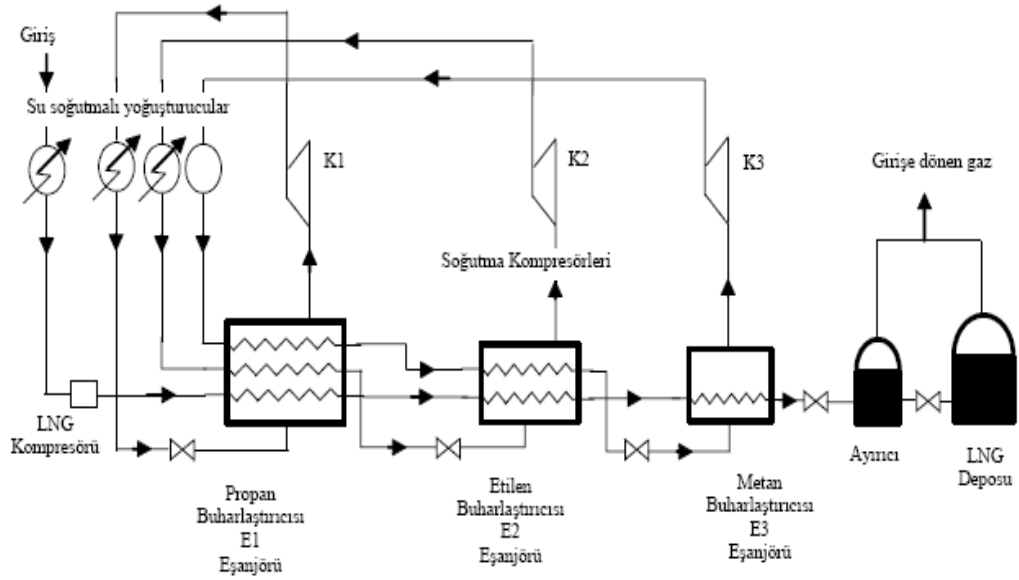
Bir sıvılaştırma sistemi seçilirken bazı kriterler ele alınır. Bu kriterlere bağlı olarak doğal gaz sıvılaştırma sistemi tercih edilir. Bu kriterlerden en önemli olanlarını şu şekilde sıralayabiliriz:

- a. Sıvılaştırma sisteminin depolama ünitesine ya da taşıma hattına olan uzaklığı
- b. Sıvılaştırma sistemi için olan talebin sürekliliği, maksimum ve minimum talep ile uzun süreli talep yükleri
- c. Sıvılaştırma sistemi için olan taleplerin kesinlik bakımından güvenilirlik durumları
- d. Sıvılaştırma sistemi bileşimi ve düşünülen fiyat
- e. Sıvılaştırma sistemi için düşünülen kapasite ve debi
- f. Sıvılaştırma sistemi ve gazlaştırma tesislerinin konumu, yer veya bölgenin imkânları.

Bu ana kriterlere ve varsa diğer kısıtlayıcı parametrelerde göz önüne alınarak uygun bir doğal gaz sıvılaştırma sistemi seçilir. [7]

7.2.4. Klasik Kaskad Sistemleri

Klasik kaskad sistemlerinde soğutucu akışkan olarak birden fazla akışkan kullanılır. Kompresör kapasitesi ve ısı eşanjörlerinin verimi ile yatırım masraflarına bağlı olarak kademe sayısı, akışkan cinsi ve sayısı belirlenir. Her bir akışkan ayrı bir kapalı devre şeklinde tek kademeli ya da birkaç kademeli olarak uygun sıcaklık ve basınç aralığında çalışır [4]. Akışkan grubu olarak üçlü kademede sırasıyla propan-etilen-etan, amonyak-etilen-metan veya freon22 - freon13- metan soğutucu akışkan grubu seçilebilir. Akışkan grubu seçildiğinde diğer çalışma parametreleri hemen hemen belirlenmiş demektir [3]. Propan-etilen-metan soğutuculu klasik kaskad devresi için basit bir şema Şekil 7.1.'de gösterilmiştir.



Şekil 7.1: Klasik Kaskad Soğutma Çevrimi. [7]

40°C’de ve 4 bar basınçta şehir şebekesinden gelen doğal gaz, yabancı bileşenlerinden ayrıştırılarak 17°C sıcaklıktaki deniz suyu ile ön soğutma yapıldıktan sonra E1 eşanjörüne ulaşır. E1 eşanjöründe propan gazı ile -40°C’ye kadar soğutma yapılmaktadır. E1 eşanjöründe ısı çekerek buharlaşan propan K1 kompresöründe 11 bar basınç civarına sıkıştırılıp su ile soğutulduktan sonra 1 bar basınca kadar kısılarak E1 eşanjörüne döner ve propan çevrimi tamamlanmış olur. 3,5 bar civarında olan doğal gaz -40°C’ye E1 eşanjöründe soğuduktan sonra E2 eşanjörüne gelir ve burada etilen çevriminde -100°C sıcaklığa kadar soğur. E2 eşanjöründe etilen bulunmaktadır. Burada ısı çekerek buharlaşan etilen K2 kompresöründe 15 bar basınca kadar sıkıştırılır. Buradan E1 eşanjörüne gelir ve burada ön soğutmaya uğradıktan sonra 1 bar basınca kısılarak E2 eşanjörüne döner ve bu şekilde etilen çevrimi tamamlanmış olur. Doğal gaz E2 eşanjöründe -100°C’ye soğuduktan sonra E3 eşanjörüne gelir. E3 eşanjöründe metan bulunmaktadır. Burada 1 barda 160°C civarında doğal gazdan ısı çekerek buharlaşan metan K3 kompresöründe 25 bar basınca sıkıştırıldıktan sonra propan çevriminde E1 eşanjörüne gelir; çevrimin son kademesinde ön soğutmadan geçtikten sonra etilen çevrimine gelir. Burada -100°C civarına soğuduktan sonra 1 bar basınca kısılarak E3 eşanjörüne döndürülür. Bu şekilde metan çevrimi tamamlanır. E3 eşanjöründen geçen doğal gaz 1 bar basınca kısıldıktan sonra dengeleme ve depolama tankına gelir. Depolama tankında

sıvılaşımayan ya da çevreden ısı geçişi nedeniyle yeniden buharlaşan doğal gaz kısmı ise ya geri besleme ile LNG sistemi girişine yada kullanılmak üzere enerji santraline gönderilir. LNG sisteminin enerjisi santralden karşılanıyorsa bu enerji santrali için gerekli doğal gaz miktarı, seçilen sisteme bağlı olarak, toplam gazın %15-20'si civarındadır. Bu tür sistemlerde kullanılan her bir gaz çevrimi bir kaç soğutma kademesini içermektedir. [7]

7.3. LNG Üretim ve İthal Terminalleri

Genel olarak bir LNG üretim terminalinde aşağıdaki birimler bulunmaktadır. [2]

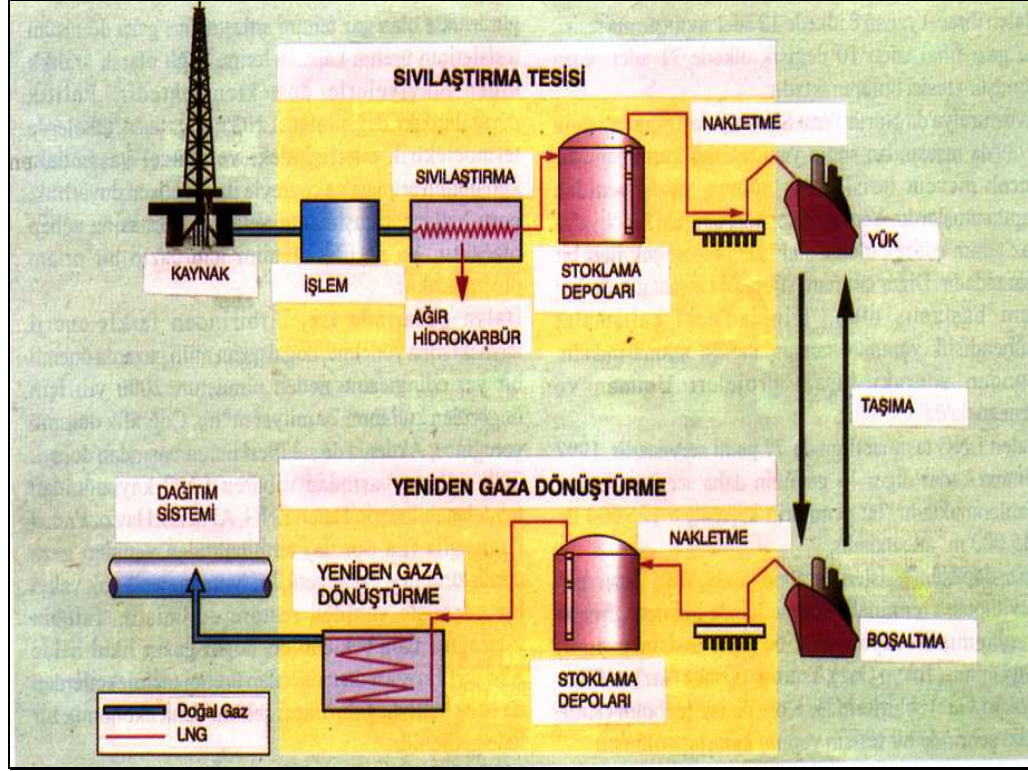
- a) Gaz alım/ölçme birimleri,
- b) Asiti gazlardan arındırma (CO₂, sülfür),
- c) Suyun alınması,
- d) Civanın alınması,
- e) Hidrokarbonların ayrıştırılması,
- f) Ayrıştırma,
- g) Sıvılaştırma,
- h) LPG'nin üretimi (eğer varsa),
- ı) NGL (doğal gaz sıvıları) üretimi,
- i) LNG'nin depolanması,
- j) LNG yükleme birimleri,
- k) Ana kullanıcılar.

Türkiye'de henüz doğal gazı sıvılaştırma terminali bulunmamaktadır. Bugün LNG, gerek tanker maliyetleri, gerekse yeni nesil sıvılaştırma ve gazlaştırma teknolojileri ile boru gazına her zamankinden daha güçlü bir rakip haline gelmiştir. Boru hattı kapasitesine bağlı olmakla birlikte ana maliyetler karşılaştırıldığında LNG, 1990'lı yıllarda 4000-5000 km'den daha uzun boru hatlarının rakibi olarak görülürken, bugün bu mesafe 2500-3000 km'ye kadar düşmüştür. Bugün kıta Avrupa'sında yapılan ve planlanan 20'ye yakın LNG projesi bulunmaktadır. Türkiye'nin de en kısa sürede LNG üretim terminaline kavuşması gerekmektedir. Tablo 7.4.de dünyadaki LNG üretim terminalleri verilmiştir. [27]

Tablo 7.4: Dünyadaki LNG Üretim Terminalleri (Ağustos 2005) [12]

ÜLKE	PROSES HATTI SAYISI	KAPASİTE milyon ton / yıl	BAŞLANGIÇ YILI
AFRİKA			
Cezayir	6	7.95	1978
Cezayir	6	8.40	1981
Cezayir	3	0.90	1964
Cezayir	3	2.80	1972
Cezayir	3	3.00	1981
Mısır	1	3.60	2005
Mısır	1	5.60	2005
Libya	3	2.30	1970
Nijerya	2	5.90	1999
Nijerya	1	2.95	2002
ASYA			
Avustralya	2	5.00	1989
Avustralya	1	2.50	1992
Avustralya	1	4.20	2004
Brunei	5	7.20	1972
Endonezya	3	2.00	1978
Endonezya	2	4.00	1983
Endonezya	1	2.00	1986
Endonezya	8	22.59	1977-1999
Malezya	3	8.10	1983
Malezya	3	7.80	1994
Malezya	2	6.80	2003
ORTA DOĞU			
Umman	2	6.60	2000
Katar	3	8.30	1997
Katar	2	6.60	1999
Katar	1	4.70	2004
Birleşik Arap Emirlikleri	3	5.60	1977-1994
KUZEY AMERİKA			
A.B.D	1	1.50	1969
GÜNEY AMERİKA			
Trinidad&Tobago	1	3.30	1999
Trinidad&Tobago	2	6.60	2002-2003

LNG ithal terminallerinde LNG depolanır, gazlaştırılır ve gaz halinde sisteme dahil edilir. Şekil 7.2. de LNG ve gaz döngüsü şematize edilmiştir.



Şekil 7.2: LNG ve Gaz Dönüşüm Şeması. [9]

7.4. Botaş LNG İthal Terminali

Doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve güvenliğinin sağlanması amacıyla BOTAŞ, LNG Terminali kurma çalışmalarına 1984 yılında başlamıştır. Yapılan ön fizibilite raporu olumlu çıktığı görülmüş, yer seçimi ve tesisin avan projesinin hazırlanması için M.W. Kellogg (İngiltere) firması ile 27.09.1985 tarihinde sözleşme imzalanmıştır. 14 Nisan 1988 tarihinde BOTAŞ ile SONATRACH (Cezayir) kuruluşu arasında, yirmi yıl süreli, senede 2 Milyar Nm³ (Normal metreküp) doğal gaz eşdeğeri LNG alım-satımı ile ilgili sözleşme imzalanmıştır. Daha sonra 24 Ekim 1995 yılında Botaş ile Sonatrach arasında yapılan ek protokol ile satın alınacak LNG miktarı 4 Milyar Nm³/yıl çıkarılmıştır. Buna ilaveten 9 Kasım 1995 yılında Nigeria LNG Limited Şirketi ile Botaş arasında yapılan bir anlaşma ile de 1.2 Milyar Nm³ doğal gaz'a eşdeğer LNG satınalma anlaşması imzalanmıştır. 2 Haziran 1988 tarihinde LNG İthal Terminali yapımı için çıkılan milletlerarası ihaleyi, fiyatı ve kredi şartları en uygun olan S.N.TECHNIGAZ - S.T.F.A. Konsorsiyumu kazanmıştır. Bu şirketler birliği ile yapım sözleşmesi 7 Ağustos 1989

tarihinde, kredi sözleşmesi 12 Eylül 1989 tarihinde imzalanmıştır. BOTAŞ LNG Terminalinin yapım çalışmaları 1994 yılının başlarında büyük ölçüde bitirilip Ağustos 1994 yılında ilk LNG gemisi Terminale Kabul edilmiştir. Terminal: iskele, depolama tankları, proses üniteleri, yardımcı tesisler ve hizmet binalarından oluşmaktadır. Terminalin iki ana fonksiyonu vardır: gelen LNG'yi boşaltmak ve depolamak, depolanan LNG'yi istenilen miktarlarda gazlaştırarak sevk etmektir.

Tesis; Kuzey Marmara kıyısında, İstanbul'dan 95 km uzaklıkta, Tekirdağ ilinin M.Ereğlisi ilçesinde, ana doğal gaz boru hattına 23 km uzaklıkta yer almaktadır. Şekil 7.3.de tesisin resmi görülmektedir. [2]



Import terminal in Turkey
Photo courtesy of CH-IV International, <http://ch-iv.com>

Şekil 7.3: BOTAŞ LNG Terminali. [16]

Gemilerle getirilen LNG, gemi pompaları kullanılarak boşaltma kolları ve Ø 30” ve Ø 6” lik borular yardımı ile terminal depolama tanklarına aktarılır. Depolama tanklarında depolanan LNG tanklarda bulunan dalgıç tipi düşük basınçlı pompalarla recondenser’e (yoğuşturucu) 10 bar basınçta basılır. Recondenser’e aynı zamanda depolama tanklarında atmosferik basınçta oluşan boil-off¹ gazını emerek 10 bara kadar sıkıştırarak gönderen kompresör çıktı gazı gelir. Gaz ve sıvı, recondenser’de 10 bar basınçta karıştırılarak yeniden sıvılaştırılır. Yeniden karıştırılarak oluşan 10 bar basınçtaki sıvı bu basınçta yüksek basınç pompalarının emişine gelir ve bu pompalarda 110 bara kadar sıkıştırılarak gazlaştırılmak için buharlaştırıcılara (ORV= Open Rack Vaporizer ve SMV= Submerged Combustion Vaporizer) gönderilir. Buralarda gazlaştırılan LNG gaz olarak ölçüm istasyonunda ölçüldükten sonra ve kokulandırma maddesi ilavesinden sonra 35-85 bar basıncında terminal’i terk eder ve Ø 24” lik yeraltı borulaması ile 23 km uzaklıktaki Önerler mevkiinde Botaşın ana iletim hattına birleşir. Terminal saatte max. 685.000 Nm³ gazı sisteme gönderecek şekilde tasarlanmış olup, yıllık gaz üretme kapasitesi 6 Milyar Nm³,dür. [26]

7.4.1. İskele

BOTAŞ LNG Terminali iskelesinde dıştan dışa iki bağlama dolphini arasındaki uzaklık 380 metredir. Üzerinde 4 adet yaslanma dolphini bulunan 110 metre uzunluğunda yaslanma hattına sahiptir. Yaslanma hattındaki deniz derinliği 16 metredir. İskele 40.000 – 130.000 m³ LNG taşıyan gemileri yanaşacak şekilde tasarlanmıştır. Yaslanma dolphinleri 250/200 ton çekme kuvvetine dayanacak şekilde tasarlanmıştır. İki dış yaslanma dolphin’i 4 adet; iki iç yaslanma dolphin’i 2 adet bağlama kancasına sahiptir. 6 adet bağlama dolphin’i vardır. Her bir bağlama dolphin’i 180 ton çekme kuvvetine dayanacak şekilde tasarlanmıştır. Her birinin üzerinde 3 adet bağlama kancası bulunur.

İskelede 3 adet Ø 16” ‘lik sıvı boşaltma kolu, 1 adet Ø 12” ‘lik gaz kolu mevcuttur. Kollar hidrolik kontrollü ve karşı ağırlıklarla balanslanmış olup, her durumda dengede olacak şekilde tasarlanmıştır. Her kolun ucunda gemi manifold’ları ile kolay

¹ Depolama tankının üst seviyesinde istem dışı oluşan, LNG’nin gaz haline denir.

bağlanması için çeneli hidrolik olarak kumanda edilen hızlı açma-kapama sistemi mevcuttur. Ayrıca, acil durumlarda tankerin iskeleden tehlikesizce ve hızla ayrılmasını sağlayabilecek “PERC” sistemi mevcuttur. İskele üzerinde LNG analizi için gerekli ekipmanlar; gemiye içme suyu, sıvı azot verebilecek tesisat; gaz azot, servis/yangın suyu, enstrüman havası gibi, yardımcı servis hatları da yer almaktadır.

Gemi boşaltma şartları;

Boşaltma hızı: 10.900 m³ LNG/saat

Boşaltma basıncı: 5 bar

Boşaltma sıcaklığı: -165 °C [2]

7.4.2. LNG depolama tankları

BOTAŞ LNG Terminali tankları: toprak üstü, zemine oturtulmuş, çift çelik konteynırlı, çevresi tamamen betonarme duvarla sarılmış olarak tasarlanıp ve imal edilmiştir. Yapım maliyetinin düşük olması için toprak üstü tank tipi seçilmiş ancak, Terminalin 1. derecede deprem kuşağı içinde kaldığı dikkate alınarak tank yüksekliği, çapına göre düşük tutulmuştur. 41 m yarıçapında, yaklaşık 20 m yüksekliğinde olan iç tank %9 nikelli çelikten imal edilmiştir. İç tankın üstünde alüminyum alaşımlı asma tavan bulunmaktadır. Asma tavan 2 m kalınlığında cam yünü ile kaplanarak izole edilmiştir. Gaz sızdırmazlığını temin etmek ve iç tankta oluşabilecek küçük sızıntıları önleyebilmek amacıyla inşa edilen dış tankın yarıçapı 42,5 metredir. Tabandan itibaren ilk 3 metresi %9 nikelli çelikten, diğer kısımları karbon çeliğinden imal edilmiştir. Tank çatısını taşır. Tank çatısının üst noktasından tabana olan mesafe yaklaşık 39,5 metredir. İç tankın dış cidarı 12 mm(milimetre) kalınlığında cam yünü ile kaplanmıştır. İç tank ile dış tank arasında geri kalan boşluk genişletilmiş perlit ile doldurularak termal yalıtım sağlanmıştır. Tabanda ise bu görevi foam-glass tabakası görmektedir. İç tankın altındaki perlitli beton bloklar hem yükü taşırken, hem de termal yalıtımı temin etmektedir.

Tankların en dışında bulunan 70 cm kalınlığındaki, gerilmeli ve kesintisiz dökülmüş beton duvar ise her iki metal konteynırdan sızabilecek sıvıyı tutarak terminal

emniyetini arttıran bir rol üstlenmektedir. Bu yüzden bu duvarların iç cidarının ilk 4 metresi soğuğa karşı dayanıklı bir astar ile kaplanmıştır. Emniyet açısından tankların tüm giriş ve çıkış borulamaları tank kubbesinden yapılmaktadır. Tank yan yüzeyini çepeçevre saran bu beton aynı zamanda tankı dışarıdan olabilecek çarpmalara karşı korur. Tank içinde LNG tabakalaşmasını önlemek için tanklar alttan ve üstten doldurulabilecek şekilde tasarlanmıştır. Ayrıca, tank içi ve tanktan tanka dolaşım imkânları da bulunmaktadır. Tank içindeki sıvılaştırılmış doğal gazın her seviyedeki sıcaklığını, yoğunluğunu sürekli izlemek mümkündür.

Tank temelinde toprağın donmasını önlemek için taban, 6 adet termostat kontrollü ısıtıcı tarafından yaklaşık 5°C'ye ısıtılır. Tank tabanı ve iç-dış tanklar arasındaki perlit dolu boşluk azot gazı basıncı altında tutulmakta, muhtemel bir sızıntının varlığını başlangıçta tespit etmek için azot gazı çıkışında metan gazı aranmaktadır. Tanklarda ayrıca oksijen analizörleri ve LNG numune alma noktaları da bulunmaktadır.

Tankların tasarım basıncı 150 mbar(milibar), işletme basıncı 1090 mbar'dır. Normal operasyonda tank basıncı gaz kompresörlerinin kapasite kontrol sistemleri ile kontrol edilir. Baca vanası 125 mbar'a ayarlanmıştır. Her bir tankta 4'ü bacaya (135 mbar'a ayarlı), 3'ü atmosfere açılan 7 emniyet vanası bulunmaktadır. Tankları vakumdan korumak için: 15 mbar'a ayarlanmış doğal gaz hattı, 10 mbar'a ayarlanmış azot gazı hattı ve -1,8 mbar'a ayarlanmış atmosfere açılan vakum emniyet vanaları mevcuttur.

LNG depolama tankı sayısı : 3 adet

LNG depolama kapasitesi : 3 X 85000 m³ LNG [26]

7.4.3. Gazlaştırma ve sevkiyat

Düşük basınç pompaları: Her tankta üç'er adet dikey, kuyu tipi, "Cryostar" firması yapımı düşük basınç pompası bulunmaktadır. Nominal gücü 185 kW olan motorlar tarafından tahrik edilen pompalar 4 kademelidir. Tanklarda atmosferik şartlarda depolanan LNG'yi 15,8 bar'a kadar basınçlandırabilen bu pompaların her birinin kapasitesi 300m³LNG/h'dir. Kavitasyona, vibrasyona ve aşırı akıma karşı korumaları

olan pompalar vasıtasıyla LNG, tanklardan recondensere ve/veya soğuk tutulması gereken hat ve ekipmanlara yaklaşık 9-10 bar basınçta sevk edilir.

Kompresörler: Sistemde, “Dresser Rand” firmasınca imal edilmiş iki adet “boil-off gas”, iki adet “ship unloading-gas¹” kompresörü ve bir adet hat kompresörü bulunmaktadır. “Boil-off gas” ve “ship unloading-gas” kompresörlerinin görevleri aynı olup, sadece kapasiteleri farklıdır. Bu kompresörler normal durumda ve gemi boşaltma esnasında depolama tanklarından buharlaşarak oluşan atmosferik şartlardaki gazı 9-10 bar’a sıkıştırarak, tekrar yoğunlaştırılmak üzere recondensere gönderirler. Eğer ulusal boru hattına sevkiyat yoksa dolayısıyla tanklardan recondensere LNG akışı yoksa kompresörlerden çıkan sınırlı miktarda gaz hat kompresörü ile basınçlandırılarak direkt olarak boru hattına verilir.

“Boil-off gas” ve “ship unloading-gas” kompresörleri kreyojenik şartlarda çalışan, pistonlu, iki kademeli, yağsız tip kompresörlerdir. Emiş basınçları 1,01 bara, emiş sıcaklığı -80°C; çıkış basınçları 10,9 bara, çıkış sıcaklığı minimum -7°C’dir. “Boil-off gas” kompresörünün her kademesinde çift etkili bir silindir varken, “ship unloading-gas” kompresörünün her kademesinde çift etkili üç silindir mevcuttur. “Boil-off gas” kompresörünün maksimum kapasitesi 7.345 Nm³/h’dır. %50, 75, 100 kapasite değerlerinde çalışabilir. Gemi boşaltma işlemlerinde veya anormal durumlarda yüksek miktarlarda oluşan “boil-off gas” ‘ alabilmek için konan “ship unloading-gas” kompresörlerinden her birinin maksimum kapasitesi 18.300 Nm³/h olup, %50, 66, 78, 83, 100 kapasite değerlerinde çalıştırılabilir.

Hat kompresörü, her kademesinde çift etkili bir silindiri olan, iki kademeli, pistonlu, yağlı tip kompresördür. Emiş basıncı 9,5 bar, sıcaklığı minimum -7°C; çıkış basıncı 77 bar, sıcaklığı 45°C olacak şekilde tasarlanmıştır. Kapasitesi 7.130 Nm³/h olup, %34, 50, 75, 100 kapasitelerle çalışabilir.

¹ Geminin yükleme yapmadığı zaman.

Recondenser: Kompresörlerin gönderdiği “boil-off” gazın tanklardan gelen LNG ile tekrar yoğunlaştığı ekipmandır. Çalışma basıncı 9,5 bar olan recondenser iç içe geçmiş iki silindirden meydana gelmiştir. İç silindirde, gaz-sıvı temas yüzeyini arttırmak için dolgu maddesi bulunmaktadır. Kompresörlerin kapasite kontrolü recondensere beslenen gaz/sıvı oranına göre tasarlanmıştır. Bu ekipmanın diğer bir görevi de yüksek basınç pompaları için besleme tankı vazifesini görmektir. Bu nedenle recondenser’de sıvı seviye ve basınç kontrolü önem arz etmektedir.

Yüksek basınç pompaları: Terminal’de “Sulzer” firmasınca imal edilmiş 18 kademeli, dikey, 5 adet basınç pompası bulunmaktadır. 1400 kW’lık motor tarafından doğrudan tahrik edilen bu pompalardan her birinin kapasitesi 330 m³/h’dir. Pompa emiş basıncı 9-10 bar, çıkış basıncı 110 bar’dır. Çalışma sıcaklığı -160°C’dir.

Deniz suyu ile buharlaştırma üniteleri ORV: Yüksek basınç pompaları ile basınçlandırılan LNG’yi gazlaştırmak için Terminal’de, birbirleri ile paralel çalışan üç adet deniz suyu ile buharlaştırma ünitesi mevcuttur. Deniz suyu pompaları ile denizden filtre edilerek alınan deniz suyu tüplerin dış cidarından aşağıya doğru akarken, -160°C da 82 bar basıncında LNG tüplerin içinden, alttan beslenir. LNG dıştan akan deniz suyunun ısısını alarak gazlaşır hat basıncında ve min. 0°C’da üniteyi terk eder. Bir ünitenin yukarıdaki şartlarda gazlaştırma kapasitesi 400 m³/h LNG’dir. Bu kapasite için gerekli olan +8°C sıcaklıktaki deniz suyu miktarı 8.000 m³/h’dir. Üniteyi terk eden deniz suyu sıcaklığındaki düşüş yaklaşık 4°C kadardır. Üç deniz suyu ile buharlaştırma ünitesinden ikisi Terminalin kuruluş aşamasında konmuştur. Üçüncü ünite daha sonra yapımı öngörülen Extension (genişleme) Projesi dâhilinde konması öngörülmüştür. Bu extension projesi gerçekleştirilmiş ve bu kapsamda üçüncü deniz suyu ile buharlaştırma ünitesi konmuştur. 2000 yılı sonlarına doğru devreye alınmıştır.

Deniz suyu ile LNG gazlaştıran sistemlere (ORV) deniz suyu basan pompalar: Extension projesi gerçekleştirilmeden mevcut olan iki ORV için 4 adet (her birinin kapasitesi 4.100 m³/saat) deniz suyu pompası vardır. Extension projesi ile 3. ORV

konmuş olup, buna bağlı olarak aynı proje kapsamında mevcut olan pompalarla eşdeğer kapasitede iki adet deniz suyu pompası ilave edilmiştir. Bu üç ORV'ye 6 deniz suyu pompası ile yeterince su basılacak durumdadır. Diğer taraftan extension projesinin bir amacı da ORV'leri sürekli ve ekonomik olarak yüksek kapasitede çalıştırabilmek için Terminal yakınında bulunan TRAKYA ELEKTRİK A.Ş.'den ısıtılmış soğutma suyunun alınıp pompalarla bu üç ORV'ye aktarılması işini de kapsamaktaydı. Extension projesi ile bu durum da gerçekleştirilmiştir. Her birinin kapasitesi 4.000 m³/saat olan 4 adet sıcak su pompası konmuştur. TRAKYA ELEKTRİK A.Ş. Elektrik Santrali çalıştığı ölçüde konan pompalardan üçü ile 3 ORV için yeterli sıcak su alınabilmektedir. TRAKYA ELEKTRİK A.Ş. Elektrik Santrali çalıştığı ve yeterince sıcak su sağladığı ölçüde buradan alınan su çok ekonomik olduğundan ORV'lerdeki LNG gazlaştırmaları için bu sistem kullanılmaktadır. TRAKYA ELEKTRİK A.Ş. Elektrik Santrali devre dışı kaldığı durumda deniz suyu pompaları kullanılmaktadır.

Gaz yakıtlı buharlaştırıcılar SMV: Terminal'de, deniz suyu kullanan buharlaştırıcılar ile paralel çalışabilen dört adet gaz yakıtlı buharlaştırıcı mevcuttur. Bu ünitelerde; LNG, su banyosu içine batmış tüp demeti içinden geçerken gazlaşır ve 0°C'ın üzerinde sistemi terk eder. Isı, su içindeki brülörün doğal gaz-hava karışımını yakmasından çıkan sıcak yanma gazlarının doğrudan suyun içine enjekte edilmesiyle sağlanır. Bu yöntemle, gazların karıştırma özelliğinden de faydalanarak iyi bir ısı aktarma ortamı oluşturulur. Bacadan kaçan su buharı, banyoda kondense olan yanma gazı içindeki su buharı ile ikame edildiğinden sisteme devamlı su beslemesine ihtiyaç yoktur. Gaz yakıtlı buharlaştırıcıların kullanılması ekonomik olmadığından; ancak, deniz sulu buharlaştırıcıların devre dışı kaldığı durumlarda (bakım-onarım, düşük deniz suyu sıcaklığı nedenleriyle) veya Terminal'den büyük miktarlarda gaz sevkiyatı istenildiğinde bu üniteler çalıştırılmaktadır. [26]

7.4.4. Extension (genişleme) projesi

Terminalin yüksek kapasitede sürekli ve ekonomik çalışırılığını sağlamak için terminal projelendirilirken daha sonra konması öngörülen ekipmanları ilave etmek ve terminalin hemen yanında kurulan Trakya Elektrik AŞ.'ye ait Elektrik Santralinden

atılan ısınmış soğutma suyunun ısısından faydalanarak LNG'nin gazlaştırılması sağlamak için gerekli ekipmanların montajını yapmak için ihaleye çıkmıştır. İhale Tokar – Atlas Konsorsiyumu'nda kalmış ve 27.05.1999'da adı geçen bu konsorsiyumla projenin gerçekleştirilmesi için sözleşme imzalanmıştır. Extension projesinin gerçekleşmesi 2000 yılının sonlarına doğru büyük ölçüde tamamlanarak sistem devreye alınmıştır. Proje aşağıdaki işleri kapsamıştır.

1. Trakya Elektrik AŞ.'ye ait elektrik santralinden sıcak su sağlama sistemi:

a) Santralden Ø 60" lik sıcak su alma hattı,

b) 2.200 m³ kapasiteli su depolama havuzu. (betondan yapılmıştır),

c) Her birinin basma kapasitesi 4.000 m³/saat sıcak su olan 4 adet sıcak su pompası,

d) Sıcak suyu deniz suyu ile buharlaştıran üç adet üniteye taşıyan ve dağıtan Ø 52" lik iletim ve dağıtım hattı,

e) Sistemde deniz canlılarının üremesini önlemek için deniz suyundan hipoklorit üreten klorlama ünitesi.

2. Deniz suyu ile LNG buharlaştırma Ünitesi (3 ORV):

a) Bir adet, mevcut olan deniz suyu ile buharlaştırma ünitelerine eşdeğer kapasitede.

3. Deniz suyu basma pompaları:

a) 2 adet, mevcut olan deniz suyu basma pompalarına eşdeğer kapasitede. [2]

7.4.5. Telekomünikasyon sistemi

LNG Terminali, BOTAS'ın Genel Müdürlük ve diğer tüm işletmelerinin de bağlı olduğu Telekomünikasyon sistem ağına bağlıdır. Terminal içindeki operasyon ve bakım işletme, bakım, teknik emniyet ve yangın ünitelerince tehlikeli saha sınıfına uygun özelliklerdeki ex-proof (yanmaz) özellikteki telsizler ve saha telefonları ile yapılmaktadır.

Ayrıca terminaldeki kritik ekipmanların çalışmaları ile proses değerleri Ankara'daki Doğal Gaz İşletmeler Müdürlüğü'ndeki ulusal doğal gaz hattı şebekesi kontrol merkezinden SCADA Sistemi vasıtasıyla on-line olarak izlenmektedir. [2]

7.4.6. Ölçüm, kontrol ve veri edinme sistemi

LNG Terminali proses sahasında bulunan tüm ekipmanların kontrolü, her türlü proses değerleri ile oluşan arıza ve alarm durumları, bu değerlere göre ilgili ekipmanların devreye alma/ çıkarma ve açma/ kapama işlemleri ile kabul edilemez işlem şartlarında ikaz, alarm ve emniyet durumları kontrol odasındaki DCS sistemi ile kontrol edilmektedir.

Sahadaki tüm ekipmanlardan alınan analog/ dijital değer ve alarmlar kontrol binasındaki PLC'ler üzerinden mevcut sistemde gözlenmektedir. Ayrıca her biri bağımsız kontrol ve ölçüm sistemi olan;

- a) Depolama tanklarındaki Telegauging Sistemi,
- b) Terminal çıkışındaki ölçüm sistemi ve akış bilgisayarları,
- c) Klorlama ünitesine ait kontrol ve ölçüm sistemi, mevcut DCS Sistemine veri iletmektedir.

Telegauging Sistemi; tanklarda depolanan LNG'nin seviye, sıcaklık ve yoğunluk değerlerini birbirinden bağımsız olarak ölçen Level Gauge ve LTD Sistemlerinden oluşmaktadır. Bu sistemlerden Level Gauge Sistemi; tank içindeki LNG seviyesinin iki farklı noktadan gözlenmesini sağlayarak tankların dolmuş ve boşaltımının planlanmasını, seviyenin belirlenen limitlerden düşük ya da yüksek olması durumunda ise kontrol sistemine alarm sinyalleri göndererek terminalin güvenliğini sağlamaktadır. LTD Sistemi ile seviye-sıcaklık-yoğunluk değerleri gözlenerek tank içindeki LNG hareketi kontrol edilmekte, oluşabilecek katmanlaşmalar sonucu olası bir rollover'ın önlenmesi sağlanmaktadır. [26]

7.4.7. Yardımcı tesisler ve diğer üniteler

Ölçüm sistemi üzerlerinde orifice bulunan 3 adedi 20 inch, 1 adedi ise 6 inch çapındaki 4 paralel hattın oluşmaktadır. Her bir hattın geçen gaz ayrı ayrı akış bilgisayarları ile ölçülmekte ve supervisory bilgisayarı ile ölçülen değerler DCS sistemine aktarılmaktadır.

Ilık su havuzu klorlama sistemi, sahadaki paneli üzerinden kontrol edilmekte olup ölçüm ve alarm değerleri de mevcut sisteme iletilmektedir.

Yangına ve aşırı soğuk ortamın tehlikesine karşı aktif ve pasif mücadele sistemleri olan; Yangın algılama ve alarm sistemi, Kuru kimyevi sistemi, yangın ve deluge sistemi, köpük sistemi, halon sistemi mevcuttur.

İşletmede ayrıca servis suyu, içme suyu, soğutma suyu sistemleri, enstrüman hava tesis sistemi, sıvı ve gaz azot sistemleri, gaz analiz sistemi, gemi bağlama kancaları kontrol sistemi, dizel yakıt sistemi, kokulandırma sistemi, kesintisiz güç kaynakları, acil durum jeneratörleri de bulunmaktadır. [2, 26]

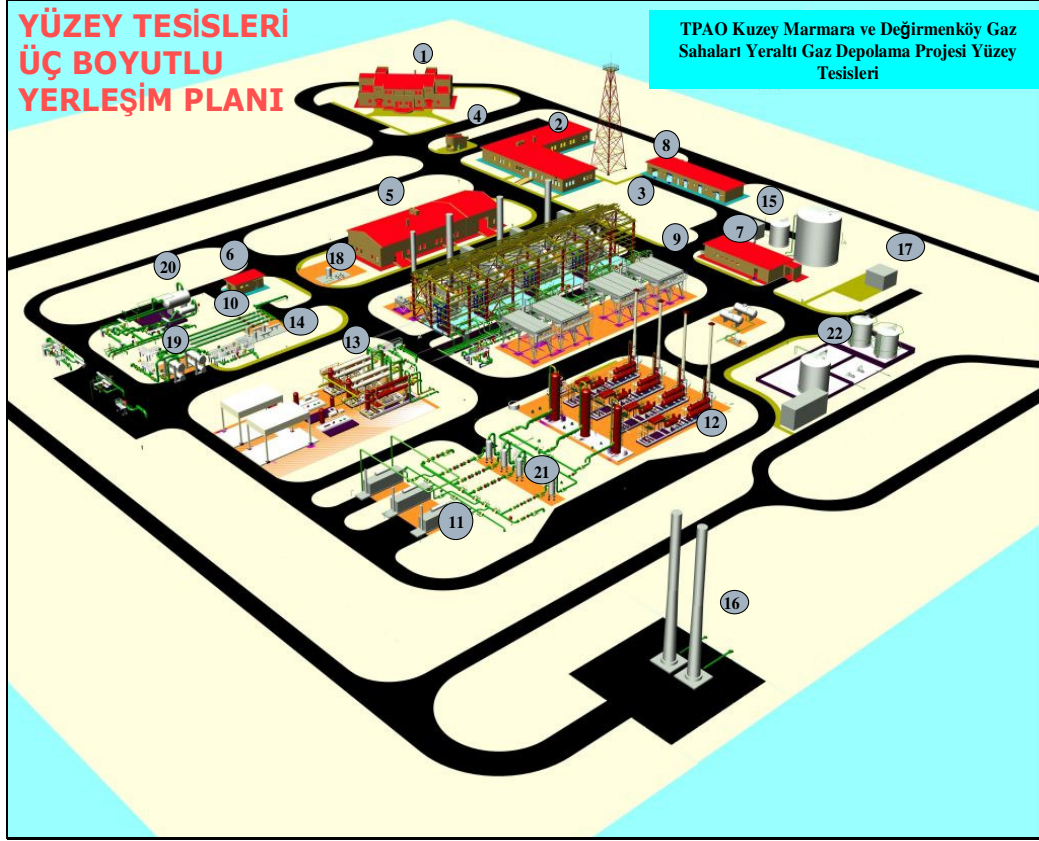
8. MALZEME ve YÖNTEM

8.1. Genel (Kuzey Marmara ve Değirmenköy Yeraltı Gaz Depolama Sahaları Proses Analizi)

Eskiden doğalgaz sahası olan Kuzey Marmara ve Değirmenköy bölgesi, şimdi yer altı doğalgaz depolama sahası olarak kullanılmaktadır. Eski sistem geliştirilip, genişletilerek iki bölge için yeni uygulamaya uygun ortak bir tesis oluşturulmuştur. Bu ortak tesis gazı uygun hale getirip, miktarını ölçüp, basınçlandırıp BOTAS boru hattından depolama sahasına enjekte işlemini yapar. Gerektiğinde ise gazı geri üretip tekrar uygun hale getirip, basınç ayarlamasını yapıp, miktarını ölçüp, tekrar BOTAS boru hattına basabilmektedir. Ortak tesise ek olarak her iki depo sahası için kuyuların bulunduğu gaz toplanma noktaları oluşturulacaktır, böylece birincil ayırım ve glikol enjektisi sağlanacaktır. Kuzey Marmara deposunun toplanma noktasında ilk ayırışma uygulanmamaktadır.

Gaz 24" lik BOTAS boru hattından temin edilmektedir. Gaz Kuzey Marmara deposuna 20" boru hattı ile Değirmenköy deposuna 16" boru hattı ile nakledilmektedir. Bu boru hatları hem gazı basabilmek hem de gerektiğinde geri üretebilmek için çift yönlü akışa göre tasarlanmıştır. Şekil 8.1. de tesisin üç boyutlu yerleşim planı görülebilir.

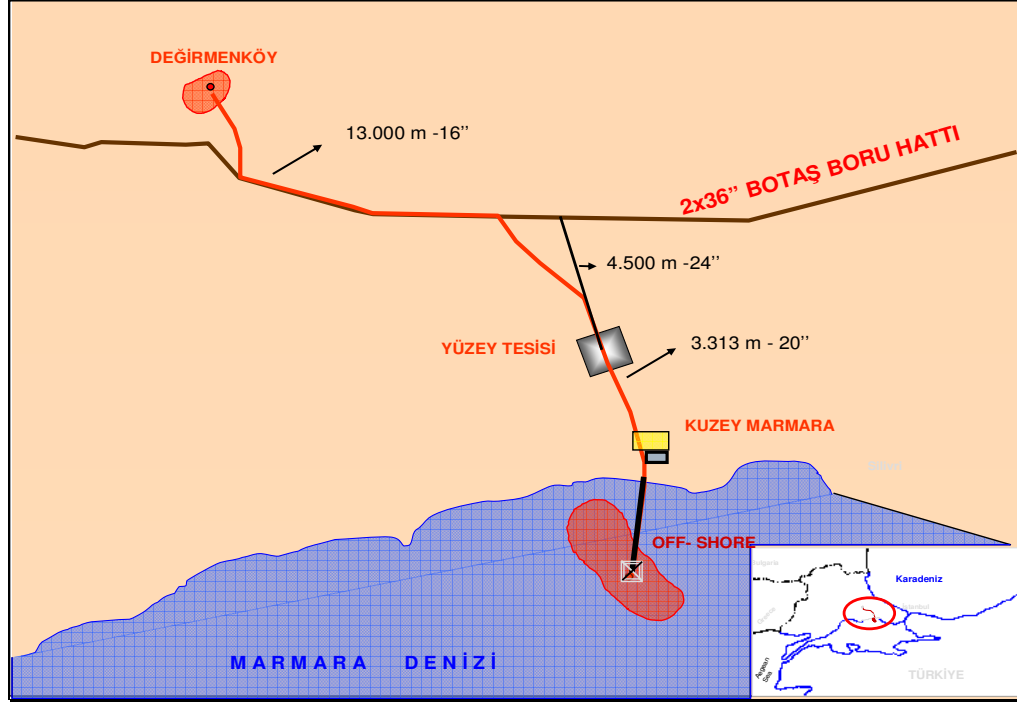
Botas boru hattı ile depo basıncına ve kuyu performansına bağlı olarak; gaz enjekte ve geri üretim işlemi, basınçlandırma yapılarak veya yapılmayarak gerçekleştirilir. Basınçlandırma, normal gazı enjekte süreci olacaktır. Gazın genişleşerek başlayan geri üretim süreci, BOTAS boru hattına gas enjektisi için tercih edilen bir işlem olmalıdır. Bununla birlikte ortak tesis ve ekipmanlar depo basıncı, kuyu basıncı ve boru hattı basıncıyla belirlenen sınırlar içinde tasarlanan akış oranının tamamını karşılayabilecek şekilde tasarlanmıştır.



Şekil 8.1: K.Marmara ve Değirmenköy Gaz Sahaları Yeraltı Gaz Depolama Projesi YüzeY Tesislerinin Üç Boyutlu Yerleşimi. [19]

Açıklamalar:

1. Misafirhane, 2. İdari bina, 3. Kompresör Binası, 4. Kapı Güvenlik, 5. Atölye, 6. Gaz Analiz Binası, 7. Yangın Söndürme Sistemi, 8. Elektrik Binası, 9. Gaz Soğutucuları, 10. Gaz Ölçüm Ünitesi, 11. Ön Isıtıcı, 12. Gaz Kurutma Ünitesi, 13. Hidrokarbon Çiğlenme Noktası Ayarlama Ünitesi, 14. Yakıt Gazı Sistemi, 15. İçme Suyu Ünitesi, 16. Baca, 17. Atık Su Arıtma Ünitesi, 18. Azot Depolama ve Gazlaştırma Ünitesi, 19. Giriş Gaz Filtreleri, 20. Serbest Sıvı Yakalama Ünitesi, 21. Yüksek Basınç Kondenseyt Separatörü, 22. Düşük Basınç Kondenseyt Separatörü



Şekil 8.2: Tesisin ve Gaz Depolama Sahalarının Harita Üzerindeki Yeri. [19]

Bu sistem iki deponun aynı anda veya bağımsız olarak çalışabileceği şekilde tasarlanmıştır.

Bu sistem aynı zamanda aşağıdaki ihtiyaçları karşılayabilmek için tasarlanmıştır:

- Gaz enjekte prosesinde maksimum akış oranını $491.666 \text{ Nm}^3/\text{h}$, minimum akış oranını $170.833 \text{ Nm}^3/\text{h}$ olarak sağlayabilecek şekilde. İki alan için paylaşım:
 $395.833 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (maks.) ve $145.833 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (min) Kuzey Marmara için.
 $95.833 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (maks.) ve $25.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (min) Değirmenköy için.
- Gazı geri üretme prosesinde maksimum akış oranını $625.833 \text{ Nm}^3/\text{h}$, minimum akış oranını $250.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ olarak sağlayabilecek şekilde. İki alan için paylaşım:
 $480.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (maks.) ve $208.333 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (min) Kuzey Marmara için.
 $145.833 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (maks.) ve $41.667 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (min) Değirmenköy için,
- Gazın bileşimindeki hidrokarbon ve suyun uygun çığlenme noktasında olması, (Gaz bileşimindeki su ve hidrokarbon basıncının artmasıyla çığleşmeyecek. Botaşın istediği spesifikasyon değerleri; Su çığlenme noktası 39 bar basınçta $-8 \text{ }^\circ\text{C}$, hidrokarbon çığlenme noktası $67.5 \text{ barda } 0 \text{ }^\circ\text{C}$. Botaş gazı zaten bu şartları sağlıyor,

fakat geri üretim sırasında gaz temiz gelmediği için hidrokarbon ve su oranı değerleri önemlidir).

d) Depolama sürecinde gazın bileşimindeki değişikliklere uygun olması, (Rusya gazının metan oranı ile depodaki yastık gazının metan oranı aynı değil)

e) Basma ve geri üretim modu döngüsünün genel durumu için otomasyonun en uygun seviyede çalıştırılması,

f) En yüksek güvenlik seviyesini sağlayabilmesi,

g) Herhangi bir zamanda gazı enjekte ve geri üretime işlemini sağlayabilecek yüksek çalışma esnekliğini verebilmesi,

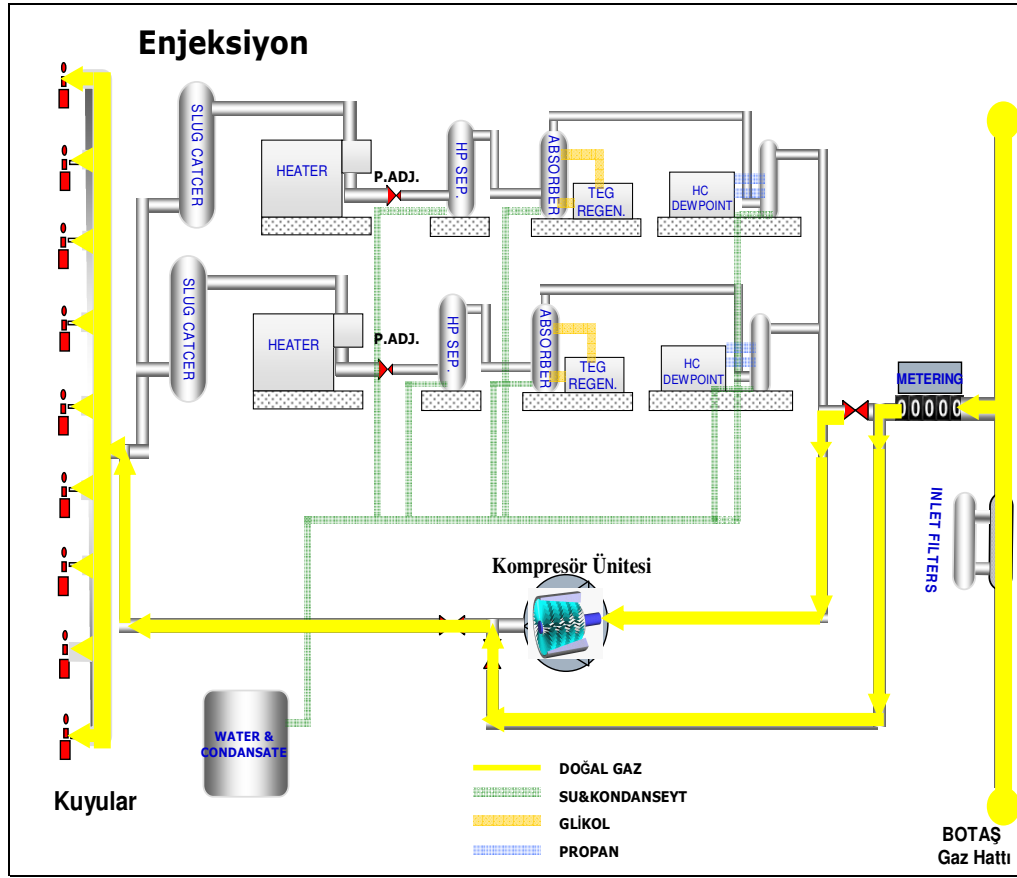
h) Gazın potansiyel CO₂ içeriğinden kaynaklanan korozyonu azaltmak, düşürmek (Gazın içerisindeki CO₂, suyla birleşerek karbonik aside dönüşmekte ve boru hattında korozyona sebep olmakta, bunun için korozyon önleyici inhibitör kullanıcaz geri üretim sırasında)

i) Boru hatlarında pig operasyonuna imkan tanıyabilmeli.

Sistemdeki boru çapları, uygun debiyi ve gaz hızını sağlayacak şekilde dizayn edilmiştir. Maksimum gaz hızı 25 m/sn'dir, sistemdeki dizayn 15-20 m/sn arasındadır.

Sistem içerisinde birçok noktada ani kapatma vanaları mevcuttur. Belli noktalarda izolasyon sağlamak veya basıncısızlaştırma işlemi yapabilmek için bu vanalar kullanılmaktadır. Sistemde iki çeşit küresel vana kullanılmıştır. Bunlar POV ve MOV olarak adlandırılmaktadır. POV vanalar hava ile çalışan vanalardır. Bu vanalar tam açık ve tam kapalı konumda çalışırlar, en iyi izolasyonu sağlarlar. Fakat vananın iki tarafındaki basınç değer farkı 2 bardan fazla ise bu vanalar zarar görürler, bu yüzden vanayı açmadan önce her iki taraftaki basıncı eşitlemek için 2'' lik globe vanalar bypass hattı olarak kullanılır. MOV vanalar elektrik ile kumanda edilen vanalardır. Bu sayede vana açıklığı ayarlanabilir. Bu vanalar sistemdeki gerekliliklerine göre yerleştirilmişlerdir. Genel olarak ana vanalar operasyonlar için, küçük vanalar basınçlandırmada kullanılır. [19]

8.2. Gaz Enjektisi



Şekil 8.3: Gazın Enjeksiyon Şeması. [19]

8.2.1. Gazın filtreden geçirilmesi

Gaz sisteme 24'' lik 4500 m uzunluğundaki Botaş boru hattından gelmektedir. Bu hatttan gelen gazın kuru ve temiz olduğu varsayılmaktadır. Fakat genede gaz bir ön filtremeden geçirilmektedir. Çünkü gazın içinde su ve istenmeyen parçacıklar olabilir.

Dışarıdan alınan gazın basıncı 50 bar ile 75 bar arasında değişmekte, sıcaklığı ise 5/23°C arasında değişmektedir. Filtreler gazın akış yönünün tersine konmuştur ve gaz ilk olarak filtrelerden geçerek sisteme girer. İki adet filtre vardır, biri devamlı çalışan diğeri yedek. Her filtre, maksimum basma 491.666 Nm³/h' lik akış miktarı için tasarlanmıştır. Katı ve sıvı zerreler 5 mikron boyutuna kadar süzülür. Filtreleme ünitesinde maksimum basınç düşüşü 0.5 bar olur.

Süzme üniteleri iki paralel hat olarak yerleştirilir. Her hat otomatik olarak çalışan bir valf, elle kontrol edilen bir valf ve bu valflerle uygun olarak çalışan bir filtreden oluşur. Filtre yatay tiptedir. Filtrelemede ilk kısımda bütün halindeki sıvı parçaları ve zerrecikleri tutabilen bir kartuş, ikinci kısımda ise birleşmiş sıvı zerreleri tutabilecek vana paketi bulunur.

Eğer bu işlem sırasında basınç düşüşü fazla olursa veya karterdeki sıvı seviyesi aşırı artarsa filtre görev yapmıyor demektir ve sistem otomatik olarak çalışan filtreyi kapatıp, diğer filtreyi aktif hale getirir. Burada sıvı seviyesini gösteren bir gösterge vardır. Göstergede dereceler vardır; çok düşük (%10) , düşük (%20), yüksek (%80), çok yüksek (%90). Eğer seviye çok düşük veya çok yüksek olursa sistem kendini hemen diğer filtreye yönlendirir.

Burada birde düşük basınçlı sıvı ayırıştırıcısı vardır. 15 bar tasarım basıncı, 10 bar işletme basıncı vardır. Filtrede biriken sıvılar ve sistemdeki bütün atık sıvılar buraya aktarılır. Bu ayırıştırıcı 3 fazlıdır. Yoğunluk farkından faydalanarak suyu, gazı ve hidrokarbonik sıvıları birbirinden ayırır. Her sıvıyı ilgili tanklara gönderir. [19]

8.2.2. Gazın ölçülmesi

Filtrelemeden sonra gaz ölçüm ünitesine girer. Bu ünite bize depolamaya giren ve çıkan gazın miktarını verir. Burada toplam 4 adet ölçüm hattı vardır. Gaz enjekte ve geri üretim sürecinde bu üniteye her hat, en yüksek geri üretim miktarının 1/3 'ünü ölçecek şekilde tasarlanmıştır. Böylece maksimum seviyede iken 3 hat kullanılıp, biri daima yedekte tutulmaktadır.

$$625.833 \text{ Nm}^3/\text{h} / 3 = 208.611 \text{ Nm}^3/\text{h}.$$

Faturalandırma en düşük akış oranına göre yapıldığı için bu şekilde en hassas ölçüm yapılmış olmaktadır.

Normal çalışma şekli için hatlar paralel ve tek yönlü olarak yerleştirilmiştir. Çalışma anında kullanılacak olan hat motor tahrikli valf tarafından seçilir. [19]

Her hatta bir orfiz yerleştirilmiştir. Orfiz dış çapı boru ile aynı iç çapı ise daha küçük olacak şekilde yerleştirilmiştir. Gaz buradan geçerken bir basınç düşümü olacaktır. Böylelikle bir fark basıncı oluşturulacaktır. Hattın başındaki ve sonundaki sensörler anlık olarak basınç değerlerini bilgisayar odasındaki akış ölçere gönderir. Hat basıncı, gazın sıcaklığı, yoğunluğu ve fark basıncı değerleri belirlenerek akış ölçer tarafından debi ölçülür. Bu ölçüm dünya standartlarında belli formüller ışığında yapılır ve en güvenilir ölçüm şeklidir. Hatta maksimum basınç düşümü 0.5 bar olur. Ölçülen akış miktarı toplanır, basma ve geri üretim işlemleri için ayrı ayrı kaydedilir.

8.2.3. Diğer servisler

A 2'' hattı depolanacak olan ve kullanım için geri üretilen gazı analiz sistemine göndermek için; ölçme bölümünden sonra çekilmiş olan bir hattır. Ayrıca bu bölümde sistem araçlarını, basınç kontrol valflerinin çalışmaması durumunda aşırı basınçtan korumak için iki adet ani kapatma valfi bulunmaktadır.

A 4'' hattı yakıt gaz sistemine gaz temin eden bölümdür. Bu hat ayrıca botaş boru hattının herhangi bir operasyon için kullanımında ortak tesisin giriş ve çıkış hattına bağlanabilir. Depolanmış gazın başka amaçlar için kullanımında ölçme ünitesinde ölçülebilmesi için de bu hat kullanılabilir.

Acil durumda filtreleme ve ölçme ünitesi sistemden ayrılabilir ve ilgili vanalar kullanılarak gaz basıncı düşürülebilir. [19]

8.2.4. Gazın basınçlandırılması

Eğer Botaş boru hattı basıncı depo basıncından yüksekse, gaz basınçlandırma işlemine tabi tutulmadan direkt olarak depo sahasına gönderilebilir. Fakat bu durum sadece Değirmenköy depo sahası için uygulanabilmektedir. Kuzey Marmara depo sahasının en düşük kuyu basıncı değeri (96.6 bar) maksimum boru hattı basınç değerinden (75 bar) yüksek olduğu için, basınçlandırma işlemi yapılmak zorundadır. Basınçlandırma işlemi olmadan yapılacak olan gas basma işleminde gaz, filtre edilip ölçüldükten sonra kontrol sistemi tarafından by-pas hattına aktarılır. Akış kontrol

valfi, giriş akış ölçme sinyalini ve akış kontrol belirleme noktasını kullanarak, akış debisini kontrol eder.

Eğer Botaş boru hattı basıncı depo basıncından düşükse, gaz filtrelendikten ve ölçüldükten sonra basınçlandırma ünitesine gönderilir. İki saha için enjeksiyon işlemi ayrı ayrı veya aynı anda yapılabilmektedir. Kompresörlerin giriş ve çıkışında ikişer manifold vardır, bu da her kompresör için iki ayrı sahaya enjeksiyon yapabilme olanağını sağlar. Operasyon açısından işletmeye kolaylık sağlar.

İşlem çeşitliliği sağlamak ve farklı işlemleri aynı anda yapabilmek için yüzey tesislerine 4 adet santrifuj pompa yerleştirilmiştir. Bu pompalar, performans diyagramlarına uygun olarak, enjeksiyon işlemi şartları için tasarlanmıştır ve geri üretim işlemine de adapte edilebilir. Üç tanesi 10 MW'lık, bir tanesi 5 MW'lıktır.

İki kompresör (306-K-001 A/B) Kuzey Marmara depo sahasının akış oranının (197.917 Nm³/h maks) yarısını karşılayacak şekilde tasarlanmıştır. Bu tasarım aynı zamanda bu sahanın minimum akış oranını da (145.833 Nm³/h) karşılamaktadır.

Bir kompresör (306-K-002) Değirmenköy depo sahasının akış oranının tamamını (95.833 Nm³/h maks. ve 25 000 Nm³/h min.) karşılayabilecek şekilde tasarlanmıştır.

Dördüncü kompresör (306-K-001 C) Kuzey Marmara veya Değirmenköy sahasının akış oranını ayarlayabilmek için tasarlanmıştır.

Her kompresör hattında şunlar bulunur:

- a) Küresel vana (POV),
- b) Kontrol valfi,
- c) Gaz türbini tahrikli santrifuj kompresör,
- d) Basınçlandırılmış gazı soğutmak için soğutucu (Hava soğutmalı),
- e) Kompresörü geri tepmeye karşı koruyan akış kontrol vanalı hat ve ani kapatma valfi (Gazı kompresörün basma hattından alıp emme hattın veren sistem),
- f) Kontrol valfi (Gaz geri gelmesin diye),
- g) Küresel vana (POV),

- h) Gaz boşaltma vanası (POV),
- ı) Türbine hava akış sistemi, egzoz sistemi, başlatma sistemi, yakıt gaz sağlayıcı,
- i) Yerel kontrol paneli.

Depolama süreci boyunca, sahalardaki basınç Kuzey Marmara için 82.7 bar'dan 137.9 bar'a, Değirmenköy için 64.1 bar'dan 129 bar'a yükselir. Bu basınç değerleri enjeksiyon basıncını Kuzey Marmara için 100.4 bar ile 139.8 bar, Değirmenköy için 72.8 bar ile 134 bar arasında olmasını zorunlu kılmıştır. Kompresör emme basıncı 46.5 bar ile 74 bar aralığında olmalıdır. Kompresörler yüksek debi oranı düşük basma basıncı gerektiren pozisyonlarda paralel, düşük debi oranı yüksek basma basıncı gerektiren durumlarda seri olarak çalıştırılabilirler. Kompresör çıkışı gazın sıcaklığı yaklaşık olarak 130 °C dir.

Kompresörler şu değerlerle kontrol edilir:

- a) Giriş basıncı,
- b) Çıkış basıncı,
- c) Debi (Türbinin devir sayısı ile kontrol ediliyor).

Kompresör kontrol sistemi aşağıdaki bilgileri kullanır:

- a) Emme basıncı,
- b) Emme debisi,
- c) Basma basıncı,
- d) Basma debisi,
- e) Devir sayısı ve diğer bilgiler.
- f) Basınçlandırma ünitesi ve basınçlandırma kontrol sistemi aşağıdaki operasyonları yönetebilir:
 - g) Kuzey Marmara ve Değirmenköy sahaları farklı basınçlarda ise: Bu durumda bir veya iki kompresör Kuzey Marmara için ve bir kompresör Değirmenköy için çalışır.
 - h) Kuzey Marmara ve Değirmenköy sahaları aynı basınçlarda ise: Burada ise ihtiyaca göre kompresör havuzu kullanılabilir.

Kompresör, basıncını bizim ayarladığımız debi miktarına göre düzenler. Ne kadar debiye ihtiyacımız olduğunu kuyu başlarında tanımlıyoruz ve ona göre kompresör

basınç değerini türbin devir sayısını ayarlıyor. Eğer tek bir kompresörden yeterli debi sağlanmazsa ikincisi devreye girer ve aralarında debiyi otomatik olarak paylaşırlar.

Kompresör güvenlik sisteminde bulunanlar:

- a) Emme hattında düşük basınç alarmı,
- b) Emme hattında yüksek basınç alarmı,
- c) Basma hattında çok yüksek basınç alarmı,
- d) Basma hattında düşük basınç alarmı,
- e) Basma hattında yüksek sıcaklık alarmı,
- f) Kompresör ve türbin yüksek titreşim alarmı,
- g) Kompresör ve türbin yataklarında yüksek sıcaklık alarmı.

Basınçlandırma şu durumlarda durdurulur:

- a) Gaz soğutma sisteminden sonra oluşan yüksek titreşimlerde,
- b) Gaz soğutma sisteminden sonra oluşan çok yüksek sıcaklık değerlerinde.

Hava soğutmalı gaz soğutucu, kompresörün basma hattının çıkışına yerleştirilmiştir. Burada gaz küçük küçük borularla kollara ayrılır ve fanların üzerinden geçirilerek soğutma işlemi gerçekleştirilir ve gazı 130 °C'den 40-45 °C lere kadar soğutur. Buradaki sıcaklık devamlı olarak algılayıcılar tarafından kontrol edilir ve bilgileri yüksek sıcaklık alarmına aktarılır. Sıcaklık artarsa fanların devri artırılarak istenilen soğutma yapılır. Sıcaklık yükselmesi aşırı olursa kompresör durdurulur. [19]

8.2.5. Gazın toplanma noktalarına transfer edilmesi

Basınçlandırma işleminin ardından gaz Kuzey Marmara sahasına 3500m uzunluğundaki 20'' lik hatla, Değirmenköy sahasına 14.500m uzunluğundaki 16'' lik hatla transfer edilir.

Her bir boru hattında bir pig yükleyici ve pig alıcı vardır. Bu sayede gazın geri üretimi sırasında borularda oluşan yoğunlaşma ve sıvı kirliliği temizlenmiş olur. Pigleme sahalardan ortak tesise doğru yapılır. Pig yükleyici sahalarda, pig alıcı ortak tesiste bulunur. Pigleme şu şekilde yapılır:

Kovanın olduğu kısımdaki hat izole edilerek yükleyicideki kovandan süngerimsi bir yapıya sahip madde boru hattına yerleştirilir. Daha sonra hat pigın arkasından tekrar basınçlandırılarak kendi kendine ilerlemesi sağlanır. Pig algılayıcılar maddenin hat boyunca nerde olduğunu takip eder ve ortak tesise yaklaştığında debi ve basınç azaltılır. Pig hattaki manyetik kovana çarptığında operasyon durdurulur. Pigin arkasındaki ve önündeki vanalar kapatılıp yalıtım sağlanır, hat temizlenir. Böylelikle gerekli temizlik yapılmış olur. [19]

Hem ortak tesis tarafında hemde sahalardaki gazın toplanma noktalarında, herhangi bir tehlike anında gazı kesebilmek için acil kapatma vanaları (POV) bulunmaktadır.

8.2.6. Gazın kuyu başlarına dağıtılması

Değirmenköy sahasında 9 adet kuyu bulunmaktadır. Enjekte edilecek gaz kuyubaşlarına, kuyubaşlarının bağlı olduğu manifold (toplayıcı) yoluyla 6'' lik hatlarla iletilir. Kuzey Marmara sahasında 6 adet karada ve 5 adet denizde olmak üzere toplam 11 adet kuyu bulunmaktadır. Karadaki kuyu hatları 8'' lik, denizdekiler 6'' lik hatlardır. Burada da kuyu başlarını birleştiren manifoldlar bulunmaktadır. Denizdeki manifoldda giden hat 8'' liktir.

Her hatta şunlar bulunur:

- a) Hattı açıp kapamaya yarayan motor tahrikli küresel vana,
- b) FCV (Çift yönlü akış kontrol vanaları),
- c) Debi ölçme sistemi,
- d) Sıcaklık ve basınçölçerler,
- e) Hattı izole etmek için elle kontrol edilen küresel vana.

Gazın akış miktarı FCV'lere verilen ayar değeriyle sağlanıyor. Burada gaz ölçme ünitesinde olduğu gibi her hatta orfizler bulunmakta ve debi devamlı ölçülmekte. Ölçülen değerlere göre FCV vanaların açıklık oranı ayarlanarak istenilen akış miktarı sağlanmaktadır. [19]

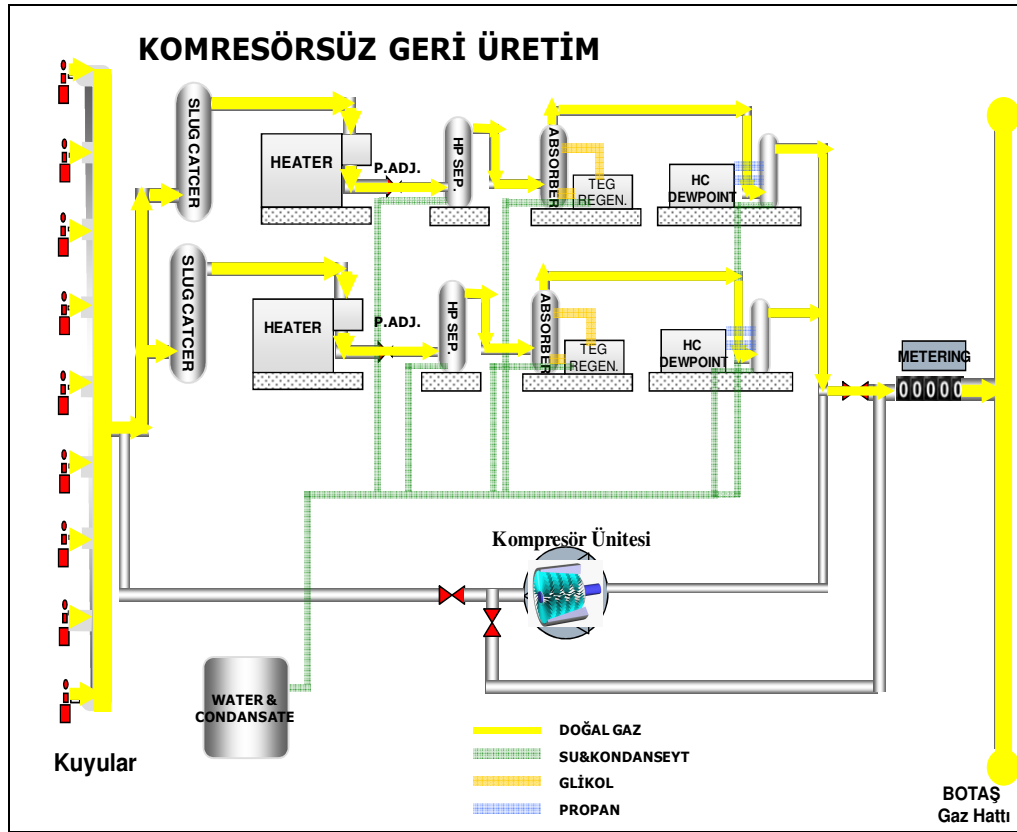
8.2.7. Gazın kuyulara enjeksiyonu

Değirmenköy ve Kuzey Marmara sahalarının kuyu başları ve ekipmanları aynı tiptedir. Her iki sahaya ait kuyulara gazın enjektisi aynı şekilde yapılmaktadır. Her kuyu başında olması gereken ekipmanlar şunlardır:

- Kuyuyu izole etmek için elle kontrol edilen ana kapatma vanası,
- Düşük basınç ve yüksek basınç alarmı,
- Kontrol odasından kumanda edilebilen hata güvenlik vanası (POV),
- Basınç ve sıcaklık ölçerler.

CO₂ ve sudan dolayı boruda korozyon olur. Prope denilen bir madde hatta yerleştirilir ve zamanla bunun et kalınlığına bakılarak borudaki korozyon tahmin edilir. Korozyonu önlemek için hatta devamlı surette kimyasal bir madde basılır. [19]

8.3. Gazın Geri Üretimi



Şekil 8.4: Gazın Geri Üretim Şeması. [19]

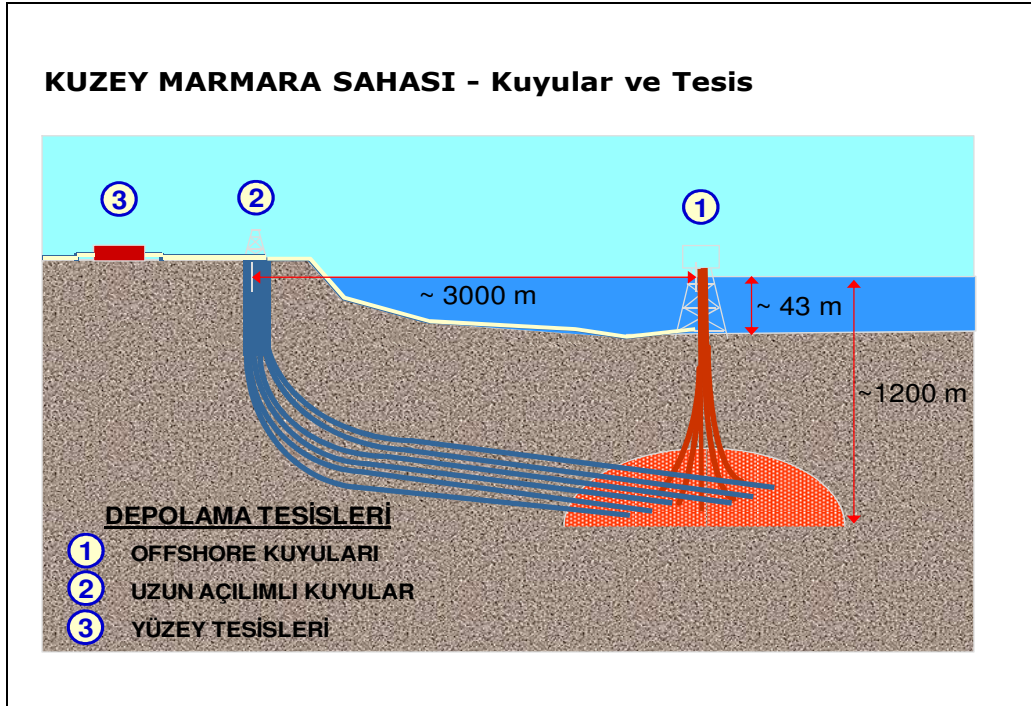
8.3.1. Gazın kuyulardan gelmesi

Hem Değirmenköy hem de Kuzey Marmara sahalarının toplanma noktalarında glikol (TEG) enjekte ünitesi bulunmaktadır. Bu ünite:

- Gazın geri üretilmesinde ilk başlangıç anında oluşabilecek hidrati önlemek,
- Kuyu diplerinde bulunan güvenlik vanalarında (SSSV) karşı basınç oluşturabilmek.

için oluşturulmuştur.

Kuyu diplerinde güvenlik için bulunan SSSV vanası karşı basınç olmadan çalışmamaktadır. Bu sebepten dolayı vananın açılabilmesi için karşı basınç oluşturmak gerekir. Buda glikol enjekte ederek sağlanır. Glikol enjekte hatları 1''lik hatlardır. Glikol 150 bara kadar sıkıştırılmaktadır. Karşı basıncı oluşturup vananın açılmasıyla glikol gazla karışmaktadır. Burada glikolun antifriz özelliğinden yararlanılmaktadır. Gaz kompozisyonundaki suyun donma sıcaklığını düşürerek ani basınç düşümü sebebi ile hidrat oluşumunun önüne geçilmiştir. [19]



Şekil 8.5: Kuzey Marmara Sahası – Kuyular ve Tesis. [19]

8.3.2. Gazın toplanması, ilk ayrıştırma ve toplanma noktasında glikol enjektisi

Akış oranı (debi) toplanma noktasındaki manifold hatlarındaki sistemle kontrol ediliyor. Akış, kontrol panelinden kontrol edilebilen çift yönlü kontrol vanası FCV'ler tarafından dengeleniyor.

Gazın depo şartlarında kompozisyonunda su ve hidrokarbonik sıvı oluşumları olur. Değirmenköy sahasından ortak tesise giden hattın uzun ve çok fazla girintili ve çıkıntılı olmasından dolayı, buradan üretilen gazın önce toplanma sahasında ön ayrıştırmadan geçmesi gerekir. Bunun için Değirmenköy sahasında birincil ayrıştırıcı kurulmuştur. Bu 3 fazlı ayrıştırıcı yatay şekildedir ve iki bölümden oluşur. Gazdaki sıvı fazda bulunan su ve hidrokarbonlar ilk kısımda yerçekiminin etkisiyle toplanır. Daha hafif olan hidrokarbonlar ise ikinci kısımdaki tutucular tarafından ayrıştırılır.

İlk bölümdeki su ve hidrokarbon ayrışımı, seviye kontrol vanasını uyararak seviye kontrol ünitesi ile kontrol edilir. Sıvı haldeki su seviye kontrol vanasından su yoğunlaşma tankına alınır. Bu ilk kısımda seviye kontrol vanasına giden hattaki ani kapatma vanasını kapatan düşük ve yüksek seviye alarmları ve çok düşük seviye düğmeleri vardır.

Hidrokarbonik sıvılar ikinci kısımda, düşük ve yüksek seviye düğmesiyle çalıştırılan açma kapama vanasından hidrokarbon yoğunlaşma tankına alınır. İkinci kısımda da açma kapama vanasının olduğu hattaki ani kapatma vanasını kapatan çok düşük ve çok yüksek seviye alarmları ile yüksek ve düşük seviye düğmeleri vardır. Su ve hidrokarbon yoğunlaşma tanklarının hacmi 50 m³ tür.

Kuzey Marmara sahası için böyle bir ayrıştırmaya gerek görülmemiştir. Hat hem kısa hemde düz olduğundan, hatta gaz iki fazlı olarak rahatça akabilmekte ve ortak tesiste gerekli ayrıştırma yapılmaktadır. Genelde hat herhangi bir tıkanmaya karşı kontrol altında tutulur.

Glikol enjekte ünitesinin amacı şunlardır:

- a) Geri üretimin başlangıcında boru hattında ve kuyu başlarında hidrat oluşumunu engellemek,
- b) Değirmenköy-Ortak tesis boru hattında yüksek basınçlara çıktığında hidrat oluşumunu engellemek,
- c) Kuyu diplerindeki SSSV vanalarının açılabilmesi için karşı basıncı sağlayabilmek.

Glikol enjekte işlemi geri üretimde bir iki saatliğine yapılır. Daha sonra boru hattına depodaki sıcak gaz düzenli olarak akmaya başlar ve hidrat oluşumu ihtimali ortadan kalkmış olur. Depo şartlarında gazın sıcaklığı yaklaşık olarak 45 °C'dir. Değirmenköy sahasında glikol geri üretimi, glikol enjektесinden çok daha fazla paraya mal olduğundan yapılmamaktadır. Geri üretim için harcanan paranın geri dönüşü yaklaşık olarak 25 yıldır.

Değirmenköy toplanma sahasında glikol enjektесi için gereken ekipmanlar:

- a) 10 m³ kapasiteli glikol tankı,
- b) Aşağıdakileri içeren 10 adet hat
25 l/h kapasiteli pistonlu pompa,
Kontrol vanası,
Operasyonu açıp kapamaya yarayan elle kontrol edilen küresel vana,
3 yollu selenoid vana (Pompanın çıkışını, hattı basınçsızlaştırmak veya test etmek için, kuyu çevrimine ya da glikol tankına dönen çevrime bağlamak için)

Kuzey Marmara sahasında yukarıdakilerle hemen hemen aynı ekipmanlar kullanılır, farklı olarak:

- a) Karadaki kuyular için 25 l/h kapasiteli pompaya sahip 6 adet hat,
- b) Denizdeki kuyular için 125 l/h kapasiteli bir pompa,
- c) Yedek olan bir adet pompa. [19]

8.3.3. Ortak tesis boru hattı

Gaz ortak tesise Kuzey Marmara'dan 20'', Değirmenköy'den 16''lik boru hattıyla iletilir. Her hatta Kuzey Marmara ve Değirmenköy sahaları için pig yükleyici

bulunur. Her hat için herhangi bir acil durumda hattı kapatmak ve gazı kesebilmek için toplanma noktalarına acil kapatma vanaları yerleştirilmiştir. [19]

8.3.4. Isıtma ünitesi (soğuk başlangıç, Değirmenköy düşük debi)

Gaz ortak tesise geldiğinde önce sıvı ayrıştırıcıdan geçer. Sıvı ayrıştırıcıda sıvı halde bulunan çamurumsu maddeler gazdan ayrıştırılır. Burada ayrıştırılan yoğuşuk maddeler düşük basınçlı yoğuşuk madde ayrıştırıcısına akar.

Geri üretilen nemli gazın sıcaklığı hidrat oluşum sıcaklığının üzerinde ve bütün işlemlerin sonunda gazın sıcaklığı en düşük 5 °C olmalıdır.

Isıtma işlemi için ortak tesiste üç adet ısıtıcı bulunmaktadır. İki tanesi Kuzey Marmara, bir tanesi Değirmenköy sahası içindir. Değirmenköy için olan ısıtıcının arızalanması durumunda diğer ısıtıcılardan biri bu bölge içinde kullanılabilir.

Isıtıcıların tasarım şartları şunlardır:

- a) En yüksek kuyu başı basıncı 73.000-75.000 Nm³/h gaz akışı ve en düşük boru hattı basıncı (başlangıç) için, ortak tesisten gazın çıkış sıcaklığını 5 °C de tutabilmek,
- b) Değirmenköy için en düşük toprak sıcaklığında maksimum akış oranını sağlayabilmek (145.000 Nm³/h).

Bir ısıtıcı 1.300 KW'lıktır. Isıtıcı hattında şunlar bulunur:

- a) Girişte motor tahrikli küresel vana (MOV),
- b) Isıtıcı ve ekipmanları,
- c) Çıkışta motor tahrikli küresel vana (MOV).

Isıtıcı hatlarına paralel olarak iki adet baypas hattı bulunur. Bu hatta:

- a) Girişte elle kontrol edilen küresel vana,
- b) TCV (Sıcaklığı kontrol eden akış kontrol valfi),
- c) Çıkışta elle kontrol edilen küresel vana.

Geri üretim esnasında gazın sıcaklığı değişik sebeplerden dolayı düşebilir ve depo sıcaklığı ortak tesise gelinceye kadar yeterli seviyede kalamayabilir. Bu sebepler Değirmenköy sahasındaki yüksek basınç farkı, düşük toprak sıcaklığı ve iki saha için soğuk başlangıç şartlarıdır. Bunun yanında ortak tesise giden hatların uzun olması da gazın sıcaklığını düşürmektedir.

Her iki sahadan gelen gazın sıcaklığı basınç düşürme ünitesine girmeden önce sıcaklık ölçerler tarafından devamlı ölçülmektedir. Eğer gaz sıcaklığı hidrat oluşum sıcaklığının üzerinde ise, ısıtıcı baypas hattı kontrol vanası tamamen açılır ve ısıtıcının girişindeki küresel vana kapatılır. Böylelikle gaz, ısıtıcı ünitesini pas geçer. Gaz ısıtıcı ünitesine girdiğinde hatlara ayrılır. Bu hatlar sıcak su banyosundan geçer. Banyodaki su sıcaklığı yaklaşık olarak 95 °C. Gazın sıcaklığı çıkışta devamlı olarak kontrol edilir. Buna göre de baypas vanaları açılıp kapatılır. Eğer yüksek sıcaklık alarmı ön ısıtmaya ihtiyaç olmadığı sinyali verirse operatör ısıtıcının girişindeki MOV vanayı kapatır ve ısıtıcıyı devre dışı bırakır. [19]

8.3.5. Basınç düşürme ünitesi ve hidrokarbon-sıvı ayırıştırıcı

Geri üretme işlemi için gaz basıncı boru hattı basıncına düşürülmelidir. Bundan dolayı gaz ortak tesise geldikten sonra, eğer gerekli ise bir ön ısıtma yapılır ve gazın basıncı Botaş boru hattı basıncının 5 bar üzerinde bir değere düşürülür. Basınç düşürme işlemi sonucu sıcaklık düşmesine bağlı olarak sıvı (Hidrokarbon ve su) oluşabilir. Bu sıvılar akışı engelleyebilir. Bu sıvılar dikey olarak bulunan yüksek basınç yoğunluk ayırıştırıcıda ayırıştırılır.

Bu amaçlarla ortak tesiste biri yedek olmak üzere 4 adet hat kurulmuştur. İki tanesi Kuzey Marmara depo sahasının akış oranının yarısını (240.000 Nm³/h hat başına) ; bir tanesi Değirmenköy depo sahasının akış oranının tamamını (145.833 Nm³/h) karşılayacak şekilde tasarlanmıştır. Yedek olan hat ise daha önemli olan Kuzey Marmara depo sahasının akış oranının yarısını karşılayacak şekilde tasarlanmıştır.

Her hatta şunlar bulunur;

- a) Hattı açıp kapamaya yarayan ve hattın girişine konan motor tahrikli küresel vana (MOV),
- b) Ortak tesiste düşük basınçla çalışan üniteleri yüksek basınçtan korumak için seri olarak yerleştirilmiş 2 adet ani kapatma vanası (SSV),
- c) Debi kontrolü ve son basınç uyarı için basınç kontrol vanası,
- d) Elle kontrol edilen küresel vana,
- e) Yüksek basınç yoğunluk madde ayrıştırıcısı,
- f) Çıkışa konmuş motor tahrikli küresel vana (MOV).

Dikey olan yüksek basınç yoğunluk madde ayrıştırıcı iki bölümden oluşur. İlk bölümde siklonlar (demir levhalar) vardır. Gaz bu levhalara doğru akar ve bu levhalara çarparak akış laminardan türbülansa dönüşür. Ayrıştırıcı dikey olduğundan ve yerçekimin etkisiyle serbest haldeki sıvılar ve büyük damlacıklar dibe çökerken gaz yukarı çıkar. İkinci bölümde filtre kartuşları vardır. Bu kısımda da geriye kalan istenmeyen sıvı ve damlacıklar tamamen ayrıştırılır. Ayrışan sıvılar, düşük ve yüksek seviye düğmesi ile çok yüksek seviye alarmı olan iki adet tankta toplanır. Sıvılar yüksek ve düşük seviye düğmesi tarafından açılıp kapanan seviye kontrol vanasından otomatik olarak düşük basınç yoğunluk madde ayrıştırıcısına akar. Yüksek seviye düğmesine geldiğinde vana açılır düşük seviyeye geldiğinde vana kapanır. Sistem bu iki seviye arasında çalışır.

Acil bir durumda ön ısıtma ünitesi ve basınç düşürme ünitesi tamamen izole edilip, basıncı sıfırlanıp üniteye kalan gaz boşaltılır. [19]

8.3.6. Kurutma ünitesi

Gaz basınç düşürme ünitesi ve hidrokarbon-sıvı ayrıştırıcı'dan geçtikten sonra kurutulmalıdır. Kurutma ünitesi ve hidrokarbon ayarlama ünitesi kompresör'den önce yerleştirilmiştir ki gaz kompresöre tamamen kuru olarak girsin.

Glikol kurutma ünitesi üç glikol tutucudan ve dört glikol geri dönüşüm ünitesinden oluşmaktadır. İki glikol tutucu maksimum akış oranı 240.000 Nm³/h 'e göre (Kuzey

Marmara sahasının geri üretim akış oranının yarısı) tasarlanmıştır. Üçüncü olan ise maksimum akış oranı $145.833 \text{ Nm}^3/\text{h}$ 'e göre (Değirmenköy sahasının geri üretim akış oranının tamamı) tasarlanmıştır. Her glikol tutucu bir glikol geri dönüşüm ünitesi ile bağlantılıdır. Dördüncü geri üretim ünitesi yedek olarak düşünülmüştür ve operasyon sırasında herhangi bir tutucuya bağlanabilir.

Her hat şunları içerir:

- a) Girişte motor tahrikli bir vana (MOV), çıkışta elle kontrol edilen bir küresel vana ve tutucu baypas hattı,
- b) Glikol tutucu,
- c) Elle kontrol edilen akış kontrol vanası,
- d) Operasyon sırasında farklı hatlardaki basınç düşüşünü elle ayarlamak için debiyi gösteren bir gösterge.

Glikol tutucu dikey konumdadır. Gaz alt kısımdan yukarı doğru çıkar, glikol ise yukardan aşağı doğru verilir. Glikol suyu seven bir maddedir, bu sebeple glikol tutucunun içindeki tepsilerdeki bu karşılaşmada gazın içinde bulunan su, glikol ile birleşerek gaz kurutulmuş olur. Suyu birleşen glikol, tutucunun alt tarafından glikol geri dönüşüm ünitesine gider ve burada yaklaşık olarak $200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar ısıtılarak ve bir takım işlemlerden geçirilerek içindeki sudan kurtulur. Glikol'un buharlaşma sıcaklığı $295 \text{ }^{\circ}\text{C}$ civarındadır ve bu işlemler esnasında da bir miktar glikol buharlaşır ve sisteme zaman zaman glikol enjektisi yapılır. Daha sonra glikol fanlar sayesinde $40-45 \text{ }^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar soğutularak tekrar sisteme geri verilir. Gazın sıcaklığı da $30-35 \text{ }^{\circ}\text{C}$ olduğu için en optimum birleşme sağlanır. Bu şekilde gaz içindeki su buharından arıtılmış olur.

Geri dönüşüm işlemi yaklaşık olarak atmosfer basıncının biraz üzerinde yapılmaktadır, bu yüzden tutucu ile geri dönüşüm ünitesi arasındaki glikol hattında sistemi yüksek basınçtan korumak için SSV mevcuttur. [19]

8.3.7. Hidrokarbon çığlenme noktası ayarlama ünitesi

Gaz tamamen kurutulup sudan arıtıldıktan sonra, basınçlandırılmadan önce hidrokarbon seviyesinin düzenlenmesi için ayarlama ünitesine girer.

Bu ünite gazın boru hattı spesifikasyonu olan hidrokarbon çığlenme noktası 67,5 bar'da 0 °C'yi sağlamak için tasarlanmıştır.

Botaş boru hattı basıncı 50 bar ile 75 bar arasında değişmektedir. Depolanmış gazın geri üretimi ise 50 bar ile 62,5 bar arasında olmaktadır. Eğer boru hattı basıncı 62,5 bardan fazla ise gaz kompresör ünitesinde sıkıştırılıp o şekilde boru hattına gönderilebilir.

Hidrokarbon çığlenme noktası ayarlama ünitesi 3 ayrı hattan oluşur ve her hatta şunlar bulunur :

- a) Girişte motor tahrikli küresel vana (MOV), çıkışta elle kontrol edilen küresel vana,
- b) Gaz-gaz ısı eşanjörü,
- c) Gazı -16 °C'ye kadar soğutmak için gaz soğutucu,
- d) Sıvı ayrışımı için soğuk ayırıştırıcı,
- e) Her hat için kullanılan 2 adet geri dönüşüm ünitesi (Propanı sıkıştırıp sıvılaştıran ünite),
- f) Her hat için kullanılan yoğuşuk madde dengeleyici.

İki hat Kuzey Marmara depo sahasının akış oranının yarısını (240.000 Nm³/h hat başına); bir tanesi Değirmenköy depo sahasının akış oranının tamamını (145.833 Nm³/h) karşılayacak şekilde tasarlanmıştır.

Gaz, hidrokarbon çığlenme noktası ayarlama ünitesine girerken, soğuk ayırıştırıcıdan çıkan -16 °C'deki gaz tarafından -5 °C'ye kadar soğutulduğu, ısı eşanjöründen geçer.

Isı eşanjöründen sonra gaz soğutucuya gelir ve burada propan tarafından -16 °C'ye kadar soğutulur. Buharlaştıran propana geri dönüşüm ünitesinde sıkıştırılıp tekrar sıvı haline getirilir. Bu soğumayı sağlayan propanın sıcaklığı -21 °C'dir. Gazın dolduğu tüpleri saran sıvı propan istenilen soğumayı sağlar.

Bu soğutma işlemi sayesinde gazın içeriğinde bulunan hidrokarbon sıvılar yoğuşur. Sıvı ve gaz karışımı soğutucudan çıktıktan sonra, hidrokarbon sıvıların gazdan ayrıldığı soğuk ayırıştırıcıya girer. Ayırıştırıcı dikey olarak tasarlanmıştır. Ayırıştırıcının verimi ne kadar yüksek olursa hidrokarbon çığlenme noktası spesifikasyonu o derece iyi sağlanmış olur.

Soğuk ayırıştırıcıda ayrılan gaz sıcak gazı soğutmak için ısı eşanjörüne girer. Eşanjörden çıkan gaz gerekli ise kompresör ünitesine yada son basınç ayar noktasına, ölçüme ve Botaş boru hattına gider. [19]

8.3.8. Son basınç ayarlama noktası

Gaz kurutma ve hidrokarbon ayarlama ünitesinden çıktıktan sonra Botaş boru hattı basıncına göre kompresör ünitesine girerek basınçlandırılır veya basıncı yeterli ise baypas hattından geçirilir. Bu kısımda gaz istasyonundan çıkan toplam gaz akış oranı kontrol edilir. Üç hattan oluşur. Her hat geri üretim prosesinin %50 akış oranı olan 312.500 Nm³/h'e göre tasarlanmıştır. Hatların ikisi operasyonda kullanılır, diğeri ise yedektir. Son basınç ayarlama noktası iki adet toplayıcıdan (manifold) ve üç adet paralel hattan oluşur ve her hat şunları içerir:

- a) Hattı açıp kapatmak için girişte motor tahrikli vana (MOV),
- b) Basınç kontrol vanası,
- c) Elle kontrol edilen küresel vana.

Basınç düşürme ünitesi ve Botaş boru hattı arasındaki ortak tesisin ekipmanları 84 barlık çalışma basıncına göre tasarlanmıştır. [19]

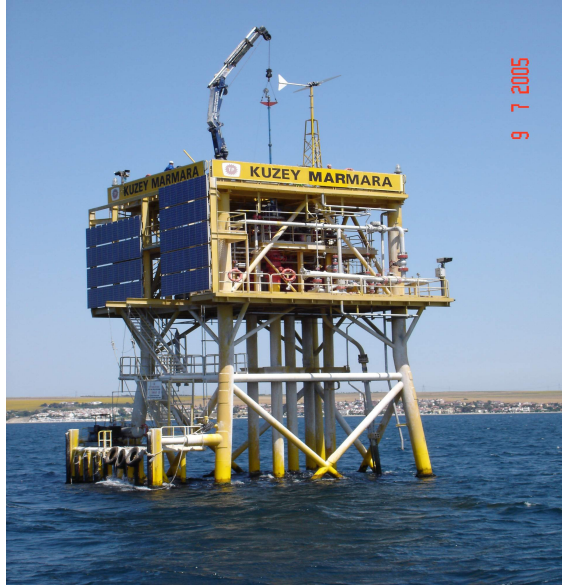
8.3.9. Gazın ölçülmesi

Gaz 24''lik 4500m uzunluğundaki Botaş boru hattına gönderilmeden önce ölçüm ünitesine gönderilir. Ayrıca bu bölümde gaz kalite kontrolü için A2'' hattından analiz ünitesine numune gönderilir.

Gaz son olarak bu bölümde ölçüldükten sonra kullanıma hazır halde, istenilen debi BOTAŞ boru hattına basılır. [19]



Şekil 8.6: Yüzey Tesislerinin Görünümü. [19]



Şekil 8.7: Kuzey Marmara Sahası Deniz Kuyubaşı Platformu. [19]

SONUÇLAR ve ÖNERİLER

1986 yılında eski S.S.C.B. ile yapılan anlaşmayla, doğal gaz Türkiye'ye getirilerek; sanayide üretimde, konut ve ticarethanelerde ısıtma amacıyla, santrallerde ise elektrik üretiminde petrol ve kömüre alternatif bir enerji kaynağı olarak kullanılmaya başlanmıştır. Yapılan anlaşmalara göre 2006 yılında yurtdışından toplam 30.830 milyon Sm³ gaz alınmıştır. Aynı yıl içinde toplam gaz tüketiminin 30.493 milyon Sm³ olduğu ve bunun % 24'ünün konut sektöründe tüketildiği bilinmektedir. Türkiye'nin gaz talebi önümüzdeki yıllarda çok daha fazla olacaktır. Birçok ilimize doğal gaz daha yeni gitmektedir. Mevcut anlaşmalarla 2015 yılında arz talebi karşılanamamaktadır. Gerekli yurtiçi üretim yapılamaz ve gerekli gaz miktarı alımı gerçekleşmezse, büyük sıkıntılar bizi beklemektedir. Konut sektörü gereksiniminin karşılanabilmesi için doğal gaz tüketen güç ve endüstri sektörlerine doğal gaz sunumunda kısıtlamalara gitmek gerekecektir. Yeni güç santrallerinin planlandığı, endüstri sektöründe gaza geçişin hızla sürdüğü gerçeği göz önüne alınırsa bu tür kısıtlamalarında gerçekleşebilir bir çözüm olmadığı anlaşılmaktadır. Konut sektörü gereksiniminin karşılanabilmesi için yeni dış alım bağlantılarının yapılması ve yerli üretimin artırılmasının yanı sıra yeraltı gaz depolarının oluşturulması gerekmektedir. Gaz kullanımının yaygınlaştırılmasına paralel olarak kışın artan gaz talebinin depolardan karşılanması amacıyla ülkemizde henüz yeterli seviyeye gelinememiştir. 1989 yılında yapımına başlanılan Marmara Ereğlisi LNG Gazlaştırma Tesisi 1994 yılında işletilmeye başlanmıştır. Rusya Federasyonu'ndan alınan gaza seçenek olması amacıyla yapılan bu LNG tesisi aynı zamanda gaz depolama amacıyla da kullanılabilir. Yaşanılan sıkıntılar sonucu Ege'de bulunan Egegaz LNG terminali de 2006 yılında faaliyete geçirilmiştir. Ancak, bu iki tesisin depolama kapasitelerinin seviyesinin Türkiye'nin arz seviyesine oranının yetersizliği düşünüldüğünde gelecekteki arz-talep açığının karşılanabilmesi için Türkiye'de en yakın sürede yeterli miktarda gaz depolayabilecek yeraltı gaz depolarının devreye girmesi gerekmektedir. Ayrıca Türkiye'de stratejik gaz rezervinin de oluşturulması yeraltı gaz depolarının varlığına bağlıdır.

Bu çalışmadan çıkan sonuç ve öneriler şu şekildedir:

- 1) Genel olarak Türkiye'nin yer altı ve yer üstü doğal gaz depolama miktarının dünya standartlarına getirilmesi.
- 2) Tuz gölü depolama projesinin bir an önce hayata geçirilmesi.
- 3) İskenderun bölgesine LNG ithal terminali kurulması ile ilgili çalışmaların bir önce başlayıp projenin hayata geçirilmesi.
- 4) Trakya bölgesinde bulunan Hamitabat ve Karacaoğlan doğal gaz sahalarının rezervi tükendiğinde yer altı gaz depolama sahası olarak kullanılabilmesi için fizibilite çalışmalarının yapılması.
- 5) Mersin Tarsus'taki tuz yataklarında depolama yapılabilmesi ile ilgili çalışmanın başlatılması.
- 6) Türkiye'ye LNG üretim terminali kurulması.
- 7) Kuzey Marmara depo sahası yüzey tesislerinin sadece Kuzey Marmara sahası için kullanılıp, Değirmenköy'e ayrı bir tesis kurularak günlük gaz geri üretim miktarının artırılması veya aynı yüzey tesisinden bir tane daha yapılarak geri üretim miktarının artırılması ile ilgili fizibilite çalışmalarının yapılıp uygun olanının hayata geçirilmesi.
- 8) Yeni araştırmalara önem verilerek Türkiye'de depolama yapılabilecek yerlerin tespitinin yapılıp ekonomik yönden uygun olanların bir an önce hayata geçirilmesinin gerekliliği.

KAYNAKLAR

- [1] ÖZCAN, İ., “Genel Doğal Gaz Eğitim Notları”, *UGETAM*, 1-11, (2005).
- [2] ÖZDEMİR, T., ve TÜZMEN, M., “Botaş LNG İşletme Müdürlüğü Eğitim Notları”, *BOTAŞ Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali*, 15-38, (1994).
- [3] BORGNACKE, I., ve SONNTAG, R., E., “Thermodynamic and Transport Properties”, *John Wiley and Sons Press*, 62-78, (1997).
- [4] CAN, M., ve AVCI, A., “Doğal Gaz Sıvılaştırma Yöntemleri Sıvılaştırılmış Doğal Gazın (LNG) Nakli ve Depolanması Üzerine Bir İnceleme”, *Doğal Gaz Dergisi*, 38, 40-56, (1994).
- [5] SAVAŞ, S., “Soğutma Tekniğinde Kullanılan Soğutucu Akışkanlar”, *T.M.M.O. Yayınları*, 170, (1974).
- [6] İNAN, F., “Dünyada ve Türkiye’de LNG ve Doğal Gaz Hareketleri”, *Petgaz Dergisi*, 8(1), 21-28, (1996).
- [7] COŞKUN, S., “Doğal Gazın Sıvılaştırılmasında Kullanılan Klasik Kaskad Soğutma Sisteminin Matematiksel Analizi”, *Uludağ Üniversitesi Mühendislik-Mimarlık Fakültesi Dergisi*, 9 (1), 31-40, (2004)
- [8] <http://www.botas.gov.tr> (**Ziyaret Tarihi: 16 Nisan 2007**).
- [9] International Gas Association For Natural Gas Vehicles, <http://www.iangv.org>, (**Ziyaret Tarihi: 10 Mart 2007**).
- [10] British Petroleum (BP), Statistical Review of Energy 2006, <http://www.bp.com>, (**Ziyaret Tarihi: 14 Nisan 2007**).
- [11] International Energy Agency, <http://www.iea.org>, (**Ziyaret Tarihi: 20 Mart 2007**).
- [12] World LNG Liquefaction Facilities, 2005, <http://www.energy.ca.gov>. (**Ziyaret Tarihi: 20 Mart 2007**).
- [13] AÇIKALIN, N., Ş., “Enerji Koridoru ve Terminali: Türkiye”, *Uluslar Arası Doğal Gaz Kongresi ve Sergisi 2007*, TMMOB Makine Mühendisleri Odası, Ankara, 19-23, 3-5 Mayıs (2007)
- [14] TÜRKYILMAZ, O., ve PAMİR, N., “Türkiye’nin Doğal Gaz Temin ve İhraç Seçenekleri”, *Uluslar Arası Doğal Gaz Kongresi ve Sergisi 2007*, TMMOB Makine Mühendisleri Odası, Ankara, 25-33, 3-5 Mayıs (2007)

- [15] YURTMAN, S., “Sanayide LNG Uygulamaları”, *Uluslar Arası Doğal Gaz Kongresi ve Sergisi 2007*, TMMOB Makine Mühendisleri Odası, Ankara, 347-360, 3-5 Mayıs (2007)
- [16] International Energy Agency, “World Energy Outlook 2005”, *IEA-1254*, 83-84, (2005)
- [17] British Petroleum, Statistical Review of World Energy 2006, *BP-352*, 11-27, (2006)
- [18] <http://www.geostockgroup.com>, (**Ziyaret Tarihi: 25 Mart 2007**).
- [19] YARADILMIŞ, Y., TPAO Kuzey Marmara ve Değirmenköy Yeraltı Doğal Gaz Depolama Tesisi Genel Müdürlüğü, (**Ziyaret Tarihi: 12 Şubat 2007**).
- [20] PALA, C., “Türkiye’nin Avrasya Boru Hatları Maceraları”, *Uluslar Arası Doğal Gaz Kongresi ve Sergisi 2007*, TMMOB Makine Mühendisleri Odası, Ankara, 531-536, 3-5 Mayıs (2007)
- [21] British Petroleum, Statistical Review of Energy 2005, *BP-256*, 18-25, (2005)
- [22] TPAO Genel Müdürlüğü, (**Ziyaret Tarihi: 10 Aralık 2006**).
- [23] Enerji Bakanlığı, (**Ziyaret Tarihi: 10 Aralık 2006**).
- [24] DİNÇER, M., “İzgaz Eğitim Notları”, *İZGAZ*, 21-54, (2004).
- [25] GÜNDOĞMUŞ, H., “Genel Doğal Gaz Bilgileri”, *Özyurt Matbaası*, 29-39, 187-192, 335-377, (1993).
- [26] ALTUN, B., BOTAŞ LNG İthal Terminali İşletme Müdürlüğü, (**Ziyaret Tarihi: 13 Şubat 2007**).
- [27] <http://www.cheresources.com>, (**Ziyaret Tarihi: 20 Mart 2007**).
- [28] British Petroleum, Statistical Review of World Energy 2003, <http://www.bp.com>, (**Ziyaret Tarihi: 15 Ocak 2007**).
- [29] World Energy Council, <http://www.worldenergy.org>, (**Ziyaret Tarihi: 15 Ocak 2007**).
- [30] www.thedigitalship.com/powerpoints/SMM06/lng, (**Ziyaret Tarihi: 16 Ocak 2007**).
- [31] CÖMERT, R., İZGAZ A.Ş. İşletme Müd., (**Ziyaret Tarihi: 05 Ekim 2006**).
- [32] BOTAŞ Genel Müdürlüğü, (**Ziyaret Tarihi: 11 Aralık 2006**).
- [33] <http://www.naturelgaz.com>, (**Ziyaret Tarihi: 18 Nisan 2006**).

ÖZGEÇMİŞ

1980 yılında Ankara’da doğdu. İlk, orta, lise öğrenimini İzmit’te tamamladı. 1998 yılında girdiği Kocaeli Üniversitesi Makine Mühendisliği Bölümü’nden 2003 yılında Makine Mühendisi olarak mezun oldu. Eylül 2003 – Kasım 2004 yılları arasında bir inşaat firmasında Kalite Sistem Yöneticisi olarak görev yaptı. Temmuz 2005 yılından beri İZGAZ A.Ş.’de Tesisat Kontrol Mühendisi olarak görev yapmaktadır.