

**PETROL SAHALARINDA DOĞAL GAZIN
DEPOLANMASI**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Müh. Mahmut TOPRAK
505041508**

**Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 5 Mayıs 2008
Tezin Savunulduğu Tarih : 13 Haziran 2008**

**Tez Danışmanı : Prof.Dr. Abdurrahman SATMAN
Diğer Jüri Üyeleri : Doç.Dr. Altuğ ŞİŞMAN
Prof.Dr. Mustafa ONUR**

HAZİRAN 2008

ÖNSÖZ

Enerji güvenliği uluslar için giderek önem kazanmaktadır. Son zamanlarda gelişen teknoloji ve azalan kaynakla beraber ülkeler için bir sorun olarak da gündemdedir. Enerji güvenliği ülkemiz için de önemli bir sorundur. Bu çalışmada enerji kaynaklarından biri olan doğal gazın güvenliği için yer altında doğal gaz depolama irdelenmiş ve doğal gazın depolanması için petrol sahalarının da uygun olduğu gösterilmeye çalışılmıştır.

Bu çalışmayı hazırlarken benden yardımını ve zamanını esirgemeyen değerli hocam Abdurrahman SATMAN'a, Silivri'de görevli meslek arkadaşlarım Süleyman ABRAVCI ve Yalçın YARADILMIŞ'a; beni her zaman her yerde destekleyen anneme, babama ve kardeşlerime; hayatım boyunca bana sabır gösteren insanlara ve fikirlerime katkıda bulunan bireylere sonsuz TEŞEKKÜRLER...

Mahmut TOPRAK

Haziran 2008

İÇİNDEKİLER

KISALTMALAR	v
TABLO LİSTESİ	vi
ŞEKİL LİSTESİ	vii
ÖZET	viii
SUMMARY	ix
1. GİRİŞ	1
2. YERALTINDA DOĞAL GAZIN DEPOLANMASI	3
2.1. Dünya'da Doğal Gaz ve Depolanması	3
2.2. Türkiye'de Doğal Gaz ve Depolanması	8
2.2.1. Silivri Doğal Gaz Depolama Tesisi	11
3. TEKNİK AÇIDAN DOĞAL GAZ DEPOLAMA	14
3.1. Yer Altında Doğal Gaz Depolama Çeşitleri	15
3.1.1. Terkedilmiş Petrol ve Gaz Sahalarında Doğal Gaz Depolama	15
3.1.2. Akiferlerde Doğal Gaz Depolama	16
3.1.3. Tuz Formasyonlarında Doğal Gaz Depolama	17
3.2. Yer Altında Doğal Gaz Depolamada Sistem Elemanları	18
3.2.1. Yer Altı Rezervuarı	19
3.2.2. Kuyular	20
3.2.3. Toplama Sistemi	21
3.2.4. Kompresörler	22
3.2.5. Merkezi Sayaç	23
3.2.6. Merkezi Seperatör	23
3.2.7. Merkezi Dehidratör	24
3.2.8. İletim Hatları	24
3.3. Yer Altında Doğal Gaz Depolamada Parametreler	24
3.3.1. Üretilbilirlik	24
3.3.2. İşletilen Gaz Kapasitesi	24
3.3.3. Enjeksiyon Debisi	27
3.3.4. Yastık Gaz Hacmi	27

4. PETROL SAHALARINDA DOĞAL GAZ DEPOLAMADA DÜNYADAN	
ÖRNEKLER	28
4.1. Reitbrook Kreide Petrol Sahasında Doğal Gazın Depolanması	28
4.2. Pecorade Petrol Sahasında Doğal Gazın Depolanması	31
4.3. Honor Rancho Petrol Sahasında Doğal Gazın Depolanması ve Ek Petrol Üretimi	36
4.4. Lunlunta Cartizal Petrol Sahasında Doğal Gazın Depolanması	38
4.5. Chiren Yoğuşuk-Gaz Sahasında Doğal Gazın Depolanması	38
4.6. New York City Petrol Sahasında Doğal Gazın Depolanması	39
5. PETROL SAHALARINDA DOĞAL GAZIN DEPOLANMASI VE	
DİKKAT EDİLMESİ GEREKEN NOKTALAR	41
6. SONUÇLAR	46
KAYNAKLAR	47
EK A PETROL SAHASINDA DOĞAL GAZ DEPOLAMA İÇİN ÖRNEK	
TASARIM	49
EK B BİRİM DÖNÜŞÜM FAKTÖRLERİ	56
ÖZGEÇMİŞ	57

KISALTMALAR

IGU	: International Gas Union
WOC	: Working Committe
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
HC	: Hidrokarbon
CBL	: Çimento Bağı Logu(Cement Bond Log)
GIP	: Yerinde Gaz Miktarı
GOC	: Gaz Petrol Temas Yüzeyi
OOIP	: Orjinal Yerinde Petrol Miktarı
OGIP	: Orjinal Yerinde Gaz Miktarı
GOR	: Gaz Petrol Oranı
WOR	: Su Petrol Oranı

TABLO LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 2.1 Ülkelerin yıllık doğal gaz tüketimleri	4
Tablo 2.2 Ülkelerin işletilen gaz kapasiteleri ve depo saha sayıları.....	7
Tablo 2.3 Yıllar itibariyle doğal gaz ve LNG alım miktarları.....	9
Tablo 2.4 Türkiye’de 2007 yılı doğal gaz satışlarının sektörel dağılımı.....	9
Tablo 2.5 Kontrata bağlanmış arz miktarları.....	10
Tablo 2.6 Doğal gaz talep tahmin ve doğal gaz ihracat miktarları.....	10
Tablo 3.1 Yer altında gaz depolamada ekonomik değerler.....	18
Tablo 4.1 Reitbrook Kreide sahası fiziksel özellikleri.....	28
Tablo 4.2 Pecorade petrol sahası fiziksel özellikleri.....	32
Tablo A-1 X sahası fiziksel özellikleri ve rezerv bilgileri.....	49
Tablo A-2 X sahası üretim ve basınç tarihçesi ve fiziksel büyüklükler.....	50

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 2.1 : Bölgelere göre işletilen gaz kapasitesi oranları.....	6
Şekil 2.2 : Depolama tiplerine göre işletilen gaz kapasitesi oranları.....	6
Şekil 2.3 : Enjeksiyon sırasında gazın izlediği yol.....	12
Şekil 2.4 : Üretim sırasında gazın izlediği yol.....	12
Şekil 3.1 : Türkiye’de 2007 yılı içinde aylara göre doğal gaz talebi.....	14
Şekil 3.2 : Hacimsel rezervuarlar için genel P/z&G _p grafiği.....	19
Şekil 3.3 : Üretilebilirliğin toplam üretimle ilişkisi.....	25
Şekil 3.4 : İşletilen gaz-yastık yaz ilişkisi.....	26
Şekil 3.5 : Yastık gazın üretilebilirliğe etkisi.....	26
Şekil 4.1 : Reitbrook sahası, hesaplanan ve ölçülen basınç değerleriyle yerinde gaz miktarları ilişkisi	30
Şekil 4.2 : Reitbrook sahası basınç&yerinde gaz miktarı ilişkisi.....	31
Şekil 4.3 : Pecorade sahası simülasyon döngü davranışı	33
Şekil 4.4 : Pecorade sahası eşderinlik haritası ve kuyular.....	34
Şekil 4.5 : Honor Rancho sahası üretim bilgileri.....	37
Şekil 4.6 : Honor Rancho sahası GOR ve WOR değerleri	37
Şekil 4.7 : Chiren yoğunluk-gaz sahası P/z&Depolanan gaz hacmi davranışı	39
Şekil 4.8 : New York City petrol sahası Üretim&Rezervuar basıncı ilişkisi	40
Şekil 5.1 : Enjeksiyon sırasında GOC’ın hareketi.....	42
Şekil A-1 : X sahası P/z&G _p ilişkisi.....	51
Şekil A-2 : X sahası P/z&z ilişkisi.....	53
Şekil A-3 : X sahası üretim tarihçesine göre oluşturulmuş P/z&GIP ilişkisi.	55

ÖZET

Yirminci yüzyılda gelişen teknoloji ile paralel olarak toplumların enerji ihtiyaçları artmıştır. Enerji teknolojinin vazgeçilmezi olmuştur. Dolayısıyla toplumlar teknolojilerini sürdürülebilir kılmak için enerjiyi ve enerji güvenliğini ön planda tutmaya başlamışlardır. Gelişmiş birçok ülke bu konuda çalışmalar yaparak olası bir kriz durumunda enerji arz güvenliğini bir süreliğine sorunsuz sürdürmeyi planlamıştır.

Düşük sera gazı salınımı nedeniyle doğal gaz tüketimi diğer fosil yakıtlara oranla son yıllarda artış göstermiştir. Bir enerji kaynağı olan doğal gazın arz güvenliği de toplumlar için önem kazanmıştır. Bu amaçla doğal gazın depolanması uygulamaları başlamıştır. Doğal gazın yer altında depolanması bu uygulamaların en yaygınıdır.

Petrol ve doğal gaz üretimi yapılmış sahalar sızdırmaz bir yer altı rezervuarına sahiptirler. Bu sebeple kısmen tüketilmiş petrol sahaları yer altında doğal gazın depolanması için uygun yapılardır. Bu tür sahalarda doğal gaz güvenli bir şekilde depolanabilmektedir. Bunun yanı sıra halen rezervuarda bulunan petrolün bir kısmının daha üretilmesi de mümkündür.

Bu çalışmada kısmen tüketilmiş petrol sahalarında doğal gaz depolama irdelenmiştir. Kısmen tüketilmiş petrol sahalarında doğal gazın depolanması ile ilgili dünyadan uygulama örnekleri sunulmuştur. Bu tür sahalarda depolama yapılırken karşılaşılabilecek çeşitli rezervuar problemleri belirtilmiştir. Yüzey donanımlarında olabilecek değişiklikler vurgulanmıştır. Çalışmanın ek kısmında Türkiye sınırları dahilinde bulunan ve halen petrol üretimi gerçekleştirilen kısmen tüketilmiş bir petrol sahası depo rezervuara olarak tasarlanmıştır.

SUMMARY

The energy demand for the world have been increased with development of technology in 20th century. Energy became with time an indispensable value for the technology. For this reason in order to sustain the development of technology the world have been leaning towards to get the energy secure it. Most of the developed countries have done some studies in this area and planned how to secure their energy resources in case of upcoming demand by any future energy crisis.

Having low serum gas oscillation made the natural gas more preferable over other fuels for the last years. The continues supply of natural gas as a energy source gained it importance for the world. For this reason different natural gas storage methods are used in industry. The most widespread applications is the underground storage of natural gas.

The mature fields for the oil and gas production are known to have the impermeable reservoir. For this reason partially depleted oilfield can be suitable for the storage of natural gas. Natural gas can be stored safely in this fields. Alongside it is possible to produce the oil which is remaining in this reservoir.

In this study the natural gas storage in partially depleted reservoirs was examined. Some examples from all over the world for the gas storage in depleted reservoirs are given. Also it was mentioned about different reservoir problems possible run in to for this application alongside with possible changes in surface facilities. In the appendix of this study you can find the design for the natural gas storage in the partially depleted reservoir which is currently producing in Turkey.

1. GİRİŞ

02/05/2001 tarihli ve 24390 sayılı resmi gazetede yayınlanan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'yla; doğal gazın ithalatı, ihracatı, yurt içinde dağıtılması, depolanması gibi bir çok konuyla ilgili piyasada bulunan gerçek ve tüzel kişilerin yükümlülükleri belirtilmiştir. Bu doğrultuda 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu; ikinci bölüm; Madde 4-1; 4/a bendinde ithalatın piyasadaki tanımı ve ithalat yapacak tüzel kişilerin yükümlülükleri yer almaktadır ve 3. Madde:

“Her sene ithal edilecek doğal gazın yüzde onu kadar bir miktarı beş yıl içerisinde ulusal topraklarda depolama imkanına sahip olunması hususunda depolama faaliyeti yapacak tüzel kişilerden Kurumca belirlenen taahhüt ve garantilerin alınması” şeklindedir.

Öte yandan Türkiye'nin ne kadar gaz tükettiği ve ürettiği ilişkisinden ve ileriye dönük tahminlerden ithalat hacmi hakkında bir fikir elde edilebilir. 2007 yılı gaz tüketiminin 35.6 milyar sm^3 ; gaz üretiminin 0.86 milyar sm^3 verileriyle, 2007 yılında Türkiye'de doğal gaz ithalatının 34.7 milyar sm^3 olduğuna ulaşılır. İthalat rakamının 2008 yılı için 38 milyar sm^3 civarında olması tahmin edilmektedir. 38 milyar sm^3 doğal gaz ithalatı için gereken depo hacmi 3.8 milyar sm^3 'tür ve bu rakam gün geçtikçe büyüyecektir. Silivri'de tamamlanan yer altı gaz depolama ünitesinin işletilen gaz hacminin 1.6 milyar sm^3 ; halen projelendirme çalışmaları yapılan Tuz gölü yeraltı gaz depolama projesinin işletilen gaz hacminin 1 milyar sm^3 olduğu dikkate alınırsa, şu andaki ithalatı karşılayacak bir depo hacmine piyasanın sahip olmadığı açıktır.

Bu kapsamda Türkiye'de depo olabilecek alternatifler değerlendirilmelidir. Bunlardan bir tanesi de Türkiye'de bulunan terk edilmiş petrol sahalarıdır. Bu sahaların ekonomik ve teknik analizleri yapılmalıdır.

Bu çalışmada, terk edilmiş petrol sahalarında doğal gazın depolanması incelenmiştir. Bölüm 2'de, doğal gaza ve yer altında depolanmasına, yurt içi ve yurt dışı olarak göz atılmıştır. 3. Bölümde, yer altında doğalgaz depolama ile ilgili teknik bilgiler verilmiştir. Bölüm 4'te ise, petrol sahalarında doğal gazın depolanması ek üretim yapıldığı ile ilgili dünyadan örnekler verilmiştir. 5. Bölüm'de petrol sahalarında gaz depolama ile ek petrol üretimine değinilmiş ve bu tür projelerdeki rezervuar

davranışıyla ilgili detaylar verilmiştir. Bölüm 6’da, elde edilen sonuçlar ve fikirler sunulmuştur.

2. YER ALTINDA DOĞAL GAZ DEPOLAMAYA BAKIŞ

2.1 Dünya’da Doğal Gaz ve Depolanması

Çeşitli kimyasal ürünlerin başlıca hammaddesi olan doğal gaz dünya enerji tüketiminin önemli bölümünü karşılamaktadır. Doğal gazın geçmişi yüzlerce yıl öncesine dayanmaktadır. Tarihsel kaynaklar doğal gazın ilk kez M.Ö. 900’lerde Çin’de kullanıldığını göstermektedir. Taşınması, işlenmesi ve depolanması kolay olan doğal gazın yaygın kullanımı ise 1790’da İngiltere’de başladı. Boru hattı taşımacılığıyla birlikte 1920’lerde artan doğal gaz kullanımı 2. Dünya savaşından sonra daha da gelişti. Doğal gaz enerji üretim sektöründe ilk kez Amerika’da kullanılmaya başladı. 1950’li yıllarda doğal gazın dünyada enerji tüketimindeki oranı %10’u geçmiyordu. Günümüzde ise enerji tüketiminin %24’ü doğal gazla karşılanmaktadır. Dünyada bilinen doğal gaz rezervlerinin yaklaşık 70 yıllık ömrü olduğu tahmin edilmektedir. Bilinen doğal gaz rezervleri enerji eşdeğeri olarak petrol rezervlerine yakındır [1].

2006 yılı sonu verilerine göre; doğal gaz tüketiminde ABD yıllık 566.9 milyon ton eşdeğer petrol tüketimi ile ilk sırada yer alırken onu 388.9 milyon ton eşdeğer petrol tüketim ile Rusya Federasyonu takip etmektedir. Tablo 2.1’de ülkelerin yıllık doğal gaz tüketimleri yer almaktadır [2].

Bölgelere göre ise Avrupa&Asya kıtası yılda 1031.7 milyon ton eşdeğer petrol tüketim gerçekleştirirken Amerika kıtasında bu rakam yılda 702.5 milyon ton eşdeğer petrol şeklindedir. Üretimlere bakılacak olunursa, tüketimde olduğu gibi Rusya Federasyonu ile ABD ilk sırada yer almaktadır. 2006 yılı içersinde Rusya Federasyonunun üretimi 550.9 milyon ton eşdeğer petrol iken ABD’nin üretimi 479.3 milyon ton eşdeğer petrol olarak gerçekleşmiştir [2].

Tablo 2.1: Ülkelerin Yıllık Doğal Gaz Tüketimleri (Milyon Ton Eşdeğer Petrol) [2]

Ülkeler	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Kuzey Amerika	712.0	686.9	710.9	704.9	705.8	701.8	702.6
ABD	602.7	577.3	595.5	580.8	582.0	576.7	566.9
Kanada	74.7	74.5	77.0	82.9	80.5	82.3	87.0
Meksika	34.6	35.1	38.4	41.2	43.3	42.8	48.7
O. ve G. Amerika	84.5	89.0	90.7	95.2	106.4	113.3	117.5
Arjantin	29.9	28.1	27.2	31.1	34.1	36.4	37.6
Brezilya	8.4	10.5	13.0	14.3	17.0	17.9	19.0
Şili	4.7	5.7	5.9	6.4	7.4	7.7	6.8
Kolombiya	5.3	5.5	5.5	5.4	5.7	6.1	6.6
Ekvator	0.1	0.1	0.1	0.0	0.2	0.2	0.2
Peru	0.3	0.3	0.4	0.5	0.8	1.4	1.6
Venezuela	25.1	26.6	25.6	22.7	25.3	26.1	25.8
Digerleri	10.7	12.2	13.0	14.8	15.9	17.5	19.9
Avrupa & Avrasya	911.4	923.0	937.3	967.4	997.6	1012.8	1031.7
Avusturya	7.3	7.7	7.7	8.5	8.5	9.0	8.5
Azerbeycan	4.9	7.0	7.0	7.2	7.7	8.0	8.6
Belarus	14.6	14.5	14.9	15.4	16.6	17.0	17.6
Belçika&Lux	13.4	13.2	13.4	14.4	14.7	14.9	15.3
Bulgaristan	2.9	2.7	2.4	2.3	2.8	2.7	2.7
Çek. Cum.	7.5	8.0	7.8	7.8	8.0	7.7	7.6
Danimarka	4.4	4.6	4.6	4.9	4.9	4.5	4.6
Finlandiya	3.4	3.7	3.6	4.0	3.9	3.6	3.8
Fransa	35.7	37.5	37.5	39.0	40.2	41.3	40.6
Almanya	71.5	74.6	74.3	77.0	77.3	77.6	78.5
Yunanistan	1.7	1.7	1.8	2.0	2.2	2.5	2.9
Macaristan	9.7	10.7	10.8	11.8	11.7	11.9	11.3
İrlanda	3.4	3.6	3.7	3.7	3.6	3.5	4.0
İtalya	58.4	58.5	58.1	63.6	66.0	70.8	69.4
Kazakistan	8.7	9.1	10.0	11.7	13.7	17.6	18.2
Litvanya	2.5	2.5	2.6	2.8	2.8	2.9	2.9
Hollanda	35.3	35.2	35.4	36.2	39.1	35.5	34.5
Norveç	3.6	3.4	3.6	3.9	4.1	4.0	4.0
Polonya	10.0	10.4	10.1	10.1	11.9	12.3	12.3
Portekiz	2.1	2.3	2.5	2.7	2.8	3.8	3.7
Romanya	15.4	14.9	15.5	16.5	16.9	15.6	15.3
Rusya	339.5	335.4	350.0	353.6	361.8	364.6	388.9
Slovakya	5.8	6.2	6.5	6.3	6.1	5.9	5.0
İspanya	15.2	16.4	18.8	21.3	24.6	29.1	30.0
İsveç	0.7	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
İsviçre	2.4	2.5	2.5	2.6	2.7	2.8	2.7
Türkiye	12.7	14.4	15.6	18.8	19.9	24.2	27.4
Türkmenistan	11.3	11.6	11.9	13.2	13.9	14.9	17.0
Ukrayna	65.8	63.8	58.5	64.1	63.6	65.6	59.8
İngiltere	87.1	86.7	85.6	85.9	88.2	85.6	81.7
Özbekistan	42.4	46.0	47.2	42.5	44.4	39.6	38.9
Diğerleri	12.1	13.6	12.7	12.9	12.3	13.1	13.2

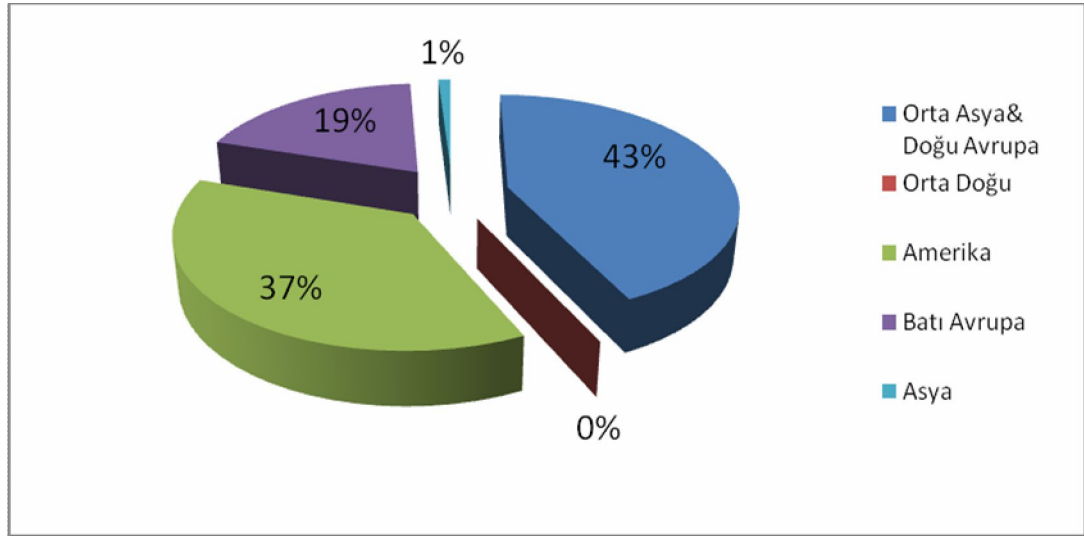
Tablo 2.1'in devamı: Ülkelerin Yıllık Doğal Gaz Tüketimleri
(Milyon Ton Eşdeğer Petrol) [2]

Ülkeler	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Orta Dogu	166.9	179.6	193.5	203.5	217.9	249.1	260.3
İran	56.6	63.2	71.3	74.6	78.4	92.1	94.6
Kuveyt	8.6	8.6	7.2	8.2	8.7	11.1	11.6
Katar	8.7	9.9	10.0	11.0	13.6	16.8	17.6
Suudi Arabistan	44.8	48.3	51.0	54.1	57.6	64.1	66.3
Birlesik Arap Emir.	28.3	29.1	32.8	34.1	35.6	37.1	37.5
Digerleri	19.9	20.5	21.2	21.5	24.0	27.9	32.7
Afrika	49.7	53.2	55.5	60.0	61.8	64.6	68.2
Cezayir	17.9	18.5	18.2	19.3	19.1	20.9	21.4
Misir	16.5	19.3	20.4	22.1	23.1	23.2	25.8
Digerleri	15.3	15.4	16.9	18.6	19.6	20.5	21.0
Asya ve Uzak Dogu	269.9	287.2	294.5	312.0	331.1	370.7	394.4
Avustralya	21.3	21.6	22.7	21.8	22.1	24.9	25.8
Banglades	9.0	9.7	10.3	11.1	11.9	12.8	13.7
Çin	22.1	25.0	26.7	29.5	35.1	41.2	50.0
Hong Kong	2.2	2.2	2.1	1.4	2.0	1.9	2.2
Hindistan	24.2	24.5	25.9	26.9	28.9	34.3	35.8
Endonezya	29.1	30.1	31.1	30.1	30.3	33.8	35.6
Japonya	68.6	71.1	64.7	68.9	64.9	71.1	76.1
Malezya	21.9	23.2	24.1	28.6	29.9	35.4	36.2
Yeni Zalanda	4.9	5.2	4.9	3.7	3.2	3.1	3.3
Pakistan	17.0	17.9	18.5	21.0	23.1	26.4	27.6
Filipinler	0.0	0.1	1.6	2.4	2.2	2.7	2.3
Singapur	1.6	4.1	4.4	4.8	7.0	5.9	5.9
Güney Kore	18.9	20.8	23.1	24.2	28.4	30.4	30.8
Tayvan	6.1	6.7	7.7	7.8	9.1	9.6	10.7
Tayland	18.4	20.3	21.9	24.7	25.9	26.9	27.5
Diğerleri	4.6	4.7	4.8	5.1	7.1	10.3	10.9
Toplam	2194.4	2218.9	2282.4	2343.0	2420.6	2512.3	2574.7

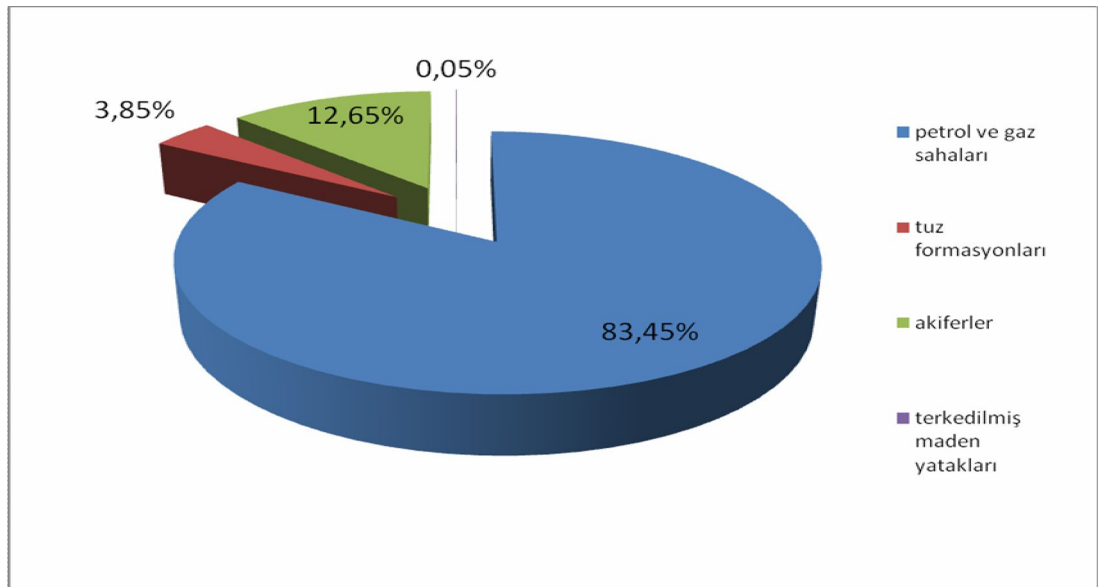
Depolama gereksinimi, doğal gazın saatlik, günlük ve mevsimlik talep farklılıklarına bağlı olmakla beraber, ülkenin doğal gaz kaynaklarına da bağlıdır. Şöyle ki, kullanılan doğal gaz tamamen ulusal kaynaklardan karşılanıyorsa, depolamaya büyük ölçüde gereksinim duyulmayabilir. Talep farklılığı gazın çekim hızı ayarlanarak karşılanabilir. Ancak, üretimde zaman zaman sorunlar çıkabilmektedir. Bu nedenle üreticiler de kesintileri önlemek üzere depolama yoluna gidebilmektedir [3].

Ülkelerin verilerine dayanılarak; dünyada toplam olarak 634 depo ile 340 milyar sm^3 büyüklüğünde işletilen gaz hacmi oluşturulmaktadır. Bölgelere göre işletilen gaz hacimlerin dağılımı Şekil 2.1’de yer almaktadır. Görüldüğü gibi işletilen gaz hacminin büyük kısmı, Orta Asya&Doğu Avrupa ile Amerika’da yer almaktadır.

Uygulanmış depo tiplerine göre işletilen gaz hacmi dağılımları Şekil 2.2’de gösterilmektedir. Petrol ve gaz sahalarının yer altında gaz depolama uygulamalarında büyük bir paya sahip olduğu açıktır. Bu tür sahaları akiferler ve tuz formasyonları takip etmektedir.



Şekil 2.1: Bölgelere Göre İşletilen Gaz Kapasitesi Oranları[4]



Şekil 2.2: Depolama Tiplerine Göre İşletilen Gaz Kapasitesi Oranları[4]

Uluslararası Gaz Birliği Çalışma Komitesi(IGU WOC)’den alınan verilerle, ülkelerin var olan işletilen gaz hacimleri Tablo 2.2’de yer almaktadır.

Tablo 2.2: Ülkelerin İşletilen Gaz Kapasiteleri ve Depo Saha Sayıları [5]

Ülke	Oluşturulan İşletilen Gaz Hacmi(10^6sm^3)	Yer Altı Gaz Depo Sayısı
ABD	110485	417
Rusya	90045	23
Ukrayna	34065	13
Almanya	19772	41
İtalya	17300	10
Kanada	14070	42
Fransa	11633	15
Hollanda	4750	3
Özbekistan	4600	3
Kazakistan	4203	3
Macaristan	3610	5
İngiltere	3267	4
Çek Cum.	2801	8
Avusturya	2647	4
Slovakya	2341	4
Letonya	2105	1
İspanya	1990	2
Polonya	1572	6
Romanya	1470	5
Japonya	1143	6
Azerbeycan	1080	2
Avustralya	934	4
Danimarka	815	2
Beyaz Rusya	750	2
Belçika	650	2
Çin	600	1
Bulgaristan	500	1
Hırvatistan	500	1
Ermenistan	150	1
İrlanda	100	1
Arjantin	80	1
Kırgızistan	60	1
Toplam	340087	634

2.2 Türkiye’de Doğal Gaz ve Depolanması

Türkiye’de doğal gazın varlığı 1970 yılında Kırklareli Kurumlar bölgesinde tespit edilerek, 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikası’nda kullanılmaya başlandı. 1975 yılında Mardin Çamurlu sahasında bulunan doğal gaz, 1982 yılında Mardin Çimento Fabrikası’na verildi. Kaynaklardaki rezervlerin sınırlı olması tüketimin genişlemesini önledi [6].

Doğal gazın sanayi ve şehir şebekelerinde kullanımı çalışmalarına, 84/8806 sayılı Bakanlar Kurulu kararıyla 1984 yılında SSCB ile imzalanan doğalgaz sevkiyatı anlaşmasının ardından başlandı. Doğal gaz şehir içi evsel ve ticari olarak ilk kez 1988’de Ankara’da kullanıldı. 1992 yılında İstanbul’da, Bursa’da, Eskişehir’de, İzmit’te doğal gaz pazarı genişledi [6].

Türkiye’de tüketime sunulan yıllık doğal gaz miktarının, imzalanan anlaşmalarla; 2010 yılında 55 milyar sm^3 mertebesine ulaşması beklenmektedir. Gazın büyük bir kısmı sanayide kullanılmaktadır ve gaz dağıtım firmaları sanayideki aboneleri ile özel bir sözleşme yaparak olası bir gaz arzı sıkıntısında sanayiye verdiği gaz miktarını azaltıp bunu konutlara vermektedir [6].

Türkiye’de de sınırlı bir miktarda doğal gaz üretilmekte ve kullanıma sunulmaktadır. Türkiye doğal gazı esas olarak Rusya ve İran’dan boru hatlarıyla, Cezayir ve Nijerya’dan sıvılaştırılmış (LNG) olarak deniz yoluyla satın almaktadır. Ayrıca Azerbaycan ve Türkmenistan ile doğal gaz temini için anlaşmalar yapmıştır [6].

Türkiye, enerji uzmanları tarafından dünyanın en hızlı gelişen on pazarından biri olarak gösterilmektedir. Ekonomik büyüme ve sınırlı doğal kaynaklar, ülkemizin enerji ithali gereksinimi arttırmaktadır. Türkiye stratejik konumu gereği Ortadoğu ve Hazar Denizi doğal gaz üretim alanları ile Avrupa tüketim pazarı arasında köprüdür [6].

Son yıllarda Türkiye tükettiği gazın büyük kısmını Rusya Federasyonu’ndan ithal etmektedir. Bu gazın büyük kısmı yeni tamamlanmış olan ve Mavi Akım olarak adlandırılan hatla yurda ulaşmaktadır. Bu hat ile, 2002 yılından başlamak üzere, 25 yıl boyunca 400 milyar sm^3 gazın taşınması planlanmaktadır [1].

Doğal gazda Rusya’ya olan bağımlılığı kırmak amacıyla Türkiye alternatif kaynaklar yaratmaya çalışmaktadır. Bu kaynaklar Türkmenistan, Özbekistan, Kazakistan, Mısır, Nijerya, Irak ve İran gibi ülkelerde yer almaktadır. Türkiye’nin nerelerden doğal gaz ithal ettiği ile ilgili bilgiler Tablo 2.3’te gösterilmiştir.

Tablo 2.3: Yıllar İtibariyle Doğal Gaz ve LNG Alım Miktarları (Milyar sm³) [7]

	RUSYA FED.BATI HATTI	İRAN	RUSYA FED. MAVİAKIM	AZERBAYCAN	NİJERYA LNG	CEZAYİR LNG	SPOT LNG	TOPLAM
1987	433	-	-	-	-	-	-	433
1988	1.136	-	-	-	-	-	-	1.136
1989	2.986	-	-	-	-	-	-	2.986
1990	3.246	-	-	-	-	-	-	3.246
1991	4.031	-	-	-	-	-	-	4.031
1992	4.430	-	-	-	-	-	-	4.430
1993	4.952	-	-	-	-	-	-	4.952
1994	4.957	-	-	-	-	418	-	5.375
1995	5.560	-	-	-	-	1.058	240	6.859
1996	5.524	-	-	-	-	2.436	80	8.041
1997	6.574	-	-	-	-	3.300	-	9.874
1998	6.539	-	-	-	-	3.051	644	10.233
1999	8.693	-	-	-	77	3.256	332	12.358
2000	10.079	-	-	-	780	3.962	-	14.821
2001	10.931	115	-	-	1.337	3.985	-	16.368
2002	11.603	669	-	-	1.274	4.078	-	17.624
2003	11.422	3.520	1.252	-	1.126	3.867	-	21.188
2004	11.106	3.558	3.238	-	1.034	3.237	-	22.174
2005	12.857	4.322	4.969	-	1.030	3.851	-	27.028
2006	12.246	5.691	7.403	-	1.118	4.203	80	30.741
2007*	13.799	6.158	9.346	1.279	1.420	4.277	170	36.450

* Aralık ayı itibarıyla

2007 yılı sonu itibarıyla Rusya Federasyonu'ndan Batı Hattı ile 13.8 milyar sm³ ve Mavi Akım kapsamında, 9.3 milyar sm³; Nijerya'dan 1.4 milyar sm³ (LNG olarak) ve Cezayir'den 4.3 milyar sm³ (LNG olarak) ve İran'dan 6.2 milyar sm³ olmak üzere, toplam 36.4 milyar sm³ gaz ithal edilmiş olup, doğal gaz satış miktarı 30.5 milyar sm³ olmuştur. Satışların sektörel dağılımı Tablo 2.4'teki gibidir. Ayrıca kontrata bağlanmış arz miktarları ise Tablo 2.5'te yer almaktadır [7].

Tablo 2.4: Türkiye'de 2007 yılı Doğal Gaz Satışlarının Sektörel Dağılımı (Milyar sm³) [7]

Elektrik	19.7
Gübre	-
Sanayi	7.6
Konut	7.8
Toplam	35.1

Tablo 2.5: Kontrata Bağlanmış Arz Miktarları (Milyon sm³) [7]

YILLAR	2007	2008	2009	2010	2015	2020
RUSYA FEDERASYONU	6000	6000	6000	6000	0	0
LNG(M.EREĞLİSİ) CEZAYİR	4444	4444	4444	4444	0	0
LNG(M.EREĞLİSİ)NİJERYA	1338	1338	1338	1338	1338	1338
İRAN	9556	9556	9556	9556	9556	9556
RUSYA FED.(İLAVE)(BATI)	8000	8000	8000	8000	8000	8000
RUSYA (MAVİ AKIM)	10000	12000	14000	16000	16000	16000
TÜRKMENİSTAN (*)	0	0	0	0	0	0
AZERBAYCAN	3000	5000	6600	6600	6600	6600
TOPLAM ARZ	41621	45553	49092	51059	40791	40791
(*) : Doğal gaz alımı belirsizliğini korumaktadır.						

Türkiye’de 2007 yılında doğal gaz talebi geçmiş yıllarda olduğu gibi güçlü bir şekilde artış göstermiştir. Ulusal gaz tüketiminin bir önceki yıla göre %18.5 artarak 36.2 milyar sm³’e ulaşması beklenmektedir. 2007 yılındaki gerçekleşen önemli bir gelişme Hazar’da bulunan Şahdeniz bölgesinden çıkan doğal gazın Türkiye’ye ulaşmasıdır. Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı’na paralel olarak inşa edilen, Bakü-Tiflis-Erzurum Doğal Gaz Boru Hattıyla Azeri gazı Türkiye’de kullanıma sunulmuştur. Azeri gazının ulaşmasıyla birlikte Türkiye arz kaynaklarını çeşitlendirerek arz güvenliğini artırmış ve aynı zamanda daha ucuz olan bu gaz sayesinde ortalama doğal gaz maliyetini düşürmüştür. Azeri gazının Avrupa’ya ihracı için inşa edilen Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı da bu yıl içinde işletmeye açılmış ve Türkiye üzerinden Avrupa pazarlarına doğal gaz nakli başlamıştır. Bu hattın ileride İtalya’ya uzatılması planlanmaktadır. Doğal gaz talep tahmin ve doğal gaz ihracat miktarları Tablo 2.6’ da gösterilmektedir [7 ve 8].

Tablo 2.6: Doğal Gaz Talep Tahmin ve Doğal Gaz İhracat Miktarları (Milyar sm³)[7]

YILLAR	2007	2008	2009	2010	2015	2020	2025	2030
TÜRKİYE DOĞAL GAZ TALEP MİKTARLARI	35.035	35.966	39.780	43.806	56.183	65.867	70.546	76.378
DOĞAL GAZ İHRACAT MİKTARLARI (YUNANİSTAN)	0.31	0.492	0.737	0.737	0.737	0.737	0	0
TOPLAM DOĞAL GAZ TALEP MİKTARLARI	35.097	36.458	40.517	44.543	56.920	66.604	70.546	76.378
Not :*TEİAŞ'ın ilave elektrik üretimi için doğal gaz talepleri dikkate alınmıştır.								
** İç Tüketim Dahil edilmiştir.								

2002 yılında BOTAŞ tarafından başlatılan Nabucco Projesi’de Türkiye için bir arz kaynağıdır. Projenin 2010 yılında başlayacağı duyurulmuştur. Bu proje ile zengin gaz yataklarına sahip, Türkmenistan ve Kazakistan’dan yüklü miktarlarda gazın Avrupa’ya aktarılması planlanmaktadır. Projedeki ana amaç Rusya’ya alternatif doğal gaz arzlarının oluşturulmasıdır. Türkiye’den çıktıktan sonra terminal ülke Avusturya’ya kadar sırasıyla Bulgaristan, Romanya ve Macaristan’dan geçecek boru hattı ortakları eşit hisse ile BOTAŞ (Türkiye), Bulgargaz (Bulgaristan), Transgaz (Romanya), MOL (Macaristan), OMV (Avusturya ve RWE (Almanya)’dır. 2020 yılında 31 milyar sm^3 doğalgaz taşıyacağı varsayılan hat, aynı zamanda AB’nin Trans-Avrupa Enerji Hattı’nın bir parçası olarak öngörülmekte olup fizibilite ve mühendislik çalışmaları için AB fonlarından da faydalanılmıştır. İlk hesaplara göre toplam maliyet 4.6 milyar Euro’dur [9].

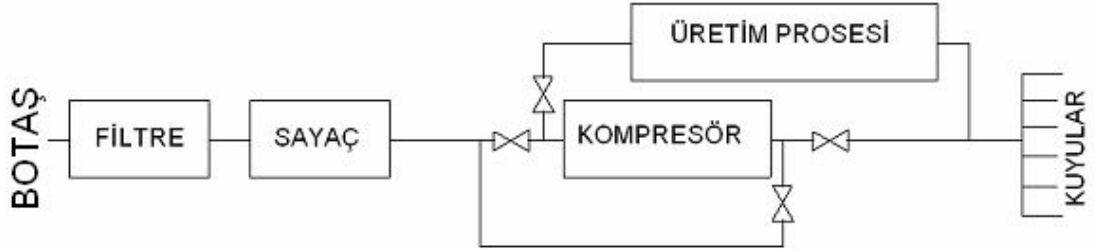
Arz güvenliğine ilişkin diğer bir gelişme de Kuzey Marmara’da Türkiye’nin ilk yer altı doğal gaz depolama tesisinin işletmeye alınmasıdır. Bu sayede Türkiye, arz kaynaklarında olabilecek kısa süreli kesintilere karşı ulusal gaz arzının devamlılığını sağlayabilecektir. Ayrıca yeni bir proje ile Tuz Gölü havzası altına 1 milyar sm^3 doğal gaz depolanması planlanmaktadır [7].

2.2.1 Silivri Doğal Gaz Depolama Tesis

Silivri doğalgaz depolama tesisi Türkiye’nin ilk ve tek doğalgaz depolama tesisidir. Tesisin yer altı rezervuarları Kuzey Marmara ve Değirmenköy’dür. Kuzey Marmara Doğal Gaz Sahası, Silivri’nin 5 km batısında sahilden 2.5 km uzaklıkta, 43 m su derinliğinde 1988 yılında açılan Kuzey Marmara-1 kuyusu sondajında 1200 m’de gaz keşfi ile bulundu. Saha, Türkiye’nin denizdeki ilk doğalgaz sahası olma özelliğini taşımaktadır. Kuzey Marmara Sahası’nda proje kapsamında daha önce denizde delinmiş olan 5 adet "offshore" kuyuya ilave olarak ihtiyaç duyulan 6 adet uzun açılımlı kuyunun 2003 yılı ortalarında başlanan sondaj çalışmaları 2004 yılı ortalarında tamamlanmıştır. Kuyularda dik derinlik 1200-1250 m, yatay açılım 2287-2947 m ve dikey eksenden sapma açısı 76-80 derece olarak gerçekleşmiştir. Değirmenköy Sahası ise Silivri’nin 19 km kuzeybatısında olup 1994 yılında Değirmenköy-1 kuyusu ile keşfedildi ve 1995 yılında üretime alınmıştır. Proje kapsamında Değirmenköy Sahası’nda 7’si yönlü kuyu olmak üzere 9 adet kuyu kazılmıştır.

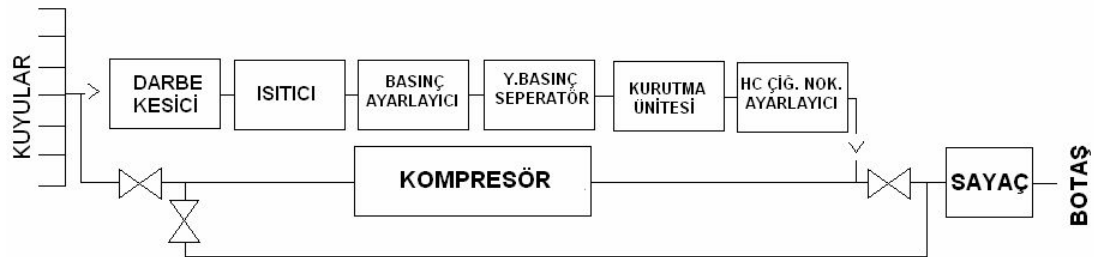
Kuzey Marmara sahasının işletilen gaz miktarı 1.3 milyar sm^3 ve Değirmenköy sahasının işletilen gaz miktarı 0.3 milyar sm^3 olmak üzere toplam tesis kapasitesi 1.6 milyar sm^3 ’tür. Yastık gaz miktarlarına bakılacak olunursa; Kuzey Marmara sahası için yastık gaz miktarı 1.64 milyar sm^3 iken Değirmenköy sahası için yastık gaz

miktarı 0.24 milyar sm^3 'tür. Tesisin üst işletme basınç değeri 2030 psi (138 bar) ve yastık gaz basıncı ise 1220 psi (83 bar)'dır. Tesis, ani üretim taleplerine; 12 milyon $\text{sm}^3/\text{gün}$ 'ü Kuzey Marmara ve 3 milyon $\text{sm}^3/\text{gün}$ 'ü Değirmenköy olmak üzere toplamda 15 milyon $\text{sm}^3/\text{gün}$ ile cevap vermektedir. En büyük enjeksiyon debisi ise iki saha için 12 milyon $\text{sm}^3/\text{gün}$ 'dür [10].



Şekil 2.3: Enjeksiyon Sırasında Gazın İzlediği Yol

Enjeksiyon sırasında BOTAS hattından tesise ulaşan gaz öncelikle filtrelerden geçmektedir. Sonrasında sayaçlardan geçen gaz, basınçlandırılması gerekli ise kompresörlere ulaşmaktadır. Eğer gaz basıncı rezervuar basıncından yüksek ise gaz kompresörlere uğramadan, doğrudan rezervuara basılmaktadır. Enjeksiyon gaz akış şeması Şekil 2.3'teki gibidir.



Şekil 2.4: Üretim Yapılırken Gazın İzlediği Yol

Silivri tesislerinde gaz üretilirken izlediği yol Şekil 2.4'te gösterilmektedir. Üretim sırasında, rezervuardan gelen gaz tesiste darbe kesici (slug catcher) olarak adlandırılan donanıma ulaşır. Burada gaz içerisinde bulunan katı ve sıvı ayrışabilir tanecikler uzaklaştırılır. Gaz, sonrasında basınç düşümü öncesi ısıtılır. Burada amaç, basınç düştüğü zaman gazın sıcaklığının istenilen değerde kalmasıdır. Basınç düşürme istasyonundan geçen gaz yüksek basınç seperatörlerine girerek burada içerdiği sıvılardan (su ve yoğuşuktan) ayrıştırılır. Kurutma(glikol) ünitesine ulaşan gaz, glikolün su buharını emmesi sonucu kuru halde Hidrokarbon(HC) Çiğlenme Noktası Ayarlama ünitesine ulaşır. Burada -16 °C'a kadar soğutulan gaz, içinde bulunan ve bu derecede sıvı faza geçen diğer hidrokarbon bileşiklerden ayrılır. Bu gaz tekrar gaz-gaz eşanjörlerinden geçerek ısıtılır, ihtiyaç duyulursa kompresörlere

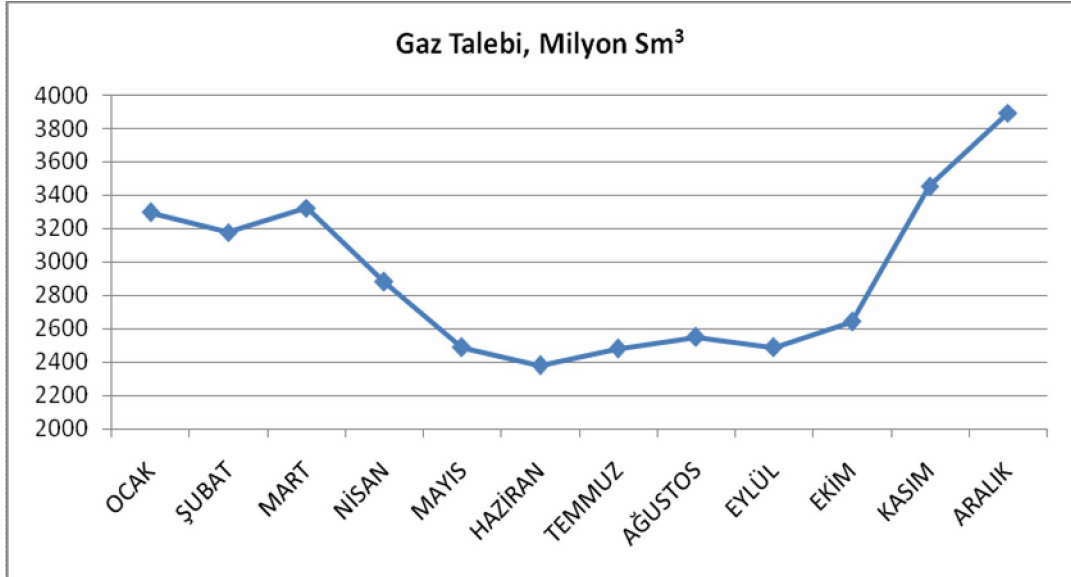
yönlendirilir ve sayaçlardan geçerek BOTAŞ hattına teslim edilir. Gaz basıncı yeterli ise, doğrudan sayaçlara ulaşan gaz BOTAŞ hattına teslim edilir [10].

Tesiste ayrıştırılan gazlar glikol ünitesinin ihtiyacı olan enerjiyi karşılamaktadır. Üretilen sular eski üretim kuyularına basılırken yoğunlaşık HC, TPAO'ya teslim edilmektedir [10].

3. YER ALTINDA DOĞAL GAZ DEPOLAMA

Yer altı doğal gaz depolaması, 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 rol oynar [3].

Şekil 3.1’de Türkiye’nin 2007 yılında aylara göre gaz tüketimi yer almaktadır. Görüldüğü gibi mevsimsel olarak gaz talebinde değişiklikler vardır. Aralık ayında gaz tüketimi en üst değer olan 3.9 milyar sm^3 ’e ulaşırken haziran ayında bu değer 2.4 milyar sm^3 ile en düşük seviyededir. Türkiye için ortalama gaz tüketimi 3.1 milyar sm^3 /ay şeklindedir. Yaz aylarında bu rakamın üzerinde ithal edilen gaz depolara yönlendirilmeli ve kış aylarında oluşacak arz eksikliği ise depolanan bu gaz ile sağlanmalıdır.



Şekil 3.1: Türkiye’de 2007 Yılı İçinde Aylara Göre Doğal Gaz Talebi [7]

Gaz depolama öncelikli olarak kış aylarında evsel kullanımda olan tüketim eksikliğini karşılamak içindir. Üretim yeterli olsa dahi boru hatları bu artışı karşılayacak kapasitede olmayabilir. Birçok gaz dağıtıcısı; boru hatları yeterli olsa dahi, tüketimde meydana gelen bu dalgalanmaları aşamamıştır. Gaz dağıtımındaki dalgalanmalarda endüstriyel tüketimin de etkisi vardır. Yıl içerisinde bulunan resmi ve hafta tatillerinde, endüstriyel gaz tüketimi azalır. Bu arz fazlası oluşturur. Gaz depoları böyle durumlarda devreye girer [11].

3.1 Yer Altında Doğal Gaz Depolama Çeşitleri

Teknik olarak yer altında gaz depolama üç ana başlıkta toplanabilir. Bunlar; terk edilmiş petrol ve gaz sahalarında depolama, akiferlerde depolama ve tuz formasyonlarında depolamadır.

3.1.1 Terk Edilmiş Petrol ve Gaz Sahalarında Doğal Gaz Depolama

Terk edilmiş petrol ve gaz sahaları doğal gaz depolama için en uygun alanlardır. Rezervuar boyutu, jeolojik verilerden veya gaz üretimi ile rezervuar basınçlarından hesaplanır. Bu tür hesaplamalar su hareketi az olan veya olmayan rezervuarlarda oldukça basittir.

Var olan birçok depo rezervuar terk edilmiş gaz sahalarından oluşmaktadır. Terk edilmiş petrol sahalarının depo rezervuara dönüştürülmesi esas olarak terk edilmiş gaz rezervuarlarından farksızdır. Bu sahaların oluşturulması esnasında yapılacak ilk iş, saha bilgilerini bir araya getirmektir. Bu bilgiler;

- jeolojik bilgiler
- ilk rezervuar basıncı
- üretim-rezervuar basıncı ilişkisi
- rezervuar sıcaklığı
- gaz ve petrol özgül yoğunlukları
- var olan kuyular, derinlikleri ve karotları
- kuyu logları
- rezervuar yapısı ve haritası
- su-itişimi durumu
- kuyu akış kapasiteleri
- kuyu mekanik durumları
- komşu rezervuarların dahil olduğu harita [11]

Var olan kuyuların CBL (Cement bond log)’i alınmalı, gerekirse çimento ile sağlamlaştırılmalıdır. Ses dalgaları ile mekanik durumu kontrol edilmelidir. Eğer

korozyon başlamışsa, bir liner inilebilir veya packer ve korozyon inhibitör kullanılarak rezervuara bağlanılabilir. Bu tür sahalarda kuyuların mekanik durumu ve kapan kayacın karakteri biliniyorsa, üst işletme basıncı da tespit edilebilir [11].

Sahalar genelde; su basınç gradyanı olan 0.43-0.52 psi/ft lik basınç profili ile karşımıza çıkar. Deneyimlere göre; iyi bir kapan kayacının basınç gradyanı 0.65 psi/ft'tir ve 0.70 psi/ft'lik değerler dahi kullanılmıştır. Üst işletme basıncının depo hacmini ve kuyu akışını etkilediği düşünülürse, üst işletme basınç tayini, bu tasarımın en önemli parçalarından birisidir. Yastık gaz basınç tasarımında ise; gazı hatta vermek için gereken beygirgücü, üretim sorunları ve ekonomi göz önünde bulundurulmalıdır. Dayanaksız kapan kayacı veya buna benzer durumlarda, keşif basıncı, üst işletme basıncı olarak kullanılabilir [11].

Basınç-üretim bilgileri mevcut ise, P/z ile gaz üretimi eğrisi yardımıyla rezervuarda bulunan ilk gaz miktarı ve gözenek hacmi hesaplanabilir. Bu grafik beklenenin dışında bir durum sergiliyor ise, yapının su itişimli olduğunu söylenebilir [11].

Depo saha tasarımında, son dönemlerdeki ani çekiş dikkate alınmalıdır. Örneğin işletilen gaz hacminin % 70'inin tükendiği varsayılır ve bu durumdaki rezervuar basıncı bulunur. Bu basınçla kuyuların performansı elde edilir ve kuyu akışı hesaplanabilir. Ani çekiş debisini verecek kuyu sayısı buradan bulunur [11].

3.1.2 Akiferlerde Doğal Gaz Depolama

Akiferler, sadece su içeren rezervuarlardır. Bu tür rezervuarlar terk edilmiş petrol veya gaz sahalarına sahip olunmadığı durumlarda tercih edilir. Depolama piyasası içerisinde önemli bir ilerleme kaydetmiştir. Genel olarak akiferler depo rezervuara dönüştürülürken, terk edilmiş petrol ve gaz sahalarına göre daha az ekonomiktir.

Akiferler en az tercih edilen depolama türüdür. Bunun için birçok sebep mevcuttur. Bunlardan birincisi, uzun süreçli bir çalışma ile oluşturulur. Terk edilmiş sahalarda jeoloji bilinir, bu durum akiferler için söz konusu değildir. Dolayısıyla bu sahalarda için sismik çalışmalar yapılmalıdır. Ayrıca, sahanın gözeneklilik, geçirgenlik, basınç dayanımı vb gibi fiziksel özellikleri belirsizdir. Rezervuarın kapasitesi de çeşitli çalışmalar sonucu elde edilebilir.

Akifer rezervuar olan sahalardan sıfırdan oluşturulacak sahalardır. Boru hatları, kuyular, ayrıştırma donanımları gibi birçok eleman saha da mevcut değildir. Ayrıca akiferlerde mevcut olan suyu ötelemek için güçlü pompalara ihtiyaç duyulur. Daha büyük dehidrasyon üniteleri gereklidir. Göz önünde bulundurulması gereken bir diğer noktada ani çekişlerde akiferlerin davranışlarıdır. Akiferler ilave su itişim

basıncı ile terk edilmiş petrol ve gaz sahalarına göre daha hızlı üretilebilir bir yapıdadır.

Akiferlerde basılan gazın dışında gaz yoktur. Bu sebeple, akiferlerde yastık gaz oranı daha fazladır. Terk edilmiş sahalarda; yastık gaz toplam gazın % 50'si civarında iken, bu rakam akiferler için % 80-90 civarında seyretmektedir. Saha terk edildiği zaman bu gazın tamamı üretilmemektedir. Geliştirilen sahalarda içersinde bu tür sahaların sayısı oldukça azdır. Günümüz piyasasında akiferlerin depoya dönüştürülmesi oldukça maliyetlidir. Üretim döneminde akiferlerde ki gazın üretimi müşteri tüketim davranışına göre ayarlanabilir. Örneğin ihtiyaç olunan gaz 20, 60 veya 120 gün gibi zaman dilimlerinde karşılanabilir.

3.1.3 Tuz Formasyonlarında Doğal Gaz Depolama

Tuz formasyonları doğal gaz depolama için birçok özelliğe sahiptir. Tuz formasyonları geçirimsizdir ve tuz formasyonundan oluşmuş bir duvar, çelik kadar dayanıklıdır. Bu sebeple; gaz depoda kapanlanabilir ve tuz formasyonu depo olarak kullanılabilir.

Doğal gaz depolamaya uygun iki tip tuz formasyonu vardır. Bunlar tuz domları ve tuz yataklarıdır. Domlar çok kalın tuz formasyonlarıdır. Bir tuz domu bir mil genişliğinde ve 10 bin m yüksekliğinde olabilir. Derinliği 500 m ve üzeri olabilir. Derinlikleri, basınç dayanımları için önemli bir parametredir. Dolayısıyla ne kadar derin olurlarsa azami çalışma basınçları o kadar yüksek olur. Ama daha derinlerde sıcaklık ve basınç artacağından, tuz plastik gibi davranır ve bahsedilen dayanım özelliğini yitirebilir.

Tuz yatakları daha ince (300 m veya daha az) yapılardır ve daha yüzeyde yer alırlar. Tuz yatakları tuz domlarına göre daha küçük yükseklik-genişlik oranına sahiptirler. Ayrıca tuz yatakları domlara nazaran daha fazla çözölemeyen malzeme içerirler. Tuz eritildikten sonra bu malzemeler rezervuar içersinde kalır ve rezervuarın akışı, kapasitesi gibi elemanlarını olumsuz olarak etkilerler. Sonuç olarak, tuz yataklarının depo rezervuara dönüştürülmesi daha maliyetlidir.

Tuz domları ve yatakları eritilerek bir oyuk elde edilir ve bu oyuk depo rezervuar olarak isimlendirilir. Yer altında depolama türleri içersinde en yüksek maliyetli tür bunlardır. Ancak oluşturulduktan sonra en kullanışlı depo rezervuarlardır. Hızlı üretilebilme özelliğine sahiptir. Dolayısıyla daha kısa zamanda tüm işletilen gaz hacmi üretilebilir. Yastık gaz ihtiyacı azdır ve yastık gaz acil durumlarda üretilebilir. Yıl içersinde birden fazla enjeksiyon ve üretim gerçekleştirilebilir.

Tuz formasyon depoları terk edilmiş petrol ve gaz sahalarına göre daha az alan içerisinde yer alır. Ortalama olarak; tuz formasyon depolarının alanı, terk edilmiş bir gaz veya petrol sahasının yüzde biri büyüklüğündedir. Tuz formasyon depolarında saha yönetimi ve operasyonları daha kolaydır. Ayrıca sahanın depo rezervuara dönüştürülmesi zamanı daha kısadır.

Aynı depo hacmine sahip, tuz formasyon deposu ve terk edilmiş bir doğal gaz saha deposunda yıl içerisinde depolanan gaz miktarına bakılacak olunursa, tuz formasyon depoları bir yılda daha fazla işletilen gaz depolayabilir. Çünkü bu tür depolar yıl içerisinde birkaç defa doldurulup boşaltılabilir. Diğer tip sahalarda böyle bir durum söz konusu değildir.

Sonuç olarak en maliyetli sahalardan olmalarına rağmen, bu tip sahalardan ani tüketim artışına ve ani arz fazlası durumlarına en yüksek debide cevap verebilen depolardır.

Tablo 3.1’de yer altında gaz depolama için ekonomik değerler yer almaktadır. Değerildiği gibi petrol ve gaz sahaları en fazla işletilen gaz hacmine sahip olmakla beraber birim gaz hacmi için en az yatırım gerektiren sahalardır. Fakat diğer taraftan tuz domlarında depolama en fazla yatırımı gerektirirken yüksek üretilebilirlik özelliğine sahiptir. İhtiyaç duyulan depolama tipi seçilirken, üretilebilirlik ve depolama ekonomisi bakılması gereken ilk parametrelerdir.

Tablo 3.1: Yer Altında Gaz Depolamada Ekonomik Değerler [12]

	Petrol ve Gaz Sahaları	Akiferler	Tuz Formasyonları
İşletilen Gaz, Milyon sm ³	300-5000	200-3000	50-500
Birim Gaz Hacmi İçin Yatırım Miktarı,\$/m ³	0.05-0.25	0.3-0.5	0.4-0.7
İşletme Maliyeti, \$/Milyon BTU	0.3-0.5	0.3-0.5	0.3-2.5

3.2 Yer Altında Doğal Gaz Depolamada Sistem Elemanları

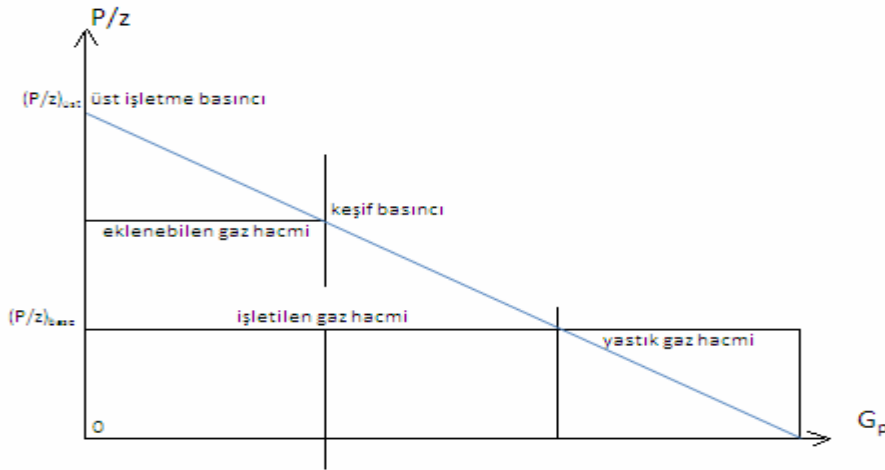
Yer altında doğal gaz depolama sistemi, doğal olan bazı yapılarla beraber insan gücüyle eklenmiş olan elemanlar tarafından oluşturulur. Bu elemanlar; yer altı rezervuarı, kuyular, toplama sistemi, kompresörler, merkezi sayaç, merkezi seperatör, merkezi dehidratör ve iletim hatlarıdır.

3.2.1 Yer Altı Rezervuarı

Yer altında gaz depolamak için belli bir geçirgenliğe sahip, gözenekli bir ortama ihtiyaç duyulur. Bu gözenekli ortam geçirimsiz bir tabaka tarafından kaplanmalıdır. Bu zon geçirimsiz kayaç olmakla beraber, su tabakası şeklinde de görülebilir. Rezervuar özelliklerinden gözeneklilik, deponun büyüklüğünü doğrudan etkiler. Bununla beraber geçirgenlik, deponun birim basınç farkında oluşturacağı debiyi etkiler. Dolayısıyla depolama için geçirgenlik ve gözenekliliğin yüksek olması depolama projeleri için istenen bir durumdur.

Yapısal olarak iki çeşit yeraltı rezervuarı vardır. Bunlar hacimsel(kapalı) ve su-itişimli rezervuarlardır. Hacimsel rezervuarlarda, rezervuarı saran geçirimsiz tabaka kayaçtır. Büyüklüğü ve şekli sabittir.

Su-itişimli rezervuarlarda ise; rezervuar, üst ve yanlar geçirimsiz kayaçlarla örtülü iken, alt taraf su tabakasıdır. Bu tür rezervuarlarda, suyun hareketi ile rezervuar hacmi değişiklik gösterir. Bu hacim değişikliğinde iki farklı etken vardır. Bunlardan birincisi suyun sıkışması iken, ikincisi basınçla beraber suyun başka ortamlara gitmesidir. Dolayısıyla bu tür rezervuarda basınç değişimi hacimsel rezervuarlara göre farklılık gösterir.



Şekil 3.2 : Hacimsel (Kapalı) Rezervuarlar İçin Genelleştirilmiş P/z & G_p Grafiği[14]

Depo rezervuarda iki çeşit gaz bulunur. Bunlar yastık gaz ve işletilen gazdır ve Şekil 3.2'deki gibidir. Yastık gaz, istenilen zamanda istenilen üretimin yapılabilmesi için rezervuarda sürekli olarak bulunan gazdır. Bu gazın bir kısmı üretilebilir diğer bir kısmı üretilemezdir. İşletilen gaz ise döngü halinde; arz fazlası durumunda depolanan, arz açığı durumunda üretilen gazdır.

3.2.2 Kuyular

Depolama projelerinde üç tip kuyuya ihtiyaç duyulur. Bunlar; enjeksiyon, üretim ve gözlem kuyularıdır. Rezervuar yapılarına göre, bazı kuyulardan enjeksiyon ve üretimin beraber yapılması uygun olmayabilir. Bazı yapılarda, su hareketi, kabarcık noktası vb gibi gözlemler için gözlem kuyuları enjeksiyon ve üretim kuyularından ayrı noktalarda olabilir. Bu hususların dışında bu kuyular bir arada olabilir. Ekonomik olarak en uygun seçenekte budur [13].

Enjeksiyon ve üretim yapılan kuyular; daha önce üretim yapan kuyularla kıyaslanırsa, daha geniş çapa sahiptirler. Bu yolla rezervuarda depolanan gaz daha kısa zamanda boru hatlarına taşınabilir.

Gözlem kuyuları genellikle verimsiz enjeksiyon ve geri çekiş kuyularından oluşturulur. Bu kuyular enjeksiyon ve geri çekiş kuyularına nazaran daha küçük çaplıdır.

Denklem 3.1, sahadaki bir üretim kuyusunun debisiyle, kuyu başı basıncı arasındaki ilişkisini tanımlar.

$$Q = C(P_{sis}^2 - P_{fs}^2)^n \quad (3.1)$$

Burada;

- Q : Üretim debisi, milyon sm³
- P_{sis} : Kuyu başı kapama basıncı, psi
- P_{fs} : Kuyu başı akış basıncı, psi
- C : Test ile elde edilen sabit, milyon sm³/psi²ⁿ
- n : Test ile elde edilen sabit, birimsiz

Denklem 3.1’de bulunan “C” ve “n” yalnızca kuyudaki üretim borularının akışına bağlı değildir. Bu katsayıları üretim borularıyla beraber rezervuardan kuyuya olan akışta etkiler. Öyle ki aynı boyutlarda ve derinlikte kazılmış iki farklı rezervuar örneğinde bu katsayılar değişiklik gösterebilir [13].

“C” ve “n” yapılan testler neticesinde elde edilir. Test sırasında kuyuya enjeksiyon yapılır, sonrasında geri çekişe geçilir. Elde edilen değerler ışığında kuyular için “C” ve “n” değerleri bulunur [14].

Her kuyu başında mutlaka bir sıvı seperatorü ve bir pig ağızı bulunmalıdır. Seperator, kuyudan gelecek suları ayırmak içindir. Rezervuarda hiç su olmasa dahi bir miktar rezervuar sıvısı (brine) mutlaka üretilen gaz ile beraber gelir. Bu sıvıların toplama sistemine gitmemesi gerekir [13].

3.2.3 Toplama Sistemi

Kuyu başından merkezi sisteme kadar olan oluşumun tamamına toplama sistemi denir. Bu sistem, kuyuları borular ve bazı enstrumanlar eşliğinde merkezi proseslere bağlar. Hat çapının geniş olması haricinde tamamen üretim sahalarında mevcut olan yapı ile aynı özelliklere sahiptir. Bu geniş çap, daha büyük debi neticesinde oluşacak sürtünme basınç kayıplarını en aza indirmek içindir.

$$Q = 0.001368 \left[\frac{(P_1 - P_2) D^5}{G.T.L.f} \right]^{0.5} \quad (3.2)$$

Denklem 3.2 kot farkı olmayan (yatay) durumlarda ve standart koşullarda boru içi akışı tanımlar. Denklemdeki değişkenler aşağıdaki gibidir.

- Q : Debi, Milyon scf/gün
- P₁ : Üst basınç, psi
- P₂ : Alt basınç, psi
- D : Boru çapı, in
- T : Gaz sıcaklığı, °R
- L : Hat uzunluğu, mil
- G : Gaz özgül yoğunluğu
- f : Fanning sürtünme katsayısı

Genellikle toplama sisteminde, kuyu büyük çaptaki borularla ana hatta bağlanır. Her kuyu başında bir sayaç mevcuttur. Bu sayaç sonrası hatlar birleşerek tek hat halinde merkezi sisteme ulaşır. Bunun dışında her kuyu başının kendi hattı mevcut olabilir. Bu çok elverişli ortamlar sağlasa dahi, daha pahalıdır ve daha az miktarda kullanımına rastlanır [13].

Her kuyu başında bir sayaç olması rezervuar yönetimini kolaylaştırır. Bu durum bazı projelerde kaçınılmazdır. Yüksek debi çok istenilen bir durum olduğu gibi, dikkat edilmesi gereken bir konudur. Bazı kuyularda rezervuar civarları bu yüksek debi sebebiyle yıpranabilir. Bu durumlarda, kuyu başlarına konulan sayaçlara ek olarak akış limiti cihazları ile çözüm üretilebilir.

Kuyu başlarına yerleştirilen sıvı seperatörleri toplama sisteminin bir parçasıdır. İyi kalitede bir seperatör her kuyu başı için şarttır. Çünkü üretim sırasında kuyudan su gelişi olur. Bu su içersinde parçacıklar ve bazı çözünmüş iyonlar bulunabilir. Bu suların sisteme girişine izin verilirse, borulardan geçmiş olan sular glikol tanklarına kadar ulaşır. Esas risk buradadır. Buralara ulaşan su içerisindeki tuzlar glikolün yerini alır. Bunun neticesinde glikol görevini yapamaz ve ek iş, zaman ve para kayıplarına sebep olur [13].

3.2.4 Kompresörler

Kompresörler sistem içerisinde genellikle merkezi bir noktada bulunur. Kompresörler; enjeksiyon ve üretim operasyonlarında kullanılabilir. Ama genellikle enjeksiyon operasyonları enstrümanıdır. Çünkü iletim hatları basıncı rezervuar işletme basıncından küçüktür. Debiyi artırmak için üretim operasyonlarında da kullanılabilir. Bu durum için genellikle hat basıncı ile rezervuar basıncı arasında fazla fark olmaması koşulu gereklidir.

Kompresörlerde genellikle aşağı-yukarı çalışan pompalar kullanılır. Enjeksiyon sezonunun başında oldukça düşük basınçlara karşı pompaj yapılır. Sezon sonlarına doğru bu basınç yükselecektir. Santrifüj pompalar burada elverişsizdir. Genel pistonlu pompa denklemi [13];

$$HP = \frac{3.0325}{10^6} \left[\frac{Q \cdot P_s \cdot T_1 \cdot z}{T_s \cdot e} \right] \left(\frac{k}{k-1} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (3.3)$$

- HP : Teorik beygir gücü, hp
Q : Debi, scf/gün
P₁ : Emiş basıncı, psi
P₂ : Pompaj basıncı, psi
P_s : Atmosfer basıncı, psi
T₁ : Emiş sıcaklığı, °R
T_s : Yüzey sıcaklığı, °R
z : Gaz sapma faktörü
k : Gazın özgül ısıları oranı
e : Kompresör verimi

Kompresörlerde sürekli akılda bulundurulması gereken bir diğer durum da verimleridir. Katalog üzerindeki verimler yeni, temiz ve ideal koşullarda iken geçerlidir. Ayrıca fiziksel koşullara ve gaza göre verimler değişebilir. Bu durum için, kompresörler belirli aralıklarla kalibre edilmeli ve yeni verim katsayıları oluşturulmalıdır.

Enjeksiyon sezonunda ideal koşullara göre depo dolana kadar sabit debide basılacağı varsayılır. Ama unutulmamalı ki arz-talep durumuna göre, daha yüksek debide basılabileceği gibi daha az debide de basılma durumları yaşanabilir. Hatlar şiştiği zaman gazın boşaltılacağı ilk seçenek depolar olacaktır veya yazın olabilecek bir arz sıkıntısında depolanacak gaz miktarı azalacaktır. Bu durumlar göz önünde bulundurularak kompresör kapasiteleri ve yedeklerin durumu hesaplanmalıdır.

3.2.5 Merkezi Sayaç

Stok kontrolü için hassas bir merkezi sayacın olması esastır. Akış koşullarına göre, farklı özelliklerde sayaçlar kullanılabilir. Enjeksiyon için değişik üretim için değişik merkezi sayaçlar kullanılabilir. Ayrıca enjeksiyon durumunda yüksek debide gaz basılacağı unutulmamalı ve ona göre sayaçlar seçilmelidir. Eğer ortalama debiye göre bir sayaç düşünülürse, ani yüksek debili enjeksiyon durumlarında hatalı ölçümler yapılır ve bu da deponun güvenliğini olumsuz yönde etkiler.

3.2.6 Merkezi Seperatör

Merkezi seperatörler, enjeksiyon ve üretim operasyonları sırasında kullanılır. Enjeksiyon seperatörü toz ve parçacıkların kuyu dibinde rezervuara girişini engellemek için kurulur. Üretim seperatörü ise kuyudan gelebilecek parçacık ve kum tanelerinin boru hattına girişini engeller. Her iki sistemde kompresörleri korur.

Üretim seperatörleri toz tanelerini ayıracağı gibi sıvı fazda gelen tanecikleri de ayırmalıdır. Seperatör içerisine bu sıvıların girmesi istenmeyen bir durum olmasına rağmen, bazı üretim operasyonlarında bu sıvılar seperatörlere girer. Bu sıvı büyük olasılıkla tuzlu sudur ve filtreleri ıslatır. Kuruyan filtrelerde tuz kristalleri kalır. Bu kristaller dehidratöre geçebilirler. Geçtikleri takdirde glikol jenatöründeki ateş tüplerinde birikirler. Tüp çalışmaz hale gelir. Bu gibi durumlarda seperatöre yüksek debi ile su basılmalı ve oluşan tuzlar kristalleşmeden dışarıya atılmalıdır. Asıl istenen bu tuzun toplama sisteminin içerisine dahi girememesidir [13].

Rezervuar sıcaklığı ile yeryüzü sıcaklığı arasındaki fark; depolanan gazın üretildiğinde su buharı içermesine sebep olur. Genellikle rezervuar sıcaklığı 27-45 °C aralığındadır. Yeryüzü sıcaklığı ise 7 °C olarak alınabilir. Rezervuarda bulunan su, gaz fazda yeryüzüne gelir ve sıcaklık düşmesinden dolayı yoğuşur. Eğer toplama sisteminde aşırı yükselmeler ve alçalmalar mevcut değilse, yoğuşan su, merkezi seperatöre ulaşır ve burada ayrıştırılır. Toplama sisteminde bulunan yükselmeler ve alçalmalar, hat üzerindeki yüksek noktalar arasında su birikmesine sebep olur. Suyu sürükleyecek yeterli basınç görüldüğünde bu su, kütle halinde merkezi seperatörlere ulaşır. Bu durum için tasarlanmamış olan seperatör, suyu ayrıştırılmaz ve su dehidratörlere ulaşır. Böyle durumlarda merkezi seperatörlerden önce bir kütle ayırıcı kullanmak gerekir [13].

Tüketilmiş petrol sahalarında gaz depolama ile tüketilmiş gaz sahalarında gaz depolamanın yüzey donanımları arasındaki temel farkı seperatörler oluşturur. Tüketilmiş petrol sahalarında yüzeye gelecek sıvı miktarı tüketilmiş gaz sahalarına nazaran daha fazla olacaktır. Yüzeye gelen sıvı miktarı zamanla azalacaktır. Sistemin

ani durumlarda sorun çıkarmaması ve devamlılığı açısından bu donanım, tüketilmiş petrol sahalarında ayrı bir öneme sahiptir.

3.2.7 Merkezi Dehidratör

Depo rezervuarları su içerebilir ve su-itişimli olabilir. Gaz depoya enjekte edildiğinde, formasyondaki su basılan gazın içerisine gaz fazda karışır. Bu gaz, boru hatlarında ki gazlara göre çok fazla su molekülü içerir. Bu su kütleleri dehidratörler aracılığı ile üretim sırasında ayrıştırılır.

Merkezi dehidratörler aslında glikol tanklarıdır. Glikol dehidratörler ekonomiktirler, yeterli performansa sahiptirler ve herhangi bir su kütlesi ile buluşmaz ise sorunsuz çalışırlar [13].

3.2.8 İletim Hatları

Yer altı deposunu ana hatta borularla bağlayan hattır. Taşıdığı gaz özellikleri aynıdır ve esas olarak diğer iletim hatları ile aynı şekilde tasarlanır.

3.3 Yer Altında Doğal Gaz Depolamada Parametreler

Yer altında doğal gaz depolama sistemi ele alınırken dört ana parametre vardır. Bunlar önem sırasına göre; üretilebilirlik, işletilen gaz hacmi, enjeksiyon hızı ve yastık gaz şeklinde sıralanabilir.

3.3.1 Üretilebilirlik

Bir günde sistemden çekilebilecek en yüksek miktardır. Üretilebilirlik konuşulurken, rezervuar ve kuyular tek bir sistem olarak düşünülür. Bir rezervuar ilk üretime alındığında en yüksek basınca sahip olur. Üretimle beraber basınç azalır. Bu üretilebilirliğin azaldığını gösterir. Üretilebilir gazların bitmesine yakın üretilebilirlik sıfıra yakınsar. Genelleştirilmiş üretilebilirlik- toplam üretim grafiği Şekil 3.3’de ki gibidir. Bu grafikte; rezervuar yeterince üretim kuyusuna sahiptir ve bazı durumlarda kompresör kullanılabilir ama burada kullanılmadığı varsayılmıştır [13].

Görüldüğü gibi depo dolu olduğu zaman en yüksek üretilebilirliğe sahiptir. İşletilen gazın tamamı çekildiğinde üretilebilirlik, bu sistem için en düşük değere sahip olur, fakat sıfır olmaz.

3.3.2 İşletilen Gaz Hacmi

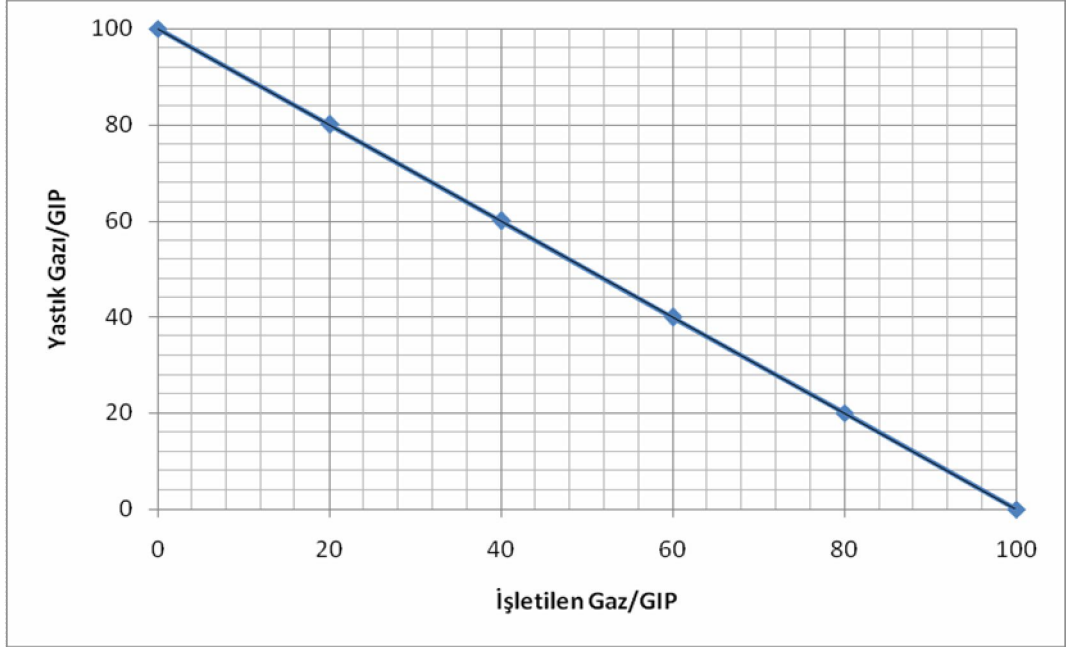
Depoda bulunan gaz işletilen gaz ve yastık gaz olmak üzere ikiye bölünebilir. İşletilen gaz miktarı, yastık gazı ile ters orantılıdır. Bu ilişki Şekil 3.4’ te

gösterilmiştir. Bu iki gaz rezervuarda bulunan toplam gazı temsil eder. Bu gazların ilişkileri için en uç örnekler, bir deponun tamamen yastık gazına sahip olup hiç işletilen gazı bulundurmaması veya hiç yastık gaz bulunmayıp tamamının işletilen gaz olmasıdır. Sonuç olarak ne kadar çok yastık gazı o kadar az işletilen gaz denilebilir [14].

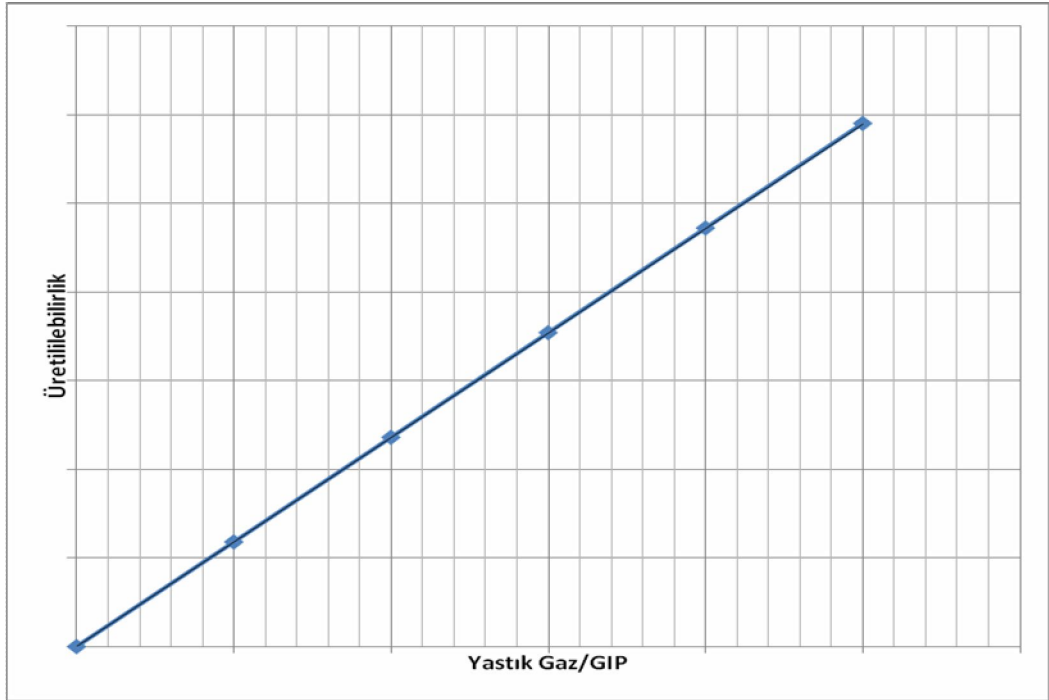


Şekil 3.3: Üretilebilirliğin Toplam Üretimle İlişkisi [13]

Yastık gazın miktarı üretilebilirliği etkiler. Üretilebilirlik-yastık gaz ilişkisi Şekil 3.5’ teki gibidir. Eğer rezervuarda hiç yastık gaz kalmadığı varsayılırsa, sistem bundan sonra mümkün olan üretilebilir gazı üretecektir ve tam bu noktadan sonra üretilebilirlik sıfır olacaktır. Ters durumda, rezervuar tamamen yastık gaz ile doldurulursa sistem en büyük üretilebilirliğe sahip olur.



Şekil 3.4: İşletilen Gaz-Yastık Gaz İlişkisi [13]



Şekil 3.5: Yastık Gazın Üretilabilirliğe Etkisi [13]

Üretim tiplerine göre yer altı gaz depoları ikiye ayrılır. Eğer bir depo 5-25 gün içerisinde tamamen boşaltılabiliyorsa, bu tip depolar ani çekişli(peaking) depolar olarak adlandırılır. Bu tip depolarda sınırlı miktarda işletme gazı depolanır ve üretim hızı artırılır. Bir diğer depolama tipi ise orta ölçekli (base) depolardır. Bu tip yeraltı

tesislerinde depo 70-120 gün aralığında boşaltılabilir. Bu iki tip arasında kalan depolar orta aralıkta yer alır [13].

3.3.3 Enjeksiyon Debisi

Enjeksiyon debisi, üretilebilirlik ve üretim debisinin tam tersi olarak düşünülebilir. Belirli zaman diliminde bir rezervuara enjekte edilebilecek gaz miktarıdır. Üretilebilirlikte olduğu gibi birimi $\text{sm}^3/\text{gün}$ veya sm^3/st şeklindedir. Bir depo rezervuarın enjeksiyon debisi değişkendir. Enjeksiyon debisini etkileyen faktörler üretilebilirliği etkileyen faktörlerdir. Enjeksiyon debisi depodaki gaz miktarı ile ters orantılıdır. Rezervuar dolu olduğu zaman en küçük değere sahip olur. Bu durumlar üretilebilirlikte tam tersi olarak göze çarpar.

3.3.4 Yastık Gaz

Rezervuarda kalıcı olarak kalan gaz hacmidir. Görevi gerekli olan en küçük basıncı sağlamaktır. Depoda bulunan toplam gazın yarısı yastık gaz olabilir ve bu yatırım maliyeti etkiler. Böyle durumlarda yatırım maliyetini düşürmek için, CO_2 veya N_2 gibi inert özelliği olan bir gaz, basılan doğal gaz ile karıştırılır ve yastık gaz olarak kullanılır.

4. PETROL SAHASINDA DOĞAL GAZ DEPOLAMADA DÜNYADAN ÖRNEKLER

4.1 Reitbrook Kreide Petrol Sahasında Doğal Gazın Depolanması

Reitbrook Kreide petrol sahası, Hamburg'un 15 km Güneydoğusunda yer almaktadır. Saha 1937 yılında keşfedilmiş ve ilk kuyusu bu tarihte açılmıştır. Rezervuarın her tarafı geçirimsiz kayalarla örtülüdür. 80 m kalınlıkta olan rezervuar, %25 gözenekliliğe ve 1-2 md geçirgenliğe sahiptir. Rezervuar fiziksel özellikleri Tablo 4.1' deki gibidir.

Tablo 4.1: Reitbrook Kreide Petrol Sahası Fiziksel Özellikleri [15]

Formasyon	Üst Cretaceous
Derinlik	650 m
Alan	4.4 km ²
Kalınlık	80-100 m
Gözeneklilik	%25
Geçirgenlik	1-2 md
Yerinde Petrol Miktarı	35.5 Milyon ton
Özgül Petrol Miktarı	8.8 Milyon m ³ /km ²
Rezervuar Keşif Basıncı	1260 psi
Üretilbilir Petrol Oranı	%6.2
Üretilen Petrol Miktarı	2.1 Milyon ton
Üretilen Su Miktarı	2.2 Milyon m ³
Petrol Özgül Yoğunluğu	0.92
Petrol Akmazlığı	30 cp
Görünür Gaz/Petrol oranı	24 Sm ³ /m ³

Rezervuar geçirgenliği çatlaklı yapı dolayısıyla geniş bir aralıkta seyretmektedir. Bu 1941 yılında delinen R129 nolu kuyu sondajı esnasında kontrolsüz canlanması (blow-out) ile iyice anlaşılmıştır. Ayrıca, bazı uzak kuyularda kısa zamanda basınç düşüşleri görülmüştür. 2.Dünya Savaşı sırasında sahada bir anda 100'den fazla kuyu açılmış, yıllık petrol üretimi 360 bin ton petrol olarak gerçekleştirilmiş ve mecburi hızlı üretimle beraber kuyuların birçoğunu gaz ve su basmıştır [15].

2.Dünya Savaşı sonrası sahanın kullanımı tamamen değişmiştir. Her kuyunun su yüzdesi ve gaz petrol oranı izlenmiş, rezervuar enerjisi korunarak oranlar düşürülmüş ve üretim artırılmıştır. 1963 yılına kadar yılda 40 bin ton petrol üretimi gerçekleştirilmiştir [15].

Daha önceleri depo rezervuar olarak düşünülen saha için, sonraları depolamayla beraber petrol üretimine de yoğunlaşmıştır. Böylece petrolle beraber üretilen gazda değerlendirilecektir. Bu aşamada yapılan anlaşmayla, yerel gaz dağıtım firması yıl boyunca petrolle beraber gelen gazı sabit debide almayı taahhüt etmiştir. Anlaşma ile ani çekişlerde yerel gaz firmasının ihtiyacı olan gazın gaz başlığından sağlanması maddesi de mevcuttur. Bu gelişmeler sonunda bu sahanın bir yer altı gaz deposuna dönüştürülmesi fikri oluşmuştur [15].

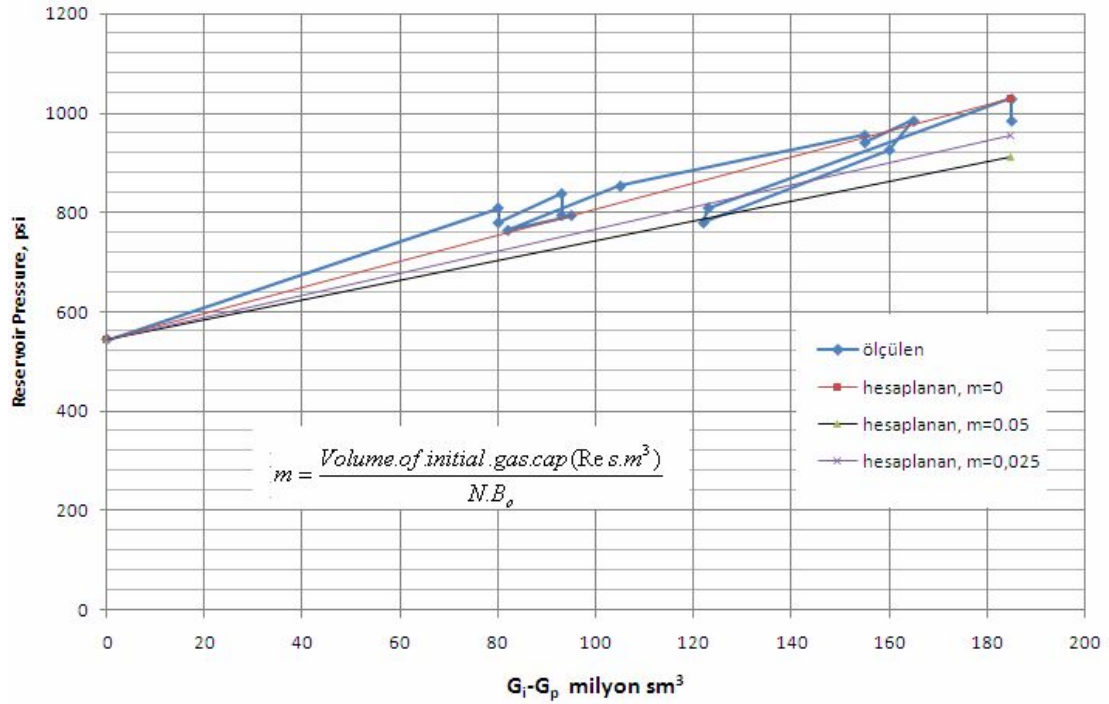
Rezervuar hesaplamaları ve enjeksiyon-üretim durumlarında basınç-hacim ilişkisi tanımlanmıştır. Bu hesaplamaların temelinde OOIP (orijinal yerinde petrol miktarı), OGIP (orijinal yerinde gaz miktarı) ve su girişi vardır [15].

Yapılan çalışmalar neticesinde 30 kuyu 3 ½" üretim boruları ve sızdırmazlık elemanları (packer) ile tamamlanmıştır. Anulüslere potasyum çözeltileri bırakılarak koruma boruları koruma altına alınmıştır. Kuyu başları oldukça basit bir yapıya sahiptir. Kuyu başlarında basit ölçüm ve kontrol cihazları mevcuttur [15].

Depolama tesisinde; gaz kuyu başından merkez istasyona alınarak gazın sahip olduğu sıvının ayrıştırılması işlemi gerçekleştirilmektedir. Burada aynı zamanda tüm tesisin ölçüm, kontrol ve izleme işlemi yapılmaktadır. Gazdan sıvıların ayrıştırılması ve basınçlandırılması işlemi yerel gaz firması tarafından sağlanmıştır [15].

1973 yazı rezervuara 97 Milyon sm^3 gaz basılmış ve 1974 Mart'ında 14 Milyon sm^3 gaz üretilmiştir. İkinci döngüde 85 Milyon sm^3 gaz basılmış ve 47 Milyon sm^3 üretim işlemi gerçekleştirilmiştir. İlerleyen döngülerde çok ciddi teknik sorunlar yaşanmamıştır. Enjeksiyon ve geri çekiş miktarları beklendiği gibi gerçekleşmiş ve basınç hesaplanan sınırlar içerisinde hareket etmiştir (Bakınız Şekil 4.1) [15].

Bir kaç başarılı döngü sonrasında işletilen gaz hacminde beklendiği gibi 80 Milyon sm^3 'e kadar bir artış olmuştur. Depo hacmini artırmak için üst işletme basıncı, keşif basıncı olan 1245 psi'in altında 1120 psi olarak denenmiştir. Bu tercihteki ana etken kapan kayaçlara olan güvensizlik değildir, esas risk 2. Dünya Savaşı sırasında delinen eski kuyulardadır. Bu kuyularda korozyon, çürüme ve yetersiz çimento olma ihtimali yüksekti. 1120 psi'lık üst işletme basıncı ile hiç gaz kaybı olmadığı yapılan çalışmalar neticesinde anlaşılmış ve 1120 psi, üst işletme basınç değeri olarak kalmıştır [15].



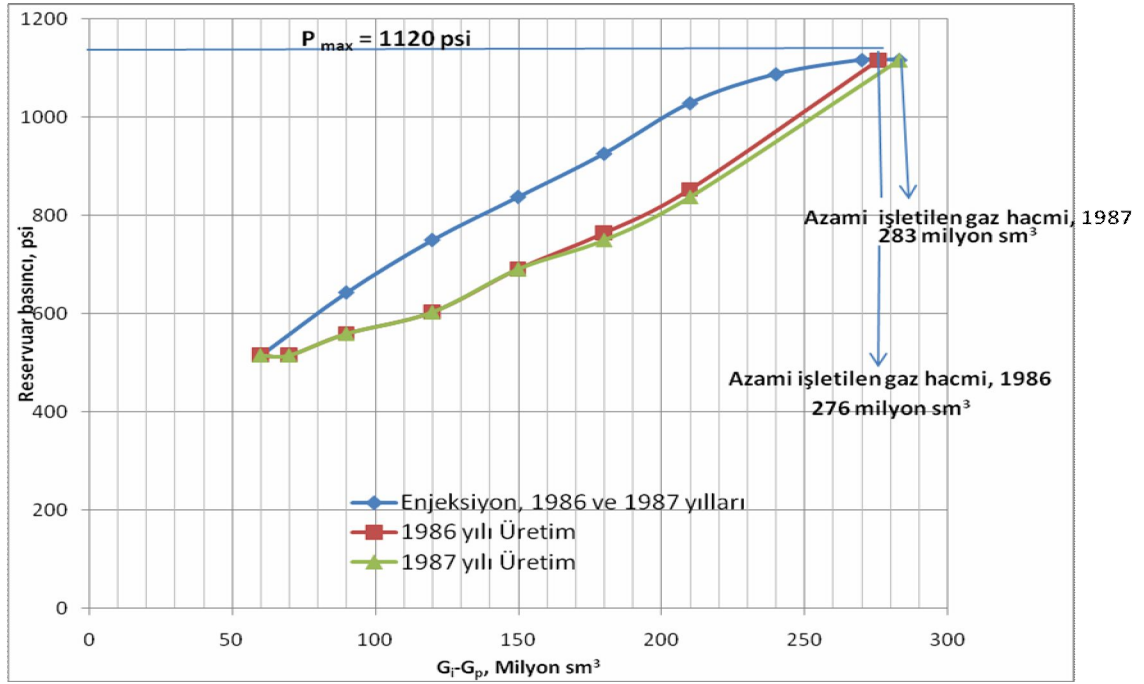
Şekil 4.1: Reitbrook Sahası, Hesaplanan ve Ölçülen Basınç Değerleriyle Yerinde Gaz Miktarları İlişkisi

Daha fazla gaz depolamak için alt basınç değeri daha aşağı çekilmiş, böylelikle işletilen gaz miktarı artırılmıştır. Aynı zamanda işletilen gaz/yastık gaz oranı da artmıştır [15].

Ayrıca rezervuar analizleri ve testler sonucunda; 590 psi'da çok fazla su üretmeden yeterli miktarda gaz üretilebildiği anlaşılmıştır [15].

1980 yılında petrol üretimi yeniden başlamıştır. Saha depoya dönüştürülmeden önce rezervuarı tamamen su basmışken, depo işletilirken basılan gaz rezervuardaki suyu ötelemiştir ve şu anda sahadan % 70 su oranı ile yılda net 25 bin ton petrol üretimi gerçekleşmektedir. Üretilen su teknik olarak sıkıntı yaratmamaktadır. Çünkü rezervuardan ayrılan suların yeri depo hacmi olacaktır [15].

Şu anda sahanın işletilen gaz kapasitesi 250 milyon sm³'tür. Enjeksiyon ve üretim debisi 270 bin sm³/saat'tir ve sahada depolama amaçlı toplam 35 enjeksiyon ve üretim kuyusu vardır. Ayrıca 12 kuyu gözlem ve 32 kuyu petrol ve su üretimi için halen aktiftir. Geriye kalan 25 kuyu dinlenmeye bırakılmıştır [15]. Şekil 4.2'de de görüldüğü üzere geçen yıllarla beraber aynı üst basınç değerinde işletilen gaz hacminde bir artış mevcuttur. Bu, rezervuardan üretilen petrol ve suyun yerinin depo hacmi olarak kullanıldığının göstergesidir.



Şekil 4.2: Reitbrook Sahası Basınç & Yerinde Gaz Miktarı İlişkisi [15]

4.2 Pecorade Petrol Sahasında Doğal Gazın Depolanması

Pecorade sahası, Fransa'nın güneybatısında, Bordeaux'tan 150 km uzaklıkta yer almakta ve 1978'den bu yana petrol üretmektedir. Yapılan çalışmalar neticesinde, çeşitli seçenekler arasından bu saha depolama için uygun bulunmuştur ve şu avantajlara sahiptir [16];

- var olan bir gaz hattına yakındır,
- kanıtlanmış bir gaz kapasitesine sahiptir,
- rezervuar tüketilmiştir ve basıncı 4000 psi'dan 1500 psi'a kadar gerilemiştir,
- kanıtlanmış bir sızdırmaz hacme sahiptir.

Rezervuar, gaz depolama standartlarına göre derindir ve hidrojen sülfür içermektedir. Bunlar sahanın olumsuz yönleridir ve projenin maliyetini artırmaktadır. Yapılan fizibilite çalışması sonucunda, sahanın ekonomik olarak depo rezervuara dönüştürülmesine karar verilmiştir [16].

2000 yılında, fizibilite çalışmasının yapılmasına karar verildiği zaman, sahanın yalnızca 1970 ve 80'lerden kalma 2 boyutlu sismik haritası mevcuttu. Bu yetersiz veriler ışığında rezervuar yapısıyla ilgili net bir görünüm elde edilememiştir. Bundan dolayı yeni üç boyutlu sismik bir çalışma yapıldı. 2004 yılında, 12kmx10km'lik bir alanda yapılan çalışma neticesinde bulunan rezervuar temel özellikleri Tablo 4.2'de ki gibidir [16].

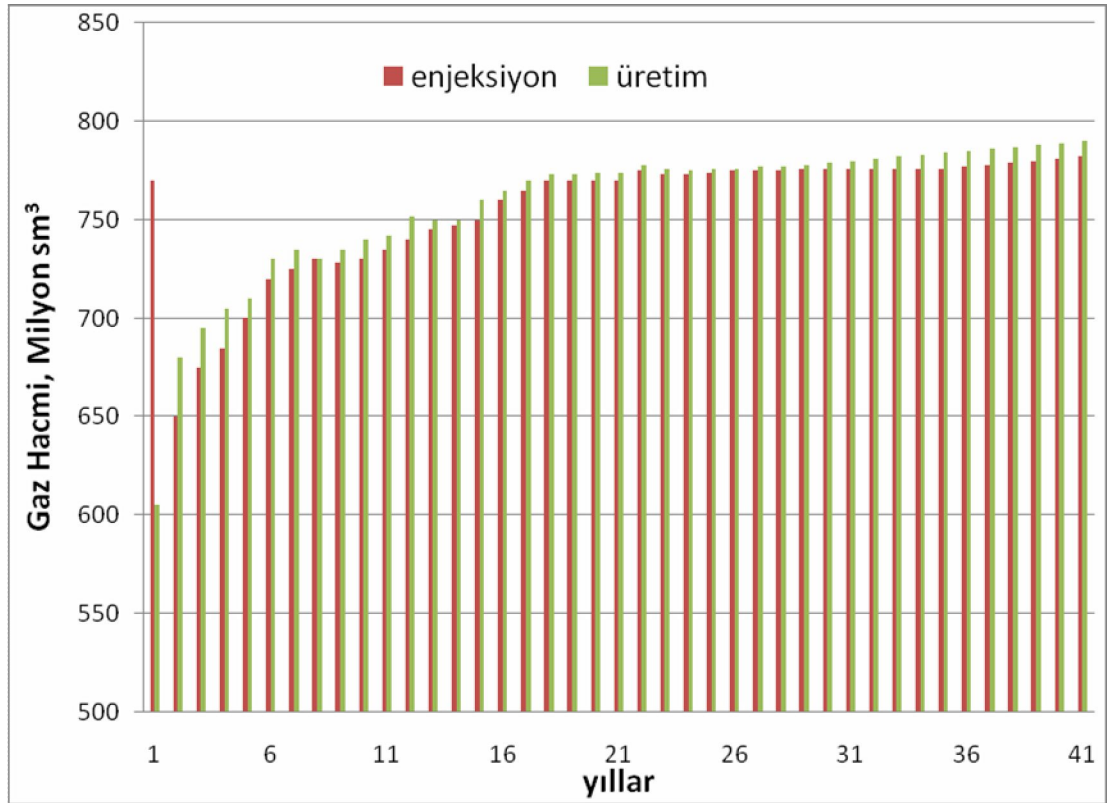
Tablo 4.2: Pecoreda Petrol Sahası Fiziksel Özellikleri [16]

Rezervuar Kayacı	Karbonat&Dolomit
Ortalama Gözeneklilik	%6-7
Geçirgenlik	0.01-0.1 md
Çatlak Geçirgenliği	1-160 md
Sıcaklık	99°C @-2450 m bsl
Keşif Basıncı	4000 psi@-2450 m bsl
Orijinal Yerinde Petrol Miktarı	24 Milyon sm ³
Petrol Yoğunluğu	875 kg/m ³
Orijinal Yerinde Gaz Miktarı	4125 Milyon sm ³
Gazın H ₂ S İçeriği	0.07
İlk Gaz/Petrol Oranı	160 hacim/hacim

Rezervuar örnekleriyle laboratuvar çalışmaları yapılmıştır. Bu sayede rezervuar içersindeki gaz hareketi incelenmiş ve döngülerde gerçek difüzyonun nasıl olacağı konusunda veriler elde edilmiştir. Sonunda 25 yıllık verilerle beraber yeni bir rezervuar simülasyon modeli oluşturulmuş ve rezervuar hakkında bilinmezlikler azaltılmıştır [16].

Simülasyon içerisinde; 6 ay enjeksiyon, 6 ay geri çekiş döngüsü varsayılmıştır. Depo üst basıncı ile alt basınç arasında 2300 psi'lık bir fark seçilmiştir. Döngü sonuçları Şekil 4.3'teki gibidir. Yapılan döngüler sonucunda, esas durum olarak 800 Milyon sm³ depo hacmi olabileceği sonucuna ulaşılmıştır. Daha iyimser geçirgenlik ve gözeneklilik değerleri için, bu rakamın 1 Milyar sm³'e kadar yükseldiği görülmüştür.

Depo rezervuarda bulunan yastık gaz genellikle işletilen gazdan daha fazladır veya eşit miktardadır. Bu yüzden, yastık gaz miktarı depolama projelerinde ana ekonomik girdilerden birisidir. Yastık gaz maliyeti, projenin diğer tüm masraflarına eşit olabilmektedir. Simülasyon neticesinde, Pecorade sahasında ihtiyaç olunan yastık gaz miktarının oldukça küçük bir hacme (işletilen gazın yaklaşık % 20'si kadar hacim) sahip olduğu ve rezervuarda var olan gazın bu miktarı karşılamak için yeterli olduğu sonucuna ulaşılmıştır.

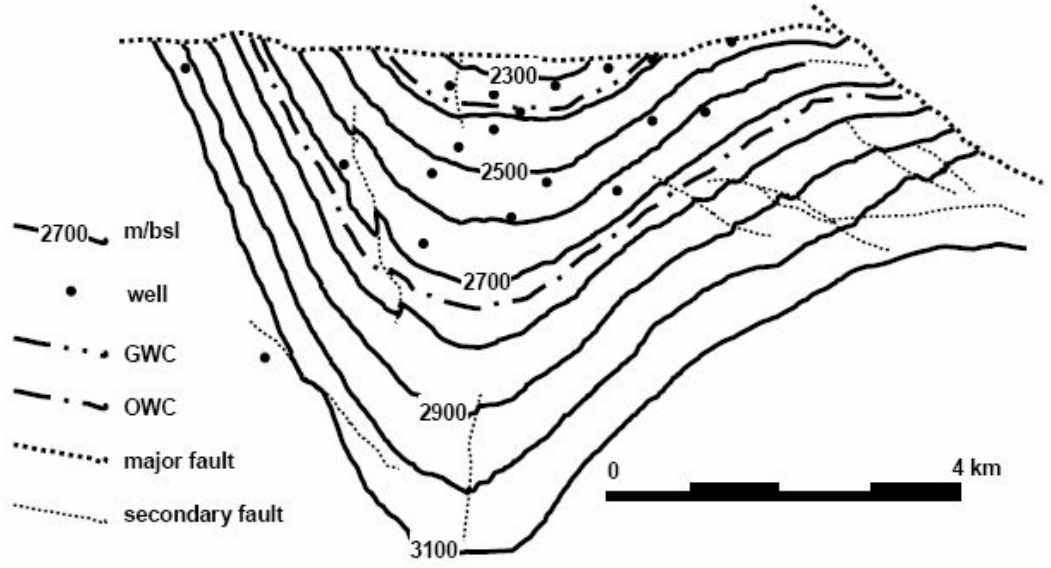


Şekil 4.3: Pecorade Sahası Simülasyon Döngü Davranışı [16]

Yapı ilk keşif edildiği zaman, 3900 psi basınçta, 220 Milyon sm^3 gaz başlığına sahipti. Rezervuar deniz seviyesinden 2450 m aşağıdadır. Bu bilgiler ışığında, kapan kayacın sızdırmaz olduğu kanısına varılmış ve bu sahanın gaz depolama için güvenli olduğu sonucuna ulaşılmıştır [16].

Enjeksiyon-üretim döngülerinin yapı üzerine etkisini görmek için, jeo-mekanik bir model oluşturulmuştur. 2280 psi'lık basınç farkı ile yapılan döngülerde sonuç olumlu çıkmış ve hiç risk olmadığı kanısına varılmıştır.

Yeni veriler elde etmek için, 2008 yılında terk edilmiş kuyular üzerinde bir çalışma planlanmıştır. Bu çalışmada; kuyuların çimento ve mekanik durumları ile ilgili bilgiler alınacaktır. Buna göre; depolama operasyonuna başlamadan önce; kuzey fayının basıncı hakkında veri almak için, bu kuyuların gözlem kuyusuna dönüştürülmesi planlanmıştır (Bakınız Şekil 4.4) [16].



Şekil 4.4: Pecorade Sahası Eşderinlik Haritası ve Kuyular [16]

2006 yılı sonunda Pecorade sahasından toplam 3 Milyon m³ 29 API^o graviteli petrol ve 1 Milyar sm³ gaz üretilmiştir. Üretim oranları; petrol için %13 iken, gaz için %24'tür. Bu küçük oranların sebebi, petrolün çoğunun düşük geçirgenlikli bölgede kalmasındandır. Rezervuarın üst kısımları çatlaklı yapısından dolayı yüksek üretilebilirliğe sahiptir [16].

Üretime bakılacak olunursa, günlük petrol üretimi 100 sm³'e kadar gerilemiştir. Aynı zamanda günde 0.2 milyon sm³ gaz üretimi devam etmektedir. Sahanın ekonomik olarak 2013 yılında terk edilmesi düşünülmekteydi, ancak sahanın depoya dönüştürülmesi ile rezervuardan ek petrol üretimi gerçekleştirilmesi planlanmaktadır. Burada petrol üretiminin sadece gazın üretimi ile beraber yapılacağı varsayılmıştır [16].

Yapılan simülasyon sonucunda esas durum için (esas senaryo: 800 Milyon sm³ gaz); ilk döngüde, şimdiki üretilen petrolün biraz üzerinde petrol üretileceği ve bu miktarın; 40 döngü sonrasında, günde 50 sm³'e kadar düşeceği öngörülmüştür. Bu durumda yapılan toplam petrol üretimi, 40 yılda 0.6 Milyon sm³ olacaktır. Bu miktar gerçekleşen toplam üretiminin % 20'si kadardır ve sahanın toplam üretim oranını %15.6'a kadar yükselecektir. İyimser durum için (iyimser senaryo: 1 Milyar sm³ işletilen gaz); kırk yıl sonunda 1 Milyon sm³ petrol üretilecektir ve bu miktar gerçekleşen toplam üretimin % 33'ü kadardır. Beklenen petrol üretimi % 17.4'e kadar yükselecektir. Üretilen petrolün yarısı petrol kuyularından olurken, diğer yarısı gaz kuyularından olacaktır. 40 döngü sonrasında, üretilen gaz ile enjekte edilen

gaz arasında esas senaryo için 475 milyon sm^3 fark oluşmuştur. İyimser senaryo için bu rakam 630 milyon sm^3 'tür [16].

Sahada bugün 6 üretim ve 14 terk kuyu yer almaktadır. Gaz depolama ve petrol üretimi için gerekli olan kuyu sayısı tahmini;

-7 kuyu, enjeksiyon ve üretim için. (var olan 4 kuyu, 4,5" üretim borularıyla yeniden tamamlanmış; 3 yeni kuyu, 5" üretim borularıyla tamamlanmış.)

-var olan 4 kuyu petrol üretimi için 3,5" lik üretim borularıyla hazırlanmıştır.

Var olan kuyular 1980'lerde delinmiştir. Koruma borularının durumunun depoya dönüştürülmeden önce netleştirilmeleri gerekmektedir. Devreye alınmadan önce korozyon logu ve CBL(Cement bond log) planlanmıştır [16].

% $\pm$ 30 aralığında yanılma ile, esas durum için maliyetler aşağıdaki gibi tahmin edilmiştir:

Teknik çalışma	: 17 Milyon Euro
Boru hatları	: 26 Milyon Euro
Kuyular	: 59 Milyon Euro
Yastık gaz	: 26 Milyon Euro
Kompresörler	: 50 Milyon Euro
Yüzey donanımı	: 71 Milyon Euro
Gaz ayrıştırma	: <u>51 Milyon Euro</u>
Toplam	: 300 Milyon Euro

Yatırımın büyük kısmı gaz ayrıştırma tesisi içindir. Ayrıca, sondaj maliyetleri de dikkat çekici büyüklüktedir. Bu da kuyuların derinliği ile ilişkilidir. Bu proje de yastık gaz maliyeti diğer projelere göre daha azdır [16].

Toparlanırsa; her bir sm^3 işletilen gaz için maliyet 0.37 € dur. İyimser senaryo için toplam maliyet % 10 artmakta, fakat bir sm^3 gaz için maliyet, 0.33 €' a düşmektedir. Beklenen işletme maliyeti yatırımın % 5-7'si aralığındadır [16].

Yapılan çalışmalar neticesinde bu sahanın doğal gaz depolama için elverişli olduğu sonucuna ulaşılmıştır. Depolama operasyonu neticesinde, Fransa ve İspanya için ek gaz arzı güveliği sağlanması ve yapılan üretimden %20-30 fazla ek petrol üretiminin gerçekleşmesi gibi iki kritik kar elde edilecektir.

4.3 Honor Rancho Petrol Sahasında Doğal Gaz Depolanması ve Ek Petrol Üretimi

Ek petrol üretimiyle ilgili olarak Honor Rancho petrol sahası irdelenebilir. Honor Rancho 1956 yılında keşfedilmiş ve 1975 yılında depo rezervuara dönüştürülmüş bir petrol sahasıdır. Sahanın gözenekliliği % 6-10 aralığında olup geçirgenliği 14-20 md aralığındadır [17].

Depo rezervuara dönüştürülmeden önce sahadan 15 milyon bbl 30 API° petrol üretimi gerçekleştirilmiştir. Saha ilk keşedildiğinde deniz seviyesinden 7300 ft aşağıda petrol zonuna ulaşılırken; bu rakam şu anda, depolama operasyonlarına göre 8200-8500 ft aralığındadır [17].

Depo rezervuara dönüştürülen sahada 22.5 milyar scf işletilen gaz depolanacağı ve sahanın beş gün ardı ardına 1 milyar scf üretim yapacağı tahmin ediliyordu. İlk tasarım aşamasında asgari üretilebilirlik 60 milyon scf/gün olarak düşünülür iken yapılan çalışmalar neticesinde bu rakamın 100 milyon scf/gün olmasının gerektiği anlaşıldı. Bu sebeple tasarım aşamasında rezervuara gaz eklemekten işletilen gazdan 5 milyar scf yastık gaza transfer edildi.

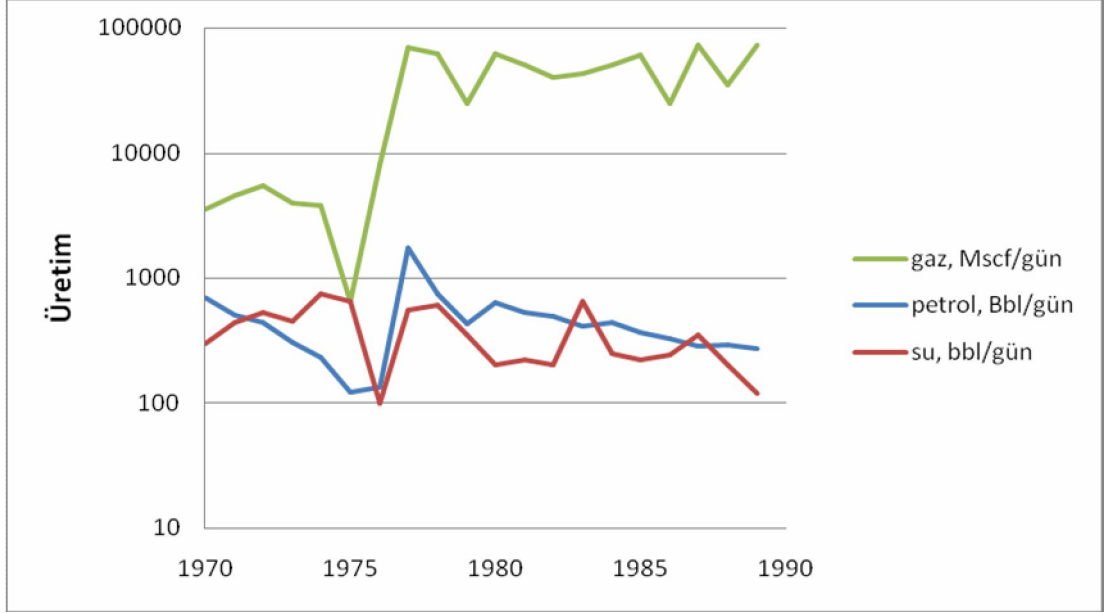
Yüksek debili üretimlerde (yaklaşık 1 milyar scf/gün) gaz/petrol oranı 360 Mcf/bbl iken dehidrasyon sisteminin istenen kalitede gazı verebilmesi için, yüzey donanımları 1500 bbl/gün petrol ve 2000 bbl/gün su ani üretimlerine göre tasarlanmıştır.

1975 yılında 49 bin bbl petrol üreten saha, depo rezervuara dönüştürüldükten sonra 1976 yılında 641 bin bbl petrol üretmiştir. Sahada 1976-1988 yılları arasında toplam 2 milyon bbl petrol üretimi gerçekleşmiştir [17].

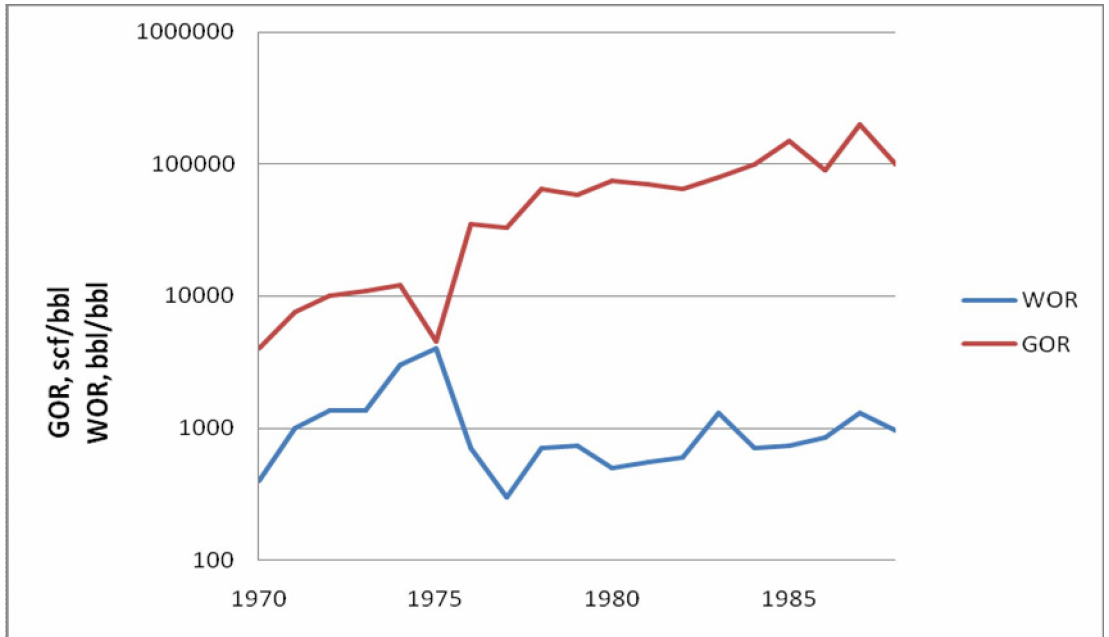
Honor Rancho sahasında depolama esnasında üretim iki mekanizma ile gerçekleşmektedir. Bunlardan birincisi basılan gazın üretilirken beraberinde petrol getirmesi mekanizmasıdır. Diğer mekanizma ise düşük kottaki petrolün gaz basıncı ile ötelenmesidir. 360 Mscf/bbl gaz/petrol oranı ile yapılan üretim tahminlerine göre var olan üç kuyudan gaz basıncı sebebiyle günde 200 bbl petrol üretimi gerçekleşecektir.

Şekil 4.5’de H.Rancho sahasının üretim bilgileri gösterilmiştir. Depo rezervuara dönüştürüldükten sonra sahanın petrol üretimindeki artış görülmektedir. Fakat petrol üretimindeki bu artış bir süre sonra azalmaya başlamıştır. Şekil 4.6’da H.Rancho sahasının su-petrol ve gaz-petrol oranları yer almaktadır. Üretilen petrol miktarının azalması buradan da açıkça görülmektedir. Gaz-petrol oranı zamanla artmaktadır. Dolayısıyla yüzeye ulaşan gaz zamanla daha az petrol ile donanımlara ulaşacaktır.

Ayrıca depo rezervuara dönüştürüldükten sonra, üretilen petrolün su-petrol oranında da bir azalma göze çarpmaktadır. Fakat zamanla bu oranda da bir artış mevcuttur. Üretilen petrol ve suyun yeri depolama tesislerinde gaz hacmi olarak kullanılacağından bu üretimler teknik olarak sorun teşkil etmemektedir.



Şekil 4.5: Honor Rancho Sahası Üretim Bilgileri [17]



Şekil 4.6: Honor Rancho Sahası Gaz/Petrol(GOR) ve Su/Petrol(WOR) oranlarının zamanla değişimi [17]

4.4 Lunlunta Cartizal Petrol Sahasında Doğal Gazın Depolanması

Saha Mendoza'nın 60 km kuzeyinde yer almaktadır. Doymamış petrollü rezervuara sahip olan saha 1954 yılında LC-3 nolu kuyu ile deniz seviyesinden 1400 m aşağıda keşfedilmiştir. Barrancas formasyonunda bulunan ve 3070 psi statik ilk basınca sahip olan sahadan ilk zamanlarda günde 280 m³ petrol üretimi yapılmaktaydı. 1968 yılına kadar 77 kuyu delinen sahadan 13 kuyu kuru çıkmıştır. Sondajsız geçen yıllardan sonra saha LCa-86 nolu kuyu 1988 yılında delinmiş ve bu sondaj bir miktar su ile beraber günde 45 m³ petrol üretimiyle sonuçlandırılmıştır. Bu aşamadan sonra sahanın geliştirilmesi için 34 üretim kuyusu daha delinmiştir [18].

1997 yılında sahanın depo rezervuara dönüştürülmesi ile ilgili çalışmalar yapılmıştır. 1999 yılında tamamlanan bu çalışmalar kapsamında iki yatay kuyu delinmiş ve gaz için enjektivite testleri yapılmıştır. Proje 2003 yılına kadar daha yüksek karlılık ile bölgesel market ve ihraç talepleri için beklemeye alınmıştır [18].

Yapılan testler neticesinde sahada 150 milyon sm³ yastık gaz mevcut iken 100 milyon sm³ işletilen gaz hacmine sahip olunacağı sonucu alınmıştır. Kış döneminde 100 gün boyunca günlük 1 milyon sm³ gaz üretilebileceği tasarım esaslarındandır [18].

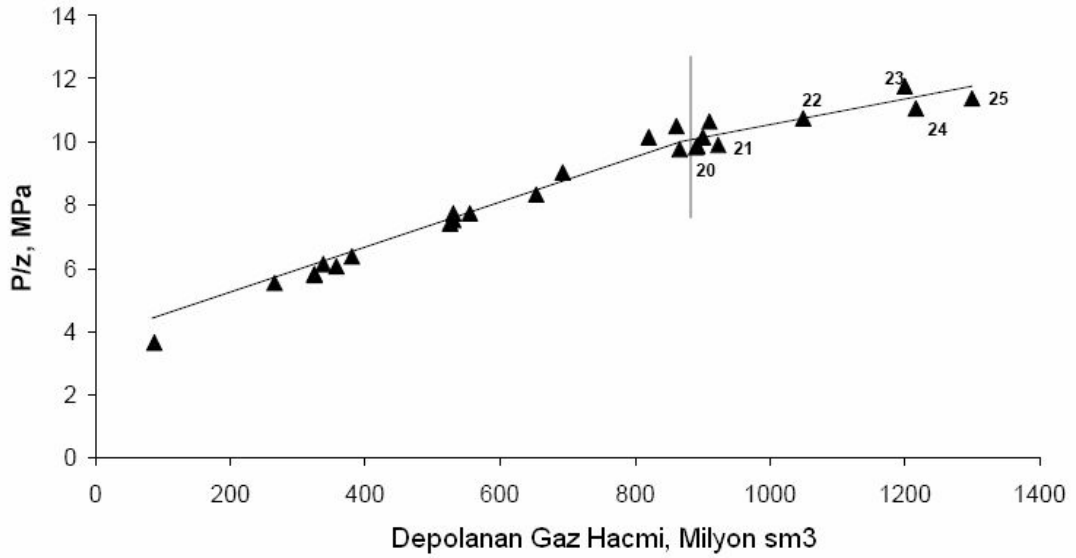
4.5 Chiren Yoğuşuk-Gaz Sahasında Doğal Gazın Depolanması

Saha Bulgaristanın Güney batısında yer almaktadır. 1965 yılında üretime başlamış ve 1974 yılında tüketilmiştir. Azami kalınlığı 400 m olan sahanın alanı 14x5.5 km² dir. Orjinal basıncı 2660 psi olan rezervuarın sıcaklığı 75 °C'tır. Dört katmandan üretim yapan sahada 3 katman çatlaklı yapıdadır. Kayaç gözenekliliği %0.92 ila %5.5 aralığında olup geçirgenlik en düşük 1 md (10⁻¹⁵m²) olarak ölçülmüştür. 2000 yılında yapılan çalışma ile saha için orijinal yerinde gaz miktarı 9.6 milyar sm³ olarak bulunmuştur [19].

30 kuyu delinmiş olan sahada; 5 kuyu çeşitli nedenlerden dolayı terk edilmiştir. Sahadan toplam 2.78 milyar sm³ gaz ve 100 bin m³ yoğuşuk üretimi gerçekleştirilmiş olup azami üretim 553 milyon sm³'tür. Üretim sonlandırıldığında rezervuar basıncı 325 psi'dır [19].

1974 yılında başlanan depolama operasyonları neticesinde bu güne kadar 25 döngü gerçekleştirilmiştir. İlk döngüde 86 milyon sm³ gaz basılmıştır. 1988-1992 yılları arasında 6 kuyu ve 1999 yılında 2 kuyu daha delinmiştir. 1992-1997 yılları arasından yapılan çalışmalar kapsamında kuyuların mekanik durumu incelenmiş ve bir sorun

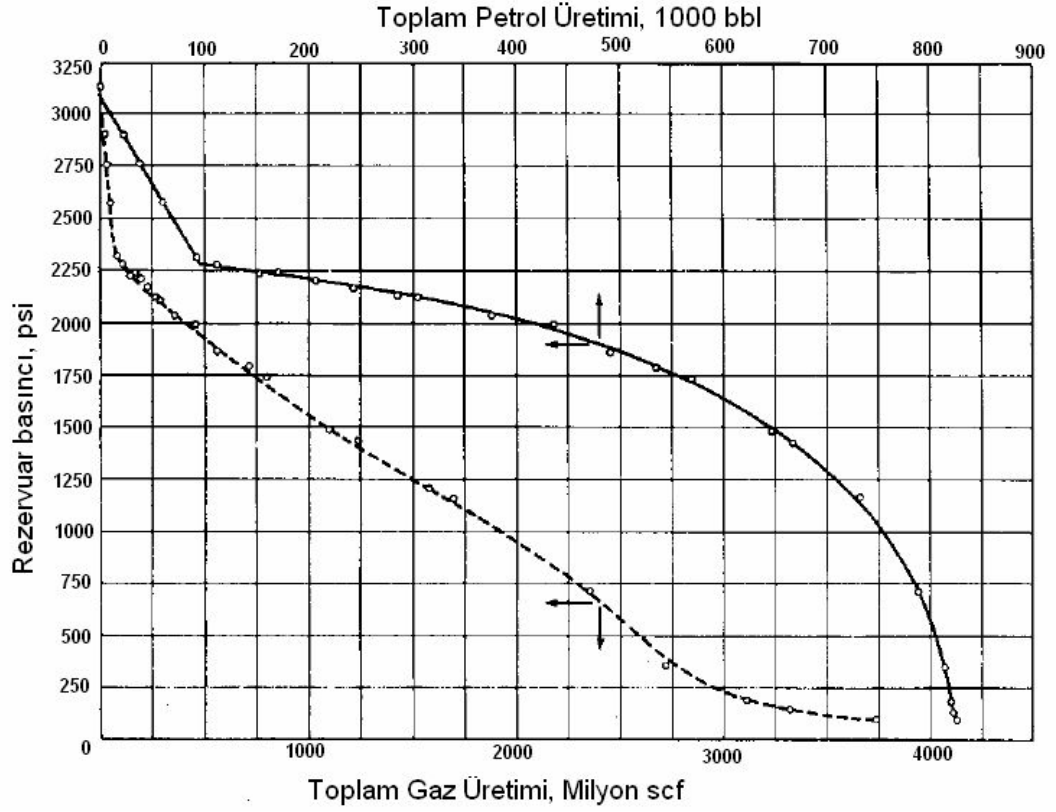
olmadığı sonucuna ulaşılmıştır. Yapılan 24. döngü sonucunda azami depolama hacmi 1.3 milyar sm^3 'e ulaşılmış olup bu hacimde rezervuar basıncı 1590 psi'dır. Sahip olunan en büyük üretilebilirlik 2.5 milyon $\text{sm}^3/\text{gün}$ 'tür ve en büyük enjeksiyon oranı ise 3.1 milyon $\text{sm}^3/\text{gün}$ şeklindedir. Chiren depo rezervuarına ait P/z&depolanan gaz hacmi grafiği Şekil 4.7'deki gibidir [19].



Şekil 4.7: Chiren Yoğuşuk-Gaz Sahası P/z&Depolanan Gaz Hacmi Davranışı[19]

4.6 New York City Petrol Sahasında Doğal Gazın Depolanması

1941 yılında keşfedilen saha, 825 bin bbl petrol ve 3.37 milyar scf gaz üretimi sonunda 1950 yılında terk edilmiştir. 0.162 km^2 (40 acre) 'lık alana sahip olan rezervuar kabaca daireseldir ve azami kalınlığı 300 ft'tir. 47°API petrole sahip olan rezervuarın ilk basıncı 3120 psi'dır. Petrolün kabarcık noktası basıncı 2240 psi ve bu basınçta çözünmüş gaz-petrol oranı değeri $970 \text{ ft}^3/\text{bbl}$ 'dir. Gaz-petrol oranı 1500 psi'da $6200 \text{ scf}/\text{bbl}$ 'e ve 600 psi'da $15000 \text{ scf}/\text{bbl}$ 'e çıkmıştır. Saha terk edilirken 130 psi basınç ve $160000 \text{ scf}/\text{bbl}$ gaz petrol oranına sahiptir. Saha üretim&basınç bilgileri Şekil 4.8'deki gibidir [20].



Şekil 4.8: New York City Petrol Sahası Üretim&Rezervuar Basıncı Tarihçesi [20]

Yapılan hesaplamalar neticesinde saha terk edilirken % 49 oranında petrol hala üretilmemiştir. Rezervuarda bulunan orijinal yerinde petrol miktarı 9.6 milyon bbl'ydı. Bu rezervuarda 3200 psi üst işletme basıncında 6 milyar scf gaz depolanabileceği tahmin edilmiştir. Basılan gazın bir kısmının çözüneceği ve kalan kısmının serbest olarak rezervuarda yer alacağı bilinmekteydi [20].

Merkezde bulunan iki kuyu enjeksiyon için ve çevrede bulunan dört kuyu üretim için seçilmiştir. Bu kuyular yeniden tamamlanmış ve depolama operasyonları için hazırlanmıştır. 2640 hp'lik bir kompresör istasyonu kurulmuştur. İstasyon 3200 psi basınçta 17.4 milyon scf/gün kapasiteye göre tasarlanmıştır. Yaklaşık 5 mil uzunluğunda 12" boru hattı sistemin elemanlarından biri olarak döşenmiştir [20].

Gaz enjeksiyonuna 1953 yılında başlanmış ve dört döngü tamamlanmıştır. Bu döngülerde yaklaşık olarak 24 milyar scf gaz devrettirilmiştir. Sahadan 1960 yılına kadar 400 bin bbl kadar petrol üretimi gerçekleştirilmiştir [20].

5. PETROL SAHALARINDA DOĞAL GAZIN DEPOLANMASI VE DİKKAT EDİLMESİ GEREKEN NOKTALAR

Gaz depolamak için, petrol sahaları gaz sahalarıyla birçok yönden benzerlikler gösterirler. Aynı hazırlıklar ve operasyonlar uygulanır. Fakat petrol sahalarının gaz depolama sahası olarak kullanılacağı zaman, özellikle değinilmesi gereken bazı özellikler de vardır. Petrol kuyularının akış kapasiteleri gaz kuyularının akış kapasiteleri için fikir verir [21]. Öte yandan üretime geçildiği zaman rezervuarda bulunan petrol ve su gibi sıvı fazda olan malzemelerin yüzeyde ayrıştırılması gerekir. Tasarlanan yüzey donanımlarının ihtiyaç olunan durumlarda eksiklik yaratmamları için yüzeye ne kadar sıvı geleceği hakkında rezervuar çalışmaları yapılmalıdır.

Üretilen petrol ve gazın boşalttığı alan depolama için kullanılacak hacmi belirler. Gaz ve petrol üretimi rezervuarda bir depo hacminin oluştuğunun kanıtıdır. Kütlenin korunumu hesaplamalarından rezervuarda depolanacak gaz fazın hacmi doğrudan bulunabilir [21].

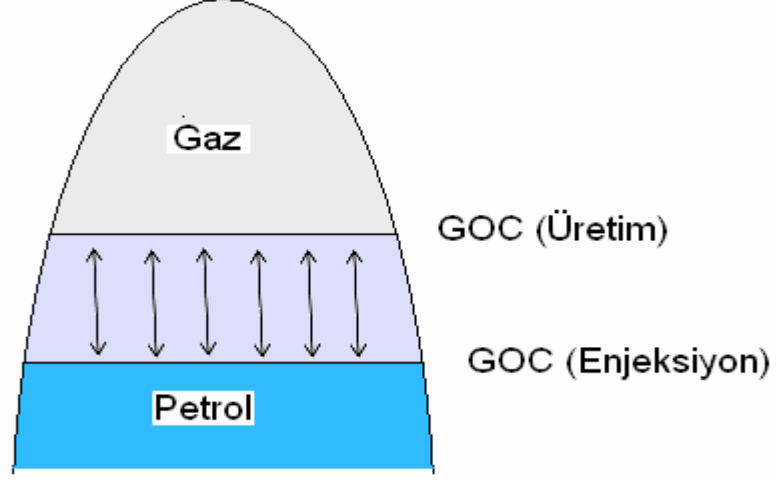
Bir petrol sahasının depolama hacmi aşağıdaki formül yardımıyla bulunabilir [21].

$$V = \frac{5.615 P_p B_o}{1000} \frac{P}{14.7} \frac{520}{T.z} \quad (5.1)$$

- V : Üretilen petrolün yerini alabilecek gaz hacmi, 1000 scf
P : Rezervuar basıncı, psi
P_p : Üretilen petrol, bbl
B_o : Formasyon hacim faktörü, stb/bbl
T : Rezervuar sıcaklığı, °R
z : Gaz sapma faktörü

Rezervuara gaz enjeksiyonu bir ek petrol üretim yöntemidir. Rezervuara basılan gaz üretim sırasında beraberinde petrol getirmektedir. Ayrıca enjekte edilen gazın yarattığı basınçla petrol derine doğru ötelenmektedir. Olay akiferde doğal gaz depolanmasına benzer. Enjeksiyon sırasında GOC (Gaz petrol temas yüzeyi) derine doğru hareket ederken üretim sırasında ise ters yönde hareket eder. (Bkz Şekil 5.1)

Petrol sahalarında depolamalarda birkaç döngü sonrasında ek petrol üretimi noktalanmış olur. Zamanla sahada üretilen petrol miktarı azalmakla beraber, basılan gaz daha temiz olarak yüzeye ulaşmaktadır.



Şekil 5.1: Enjeksiyon ve Üretim Sırasında GOC'ın Hareketi

Kısmen tüketilmiş bir petrol sahası depo rezervuara dönüştürülürken ek petrol üretimiyle ekonomik bir girdi elde edilebilir. Bu, yatırım maliyetini azaltır. Ayrıca depo hacmi kazanılır. Öte yandan, depolama sürecinde gazın tam akış kapasitesine ulaşabilmek için petrol üretimi kaçınılmaz olabilir [21]. Bu durumda hem depo rezervuar için uygun koşullar sağlanırken hem de ekonomik bir girdi elde edilir.

Petrol sahalarında gaz depolanırken dikkat edilmesi gereken rezervuar problemleri vardır. Bunların analizleri hassas bir şekilde yapılmalıdır. Bu problemler; rezervuara basılan gazın rezervuarda var olan petrol içinde çözünüp çözünmeyeceği; petrol ve rezervuar sıvısı ile nasıl bir ilişki içerisinde bulunacağı; var olan akışkanları nasıl öteleyeceği; eğer rezervuarda gaz mevcutsa, bu gaz ile fiziksel ilişkisinin ne olacağı gibi sıralanabilir.

Basılan gazın rezervuardaki petrol içinde çözünmesi petrolün gaza doymuşluğu ile ilişkilidir. Rezervuarlarda herhangi bir basınç değerinde gazın petrol içerisindeki çözünürlüğü sabittir. Çözünen gazın dışındaki diğer gazlar rezervuarda serbest halde bulunur. Doymuş petrollerde çözülebilecek en büyük gaz hacmi çözünmüştür. Bu tür petrol içeren rezervuarlarda düşey geçirgenlik gibi parametrelerin uygun olduğu koşullarda genellikle bir gaz başlığı oluşumu göze çarpar. Böyle rezervuarlarda depolama yapılırken üretilen gazın, gaz-petrol oranı oldukça yüksek bir değere sahip olur. Çünkü gaz, petrol ile daha az temas yüzeyine sahip olacaktır. Öte yandan

doymamış petrollü rezervuarlarda basılan gaz, petrol içerisinde basınç artışıyla çözünecektir. Bu çözünme neticesinde gaz, petrol ile daha fazla temas halinde olacak ve üretilen gazın gaz-petrol oranı doymuş rezervuarlara oranla daha az olacaktır.

Rezervuarlarda petrolün doymuşluğu ile ilgilenirken, petrolün içinde çözünen gazın, basılan gazın ve rezervuardaki mevcut serbest gazın fiziksel özellikleri olan çığlenme (dew) ve kabarcık (bubble) basınç noktaları irdelenmelidir. Rezervuarda bulunan petrol içerisindeki çözünmüş gazın kabarcık basıncı ve basılacak gazın kabarcık basıncı ile analizler yapılmalıdır. Bu analizde işletme basınç aralığı da dikkate alınmalıdır. Yapılan analizde basılan gazın, petrolün içerisinde çözünüp çözünmeyeceği ile ilgili bilgiler elde edilip, davranış belirlenmelidir. Örneğin rezervuarda bulunan petrol gaza doymamış olsun. Böyle bir rezervuarda basılan gaz basınç artışından dolayı petrol içerisinde çözünecektir. Çözünme, petrol gaza doyana kadar devam edecektir. Gazın bu şekilde çözünmesi depolanacak gaz hacmi hesaplarını etkileyecektir. Öyle ki basılan gazın bir kısmı serbest olarak depo edilirken diğer kısım çözünmüş olacaktır ve bu iki durumda gazların hacimsel davranışları farklı olacaktır. Doymamış petrollü bir rezervuar depo rezervuara dönüştürülürken, basılan gaz sonucunda oluşan basınç, gazı çözmeye yeterli ise; rezervuar doymuş petrollü rezervuara dönüşecektir. Aynı doymuş petrollü rezervuarlarda olduğu gibi bir miktar doğal gaz çözünürken diğer bir miktar doğal gaz ise gaz fazda rezervuarda yerini alacaktır. Gazın üretimi sırasında önce serbest gaz; varsa beraberinde petrol, sonrasında düşen basınçla açığa çıkan gaz ve yine varsa beraberinde petrol üretilecektir.

Doymuş petrollü rezervuarlarda enjeksiyon sırasında durum doymamış petrollü rezervuarlara göre farklıdır. Doymuş petrollü rezervuarlarda basılan gaz nedeniyle oluşan basınç neticesinde petrolün gaz çözünürlüğü artacaktır. Bu artış kadar olan bir miktar gaz petrol içerisinde çözünürken kalan kısım gaz serbest halde rezervuarda yerini alacaktır. Gazın petrol içerisindeki bu çözünürlük artışı ihmal edilebilir seviyelerdedir.

Doymuş petrollü rezervuarlarda, üretim sırasında önce serbest gaz üretilecektir. Düşen basınçla beraber açığa çıkan çözünmüş gaz daha sonra üretilen gazın yerini alacak ve üretilecektir.

1950'lerde depo rezervuara dönüştürülen petrol sahalarından Opal orta ölçekli depo olarak bölgesel gaz dağıtım firmasına hizmet vermektedir. Sahadan 8.5 milyon stb 37 °API petrol ve 55 milyar scf gaz üretimi gerçekleştirilmiş ve rezervuarda 54 milyon stb petrol mevcut iken saha depo rezervuara dönüştürülmüştür. Bu geçişte rezervuarda kayda değer miktarda çözünmüş gazda mevcuttu. Bu saha için yapılan

bir modelde, çözülmüş gaz miktarının hesaplamalara katılması gerektiği vurgulanmıştır. Ayrıca enjeksiyon sırasında gazın petrol içerisinde çözüldüğü ve üretim aşamasında tekrar serbest hale geçtiği belirtilmiştir [23].

Petrol sahalarında gaz depolama yapılırken karşılaşılan bir diğer problem var olan akışkanların hareketidir. Rezervuarda bulunan petrol ve suyun, enjekte edilen gaz ile oluşacak basınç sonrası nasıl davranacağı ve birbirleri ile herhangi bir etkileşimin olup olmayacağı araştırılmalıdır. Rezervuar deneyleri içerisinde bu akışkanların mobiliteleri ile ilgili çalışmalar yapılmalıdır. Yapılan bu deneyler neticesinde rezervuarın depoya dönüştürülmesi sonrasında su-petrol oranı ve gaz-petrol oranı gibi parametreler hakkında belirsizlikler kısmen ortadan kaldırılmalıdır.

Akışkanların birbirlerini etkileri bakımında Playe Del Rey petrol sahası örnek olarak verilebilir. 1942 yılında depo rezervuara dönüştürülen Playa Del Rey petrol sahasında depolama kapasitesi ve üretim kapasitesini etkileyen problemlerle karşılaşmıştır. Bunlar; üretim sırasında emülsiyon oluşumu ve rezervuarda gazın tutulmasıdır. Bu sahada gaz üretimi sırasında gazla beraber bir kısım rezervuar akışkanı yüzeye ulaşmaktadır. Bu akışkanın büyük kısmı tuzlu su olmakla beraber en fazla % 10'luk bir kısmı 18-21 °API gravite arasında petroldür. Düşük debili üretimlerde dikkate değer emülsiyon oluşmakta ve bu emülsiyon ciddi sorunlara sebep olmaktadır. 235°F olan kuyu dibi sıcaklığında akışkan olan emülsiyon yüzeye ulaşınca sıcaklık düşüşünden dolayı daha akmaz hale gelmektedir. Bu üretim mekanizmasını olumsuz etkilemektedir. Diğer taraftan üretim ve enjeksiyonun beraber yapıldığı kuyularda üretim sırasında oluşan emülsiyon, enjeksiyon sırasında formasyon yüzeyinin tıkanmasına sebep olmaktadır. Öyle ki verilen yüksek basınçlar günlerce uygulanmasına rağmen bu yüzeylerde akış sağlanamamaktadır. Yapılan analizler ve deneyler neticesinde bu emülsiyonların bertaraf edilebilmeleri için kimyasal çözücülerden Karbon Tetra Klorür kullanılmıştır. Karbon Tetra Klorür'ün tercih sebebi, yüksek yoğunlukta olup emülsiyonlara ulaşabilmesidir. Yapılan temizleme operasyonlarının hızlandırılması için kimyasallara ait yüzey boru hatları döşenmiştir. Emülsiyonun yarattığı bir diğer problem tapa etkisi olarak adlandırılabilir. 1946 yılında, yüzey donanımlarından soğutma ünitesine ulaşan ve akmaz hale gelen emülsiyon sahanın kapatılmasına sebep olmuştur. Bu sorun, bazı çap değişimleri beraberinde sıcak tuzlu su ve dehidrasyon kimyasalları uygulaması ile çözülmüştür. Emülsiyonun tapa etkisi düşük debili tubinglerde de sorun olmaktadır. Bu tapaların çözünmesi için de çözücüler kullanılmaktadır. Karşılaşılan bir problem gazın rezervuar sıvıları tarafından tutulmasıdır. Rezervuar sıvılarının gazı tutması neticesinde üretilebilirlikte azalma göze çarpmakta veya civar kuyular üretime devam ederken dahi bu kuyularda üretim tamamen durabilmektedir.

Üretilebilirlikteki azalma genellikle kısa süreli yüksek debili üretimlerden sonra oluşmaktadır. Üretimi normal seviyelere getirebilmek için, enjeksiyonla akışkan içerisinden bir kanal oluşturulması kaçınılmaz olmaktadır [24].

Rezervuar içerisindeki akışkan hareketleri de kısmen tüketilmiş petrol sahalarında doğal gaz depolamada incelenmesi gereken bir konudur. Rezervuarda bulunan akışkanların mobilite oranları incelenerek önceden bazı tahminler yürütülebilir. Eğer bir rezervuarda; suyun mobilitesi petrolün mobilitelerinden yüksek ise basılan gazın öteleme etkisi su üzerinde daha fazla kendini gösterecektir. Bunun sonucunda üretimde görülen su-petrol oranı depo rezervuara dönüştürülmeden önceki su-petrol oranına göre daha az olacaktır ve üretilen petrol miktarında hissedilir seviyede artış gerçekleşecektir.

Düşük °API graviteli petroler düşük mobilite değerine sahiptirler. Bu tür sahalar depolama için elverişsiz ortamlar gibi gözüktense de bu sahalarda rezervuardaki petrolün mobilitesi suyun mobilitelerinden düşük olacağından basılan gazın öteleme etkisi petrol üzerinde çok az olacaktır. Ek petrol üretiminde bu etki kendini gösterecektir. Suyun ötelenmesi sebebiyle üretimdeki su-petrol oranı düşecektir. Diğer taraftan yüksek °API graviteli petrol, gaz ile yüzeye daha rahat taşınacaktır. Çünkü daha düşük akma viskozitesi değerine sahiptir. Dolayısıyla petrol sahalarını gaz depolama sahalarına dönüştürür iken °API gravitesinin kesinlikle yüksek veya düşük olması gerekir gibi bir ifade kullanılamaz. Eğer var ise alternatifler yapılacak bir analiz ile değerlendirilmelidir.

Yüzey donanımı olarak; petrol sahalarında doğal gaz depolamanın gaz sahalarında doğal gaz depolamaya göre farkı, yüksek basınç sıvı seperatörlerin kapasiteleridir. Ek sıvı tutucular sahada yer almalıdır. Petrol sahalarında basılan gaz ile beraber bir miktar petrol yüzeye ulaşacağından, tasarım yapılırken en küçük gaz petrol oranı dikkate alınmalı ve ani durumlarında sistemin tıkanması önlenmelidir. Şunu da eklemek gerekir ki bu tür sahalarda depolama yapılırken gaz-petrol oranı zamanla artacaktır. En düşük gaz petrol oranı ilk döngüde alınan üretimde göze çarpacaktır. Öte yandan bu depo aynı zamanda bir petrol sahası olarak düşünülmelidir. Dolayısıyla yüzey donanımları arasında petrol boru hatları, üretilen petrolü basmak için gerekli olan pompa, sıvı seperatörleri vb. gibi ekipmanlar sahada mevcut bulunmalıdır.

6. SONUÇLAR

Yapılan bu çalışmada yer altında doğal gaz depolamanın çeşitleri ve aralarındaki farklar vurgulanmıştır. Yer altında doğal gaz depolamada sistem elemanları ve depolama yapılırken öne çıkan kriterler sunulmuştur. Yer altında doğal gaz depolama tiplerinden biri olan kısmen tüketilmiş petrol sahalarında doğal gaz depolamaya göz atılmıştır.

Kısmen tüketilmiş petrol sahalarında doğal gaz depolanırken karşılaşılabilecek problemler ve dikkat edilmesi gereken hususlara dikkat çekilmiştir. Böyle bir proje yürütülürken depolamanın petrol sahasında olacağı belirtilmiş ve karşılaşılabilecek rezervuar problemleri hakkında fikir yürütülmüştür.

Kısmen tüketilmiş petrol sahalarında doğal gaz depolama ile ilgili Dünya'dan uygulama örnekleri ve proje aşamasında bulunan tasarımlara değinilmiştir. Bu örneklerle, petrol sahalarında doğal gaz depolamanın yanında ek petrol üretimi yapıldığı gösterilmiş ve bu sahalardan üretim yapılırken gaz-petrol oranının zamanla arttığı ve su-petrol oranının zamanla azaldığı olgusu vurgulanmıştır.

Depolama yapılırken basılan gazın; petrolü ve suyu ne şekilde etkileyeceği, üretim sırasında su-petrol oranı ve gaz-petrol oranı parametrelerinin nasıl etkileneceği gibi konular irdelenmiştir. Ayrıca bu sahalarda; depolama yaparken aynı zamanda ek petrol üretimi yapılabilineceği belirtilmiştir.

KAYNAKLAR

- [1] **Öztürk, B.**, 2004. Simulation of Depleted Gas Reservoir for Underground Storage, Thesis, METU, The Graduate School of Natural and Applied Sciences, Ankara.
- [2] **www.pigm.gov.tr**, 2008
- [3] **Sarak, H.**, 1997. Türkiye’de Yeraltı Gaz Depolaması Gereksinimi ve Kuzey Marmara Gaz Sahasının Depo Olarak Modellenmesi, Yüksek Lisans Tezi, İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul
- [4] **www.eia.doe.gov**, 2006
- [5] **www.igu.org**, 2005
- [6] **www.dogalgaz.com**, 2008
- [7] **www.botas.gov.tr**, 2008.
- [8] **www.bursagaz.com**, 2008
- [9] **www.nabucco-pipeline.com**, 2008
- [10] **Abravcı, S. Yaradılmış, Y.**, 2008. Kişisel Görüşme
- [11] **Katz, D., Lee, R.**, 1990. Natural Gas Engineering: Production and Storage, McGraw-Hill, New York
- [12] **Asia Pasific Energy Research Centre**, 2002, Gas Storage in the APEC Region, Asia Pasific Energy Research Centre, Japan
- [13] **Flanigan, O.**, 1995, Underground Gas Storage Facilities, Gulf Publishing Company , Houston
- [14] **Satman, A.**, Underground Storage of Natural Gas Lecture Notes, 2004-2005 Bahar Dönemi, İ.T.Ü., Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü
- [15] **Tek, M.R.**, 1989. Underground Storage of Natural Gas: Theory and Practice, Kluwer Academic Publisher, Dordrecht

- [16] **Coffin, F., Lebas, G.**, 2007, Converting the Pecorade Oil Field Into an Underground Gas Storage, *Uluslararası Petrol teknoloji Konferansı, 4-6 Aralık, Dubai*
- [17] **Rudolph, W.**, 1990 Gas Storage Enhances Oil Production, Southern California Gas Co. Newhall, California
- [18] **Rodriguez, J.J.**, 2006 Underground Gas Storage in an Undersaturated Oil Field in Argentina, 23. World Gas Conference, Amsterdam
- [19] **Gerov, Libomir, G., Lyomov, K.**, 2002 Gas Storage Performance in a Fractured Formation, SPE paper number 75678
- [20] **Burke, F.W.**, 1960, Simultaneous Underground Gas Storage and Secondary Oil Recovery, SPE paper number 1479-G
- [21] **Katz, D., Cornell, D., Vary, J., Kobayashi, R., Elenbaas, J., Poettmann, F., Weinaug, C.**, 1959. Handbook of Natural Gas Engineering, McGraw Hill, New York
- [22] **Xiao, G., Zhimin, D., Ping, G., Yuhong, D., Yu, F., Tao, L.**, 2006, Design and Demonstration of Creating Underground Gas Storage in a Fractured Oil Depleted Carbonate Reservoirs, SPE paper number 102397
- [23] **Kuncir, M., Chang, J., Mansdorfer, J., Dougherty, E.**, 2003, Analysis and Optimal Design of Gas Storage Reservoirs, SPE paper number 84822
- [24] **Riegle, J.**, 1953, Gas Storage in the Playa Del Rey Oil Field, Petroleum Transactions, AIME, Vol 198, Los Angeles
- [25] **Türeyen, Ö.İ., Karaalioğlu, H., Satman, A.**, 2000, Effects of Wellbore Conditions on the Performance of Underground Gas-Storage Reservoirs, SPE paper number 59737

EK-A

PETROL SAHASINDA DOĞAL GAZIN DEPOLANMASI İÇİN ÖRNEK TASARIM

Burada kısmen tüketilmiş bir petrol sahasının depo rezervuara dönüştürülmesi tasarımı yapılmıştır. Saha Türkiye sınırları içerisinde yer almakta ve halen üretim yapmaktadır. Sahada petrol üretimi gaz-başlığı itişimi ile gerçekleşmektedir. Rezervuar fiziksel özellikleri ve rezerv bilgileri Tablo A-1'deki gibidir.

Tablo A-1: X Sahası Fiziksel Özellikleri ve Rezerv Bilgileri

	Gazlı Alan	Petrollü Alan
Yapı	Antiklinal	Antiklinal
Litoloji	Kireçtaşı	Kireçtaşı
Yaş	Kretase	Kretase
Üretim Mekanizması	Genleşme	Gas-Başlığı İtişimi
Derinlik	1450 m	1450 m
Baz Kodu	-750 m	-840 m
Gaz Petrol Kontakı	-780 m	-850 m
Orijinal Rezervuar Basıncı	1700 psi	1850 psi
Rezervuar Sıcaklığı	115 °F	118 °F
Gözeneklilik	%20	%20
Sistem Geçirgenliği	40 md	30 md
Orijinal Su Doymuşluğu	%18	%23
Gazlı/Petrollü Alan	3.371 km ²	6.58 km ²
Net Kalınlık	21 m	400 m
Etken Gözeneklilik alt sınırı	%6	%12
Gözenek Hacmi	7,982,000 m ³	482,065,600 bbl
Yerinde Gaz/Petrol Miktarı	689 Milyon sm ³	351,506,000 stb
Üretilabilir Gaz/Petrol Miktarı	372.4 Milyon sm ³	3,515,060 stb
Üretilibilme Oranı	%54	%1
Günlük Gaz/Petrol Üretimi	40,000 sm ³	437 stb
Toplam Gaz/Petrol Üretimi	329.5 Milyon sm ³	2,946,448 stb
Kalan Üretilabilir Gaz/Petrol	142.9 Milyon sm ³	568,552 stb

Hacim olarak sabit olan rezervuara dışarıdan bir giriş-çıkış mevcut değildir. Bu sebeple tasarım sırasında hacimsel yöntem kullanılmıştır. Üretilen gaz ve petrole karşılık basınç değişimi incelenmiştir.

Bu tasarım yapılırken, üretilen gaz (G_p) hacmiyle beraber üretilen petrol (P_p) hacminde de gaz depolanacağı düşünülmüştür. Dolayısıyla burada bahsedilen yerinde gaz miktarından kastedilen üretilen petrol ve gazın oluşturduğu hacimde depolanabilecek gaz miktarıdır. Üretilen petrolün yerine ne kadar gaz depolanacağı Denklem 5.1 ile bulunmuştur. Basınç&üretim değerleri ve hesaplamalarda kullanılan değerler Tablo A-2'deki gibidir ve hesaplamalar sonucu oluşturulan P/z&GIP grafiği Şekil A-1'deki gibidir.

Tablo A-2: X Sahası Üretim ve Basınç Tarihçesi ve Bazı Fiziksel Büyüklükler

	Tarih	P_{ws} , psi	z	P/z	P_p , 1000 bbl	V, Milyon sm^3	G_p , Milyon sm^3	T_p , Milyon sm^3
1	1976	1700	0.73	2328.8	0	0.0	0	0.0
2	1995	1416	0.77	1839.0	1688	32.0	129	161.0
3	1999	1330	0.775	1716.1	1986	35.2	191.5	226.7
4	2002	1242	0.79	1572.2	2382	38.7	272.9	311.6
5	2004	1172	0.805	1455.9	2581	38.8	293.9	332.7
6	2005	1148	0.81	1417.3	2681	39.2	303.9	343.1
7	2006	1102	0.815	1352.1	2780	38.8	313.2	352.0
8	2007	1068	0.82	1302.4	2950	39.7	329.5	369.2

P/z& G_p grafiğini oluşturur iken ihtiyaç olunan değerler Tablo A-2'de yer almaktadır.

Üretilen petrolün yerine ne kadar gaz depolanacağı hesabı, Tablo A-2'de **Satır 4** için;

Üretilen petrol miktarı	= 2382000 bbl
B_o	= 1.056 stb/bbl
Rezervuar basıncı	= 1242 psi
Rezervuar sıcaklığı	= 575 °R
z	= 0.79
Depolanacak gaz hazmi	= V, 1000 scf

Denklem 5.1'e göre;

$$V = \frac{5.615 P_p B_o}{1000} \frac{P}{14.7} \frac{520}{T.z} = \frac{5.615 \times 2,382,000 \times 1.056 \times 1,242 \times 520}{1,000 \times 14.7 \times 575 \times 0.79} = 1,336,000,000 scf$$

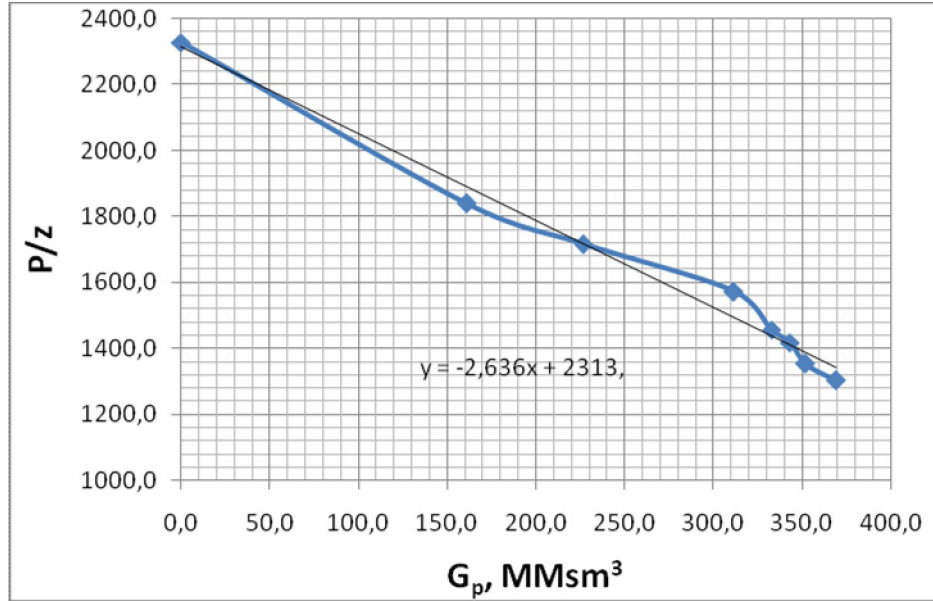
$$\Rightarrow V = 1,336,000,000 scf \times 0.0283 \frac{sm^3}{scf} = 38,660,000 sm^3$$

Üretilen gaz ve petrolün yerinde depolanacak gaz hacmi (T_p) 2002 yılı için Tablo A-2'de satır 4'te;

$$T_p = G_p + V \Rightarrow 38.7 + 272.9 = 311.6 \text{ Milyon } sm^3 = T_p$$

(T_p bundan sonra ki durumlarda G_p olarak adlandırılmıştır.)

Tablo A-2'deki değerlerle oluşturulan Şekil A-1'e göre; doğrunun x-eksenini kestiği nokta bize rezervuar depo gaz hacminin standart şartlarda ne kadar olduğunu verir. Bu grafik için $y=0$ için $x=OGIP=877.5$ Milyon sm^3 'tür.



Şekil A-1: P/z & G_p ilişkisi

Rezervuarın üst basıncı keşif basıncı olan 1700 psi olarak seçilmiştir. İletim hattı basıncında 1030 psi olarak BOTAŞ hat basınç değeri kullanılmıştır. Etkin EOR amacı için yastık gaz basıncı 1200 psi iken kuyu başı ve sistem basıncı 588 psi (40 bar'lık) olarak seçilmiştir.

Tasarımda ilk olarak, yerinde gaz miktarının rezervuarda ne kadar yer kapladığı bulunmuş ve seçilen üst basınç değeriyle burada azami ne kadar gaz tutulabileceği hesaplanmıştır. Yastık gaz basınç değeriyle, yastık gaz miktarının ne kadar olduğu bulunmuş ve neticesinde işletilen gaz miktarı hesaplanmıştır.

Yüzeyde 877.5 Milyon sm^3 olan bir gazın rezervuar hacmi,

$$F = \frac{V.P_s.T_r.z}{P_r.T_s} \text{ eşitliği ile bulunabilir.}$$

Burada;

- F : Rezervuar hacmi, m^3
- V : Yüzey hacmi, sm^3
- P_s : Yüzey basıncı, psi
- P_r : Rezervuar basıncı, psi
- T_s : Yüzey sıcaklığı, $^{\circ}R$
- T_r : Rezervuar sıcaklığı, $^{\circ}R$
- z : Sıkıştırılabilirlik

Bu eşitliğe göre rezervuar hacmi;

$$F = \frac{877.5 \times 10^6 \times 14.7 \times 575 \times 0.73}{1700 \times 520} = 6.13 \times 10^6 m^3$$

Üst basınç değeriyle keşif basıncı aynı değer olduğu için azami depolama hacmi de 877.5 Milyon sm^3 olacaktır.

1200 psi yastık gaz basıncında rezervuarda bulunan gaz miktarı;

$$V_{yastık} = \frac{6.13 \times 10^6 \times 1200 \times 520}{575 \times 14.7 \times 0.795} = 569 \times 10^6 sm^3$$

İşletilen gaz miktarı;

$$V_{i\text{şl}} = 877.5 - 569 = 308.5 \times 10^6 sm^3 \text{ olarak bulunur.}$$

Daha sonraki adımda, rezervuarın ani çekiş durumuna cevap verebilmesi için gereken kuyu sayısı bulunmuştur. Bu ani çekiş, günlük işletilen gazın 1/30'u kadardır. Ayrıca her şartta kuyuların bu talebe cevap vermesi için, rezervuarda sınırlı miktarda (işletilen gazın %20'si kadar) gaz kaldığı varsayılmıştır. Bu durumda rezervuarda var olan gaz miktarı ve dolayısıyla gaz basıncı hesaplanmıştır. Bu basınç ile yüzey basıncı arasında ki farktan oluşacak debi bir kuyunun ani üretimde sahip

olacağı debidir. İstenilen debiyi sağlayacak kuyu sayısı da sistemin ani üretimde ihtiyaç duyacağı kuyu sayısıdır.

Ani üretim debisi işletilen gazın 1/30'u kadar ve bu debi işletilen gazın %80'i üretilmişken çekiliyor;

$$Q_{ani\dot{u}retim} = \frac{308.5 \times 10^6}{30} = 10.3 \times 10^6 \text{ sm}^3 / \text{gün} \text{ 'dür}$$

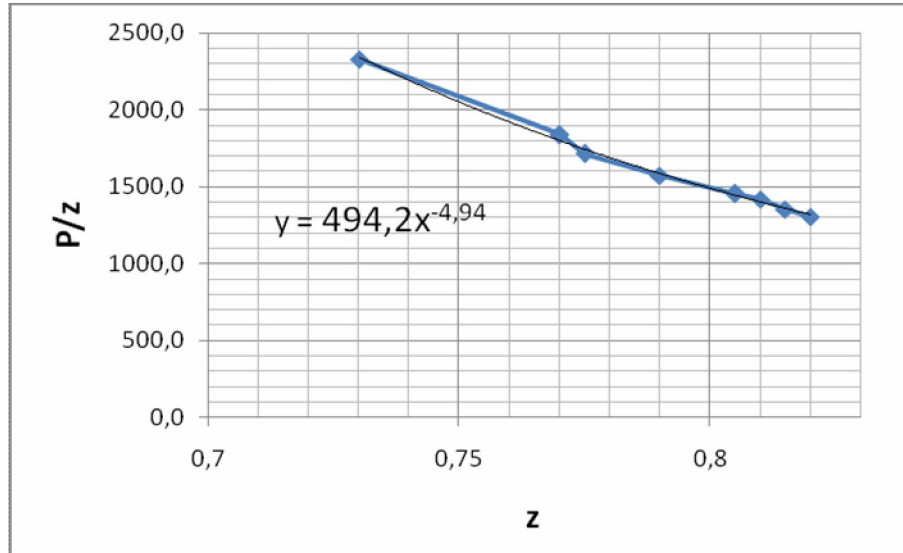
Ani üretimde rezervuarda bulunan gaz miktarı;

(işletilen gazın %20'si + yastık gaz hacmi)

$$V @ ani.\dot{u}retim = (0.2 \times 308.5 + 569) \times 10^6 = 630.7 \times 10^6 \text{ sm}^3$$

Rezervuarda 630.7 Milyon sm³ gaz varken rezervuar basıncı “P/z” olarak bulunabilir ve P/z&z ilişkisinden rezervuar basıncına ulaşılabilir;

$$630.7 \times 10^6 = \frac{6.13 \times 10^6 \times P \times 520}{575 \times 14.7 \times z} \Rightarrow \frac{P}{z} = 1672. \text{psi}$$



Şekil A-2: P/z&z ilişkisi

$$\frac{P}{z} = 494.9xz^{-4.94} \Rightarrow z = 0.78. \text{ve.} P = 1306 \text{psi} \text{ olarak bulunur.}$$

Rezervuar basıncı ve kuyu başı basıncı bilindiğine göre, Ani üretim durumunda bir kuyunun günlük üretim kapasitesi(Denklem 3.1'e göre);

$$Q = 0.8(1306^2 - 588^2)^{0.8} = 64.5 \times 10^6 \text{ scf} / \text{gün} / \text{kuyu} = 1.826 \times 10^6 \text{ sm}^3 / \text{gün} / \text{kuyu}$$

(C ve n test ile bulunması gereken değerlerdir. Bu çalışmada test verileri olmadığından C=0.8 Mscf/gün ve n=0.8 olarak alınmıştır.)

Ani üretim debisine cevap verebilmek için gereken kuyu sayısı;

$$\text{Kuyu Sayısı} = \frac{10.3}{1.826} = 5.6 \Rightarrow 6 \text{ kuyu gerekir.}$$

$$\text{Her kuyuya düşen debi} = \frac{10.3}{6} = 1.71 \times 10^6 \text{ sm}^3 / \text{gün} / \text{kuyu} \text{ olarak bulunur.}$$

Ani üretimlerde, üretilen gazın tüketici hattına basılabilmesi için gereken güç (Denklem 3.3'e göre);

$$hp = \frac{3.0325}{10^6} \left[\frac{10.3 \times 10^6 \times 14.7 \times 520 \times 0.825}{0.0283 \times 520 \times 0.9} \right] \left[\frac{1.26}{0.26} \right] \left[\left[\frac{1029}{588} \right]^{0.26} - 1 \right] = 2515 hp$$

(Denklem içerisinde kullanılan “0.0283”, ft³ ile m³ arasındaki dönüşüm katsayısıdır.)

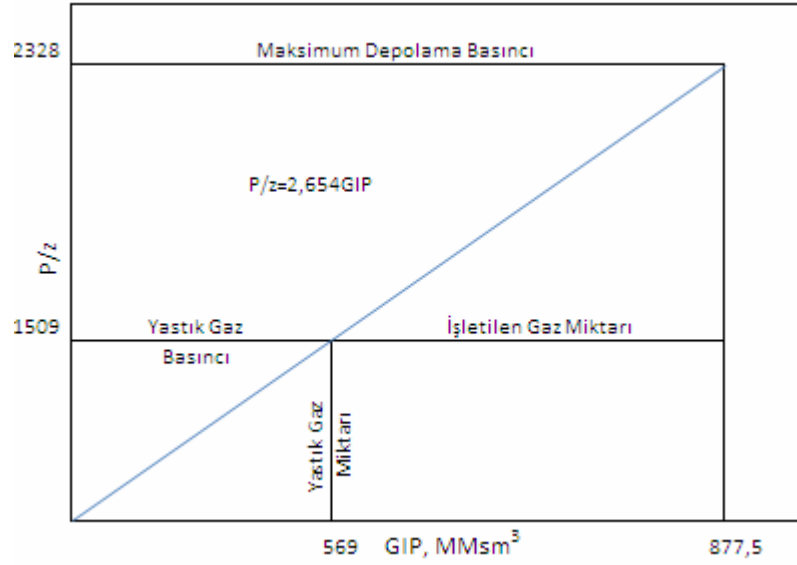
Yapılan hesaplamalar sonunda bu sahada;

-1700 psi üst basınç değeri ve 1200 psi yastık gaz basınç değeri için; 308.5 Milyon sm³ büyüklüğünde işletilen gaz hacmine sahip olunacağı, 569 Milyon sm³ hacminde yastık gaza ihtiyaç olunacağı (bkz Şekil A-3)

-10.3 Milyon sm³/gün ani üretim için; asgari 6 kuyuya ve 2515 hp'lık bir kompresör sistemine ihtiyaç duyulacağı hesaplanmıştır.

(Eğer gaz yüzeye iletim hatlarından daha düşük bir basınçla ulaşıyorsa (ki bu tasarımda öyle), bu gazın iletim hattına basılması için kompresör gerekmektedir. Basınçlandırmak için gereken kompresörlerin gücü ani çekiş durumu için hesaplanmıştır.)

Bu tasarımda basılan gaz ile rezervuar gazının aynı özellikte olduğu varsayılmıştır. Bu gerçekte mümkün olması zayıf bir durumdur ve gerçek bir tasarımda dikkate alınmalıdır. Diğer taraftan depolama hacmi hesaplarında, sahadan ek petrol ve su üretimi olduğu sürece $P/z \& G_p$ grafiğinde değişiklikler olacaktır. Bu değişiklikler ihmal edilmiş ve rezervuarın bir gaz rezervuarı gibi davranacağı varsayılmıştır. Dolayısıyla su ve petrol üretim tahminleri ile ilgili çalışmalar yapılmalı ve $P/z \& G_p$ davranışı daha net hale getirilmelidir.



Şekil A-3: X Sahası Üretim Tarihçesine Göre Oluşturulmuş $P/z \& GIP$ İlişkisi

Daha öncede değinildiği gibi yüzey donanımı olarak tüketilmiş petrol sahalarında doğal gaz depolama ile tüketilmiş gaz sahalarında doğal gaz depolama temel olarak aynıdır. Fakat sıvı gelişi petrol sahalarında daha fazla olacağından sıvı seperatör donanımı bu tür sahalarda daha büyük kapasitede olmalıdır.

Böyle bir tasarımın tam anlamıyla değer kazanması için kuyu testleriyle beraber rezervuar simülasyon çalışmaları da yapılmalıdır. Rezervuarda bulunan akışkanların fiziksel davranışları incelenmelidir. Gaz enjeksiyonu ve üretimi dikkatle izlenmeli ve gelecek sıvı akışkan miktarı ile ilgili veriler kesinleştirilmelidir. Ayrıca üretim devam ettiği sürece depo hacmi artacaktır ve rezervuardan gaz ile gelecek su ve petrol miktarı yüzey donanımları tasarımını etkileyecektir. Depo hacminde oluşacak bu artış ve rezervuardan gelebilecek azami su ve petrol miktarları göz önünde bulundurulmalı ve ona göre yüzey donanımı tasarımları yapılmalıdır.

EK-B

BİRİM DÖNÜŞÜM FAKTÖRLERİ

$$\text{ft} = 0.3048 \text{ m}$$

$$\text{in} = 2.54 \times 10^{-2} \text{ m}$$

$$\text{mil} = 1.609 \times 10^3 \text{ m}$$

$$\text{ft}^3 = 2.83 \times 10^{-2} \text{ m}^3$$

$$^{\circ}\text{C} = 1.8 ^{\circ}\text{F} + 32$$

$$^{\circ}\text{R} = ^{\circ}\text{F} + 459.7$$

$$\text{atm} = 14.7 \text{ psi}$$

$$\text{bar} = 14.5 \text{ psi}$$

$$\text{Pa} = 10^{-5} \text{ bar}$$

$$\text{D} = 9.87 \times 10^{-13} \text{ m}^2$$

$$\text{bbl} = 158.98 \text{ lt} = 0.159 \text{ m}^3$$

$$\text{metrik ton eşdeğer petrol} = 44 \text{ GJ}$$

$$\text{metrik ton eşdeğer petrol} = 1143 \text{ sm}^3 \text{ doğal gaz}$$

ÖZGEÇMİŞ

1981 yılında, Kilis'te üç erkek kardeşten ikincisi olarak dünyaya geldi. İlk ve Orta öğrenimini Gaziantep'te tamamlayarak, 1999 yılında İ.T.Ü Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği bölümüne kayıt oldu. Buradan 2005 yılında mezuniyet belgesini aldıktan sonra özel sektörde boru hattı ve tasarımı işlerinde, proje ve saha mühendisliği yaptı. Mahmut TOPRAK, 2007 yılından bu yana T.P.A.O Batman Bölge Müdürlüğü'nde Kuyu Tamamlama Hizmetleri Servisi'nde Teknik Operasyonlar ve Kule Mühendisi olarak görev yapmaktadır.