

66524

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE'DE YERALTI GAZ DEPOLAMASI GEREKSİNİMİ
VE
KUZEY MARMARA GAZ SAHASININ DEPO OLARAK MODELLENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Petrol Müh. Hülya KARAALIOĞLU

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 20 Ocak 1997

Tezin Savunulduğu Tarih : 3 Şubat 1997

Tez Danışmanı : Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN *Satman*

Diğer Jüri Üyeleri : Doç. Dr. Hakan ALKAN *Alkan*

Yrd. Doç. Dr. Özgür YILDIZ *Özgür Yıldız*

ŞUBAT 1997

ÖNSÖZ

Ülkemizde doğal gaz talebi hızla artmaktadır. Ancak, doğal gaz rezervlerimiz yeterli olmadığı için doğal gaz arzı ithal edilen miktarla sınırlıdır. Doğal gaz talebi ile arzı arasındaki dengenin kurulmasındaki en önemli sorunlar, konutların yılın soğuk dönemlerinde gazı talep etmesi ve sıcak dönemlerinde ise talebin ihmal edilebilecek düzeyde olmasından kaynaklanmaktadır. Gerek tüketici talebinin karşılanmasında arz kesintilerini engellemek, gerek tek bir arz kaynağına bağlı kalmamak, gerekse de stratejik bir rezerv oluşturmak amacıyla Türkiye'de en yakın sürede yeraltı gaz depolarının oluşturulması gerekmektedir. Bu çalışmada yeraltı gaz depolanmasının Türkiye için önemi vurgulanarak, Türkiye'deki yeraltı gaz depolama olanakları araştırılmış ve Kuzey Marmara gaz sahasının depo olarak kullanılması durumu incelenmiştir.

Ülkemizde, günümüze kadar bu konuda yapılan sınırlı çalışmalardan biri olan bu tezin tamamlanmasında bana doğrudan veya dolaylı olarak emeği geçen tüm İ.T.Ü. Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü elemanlarına teşekkür ederim.

Bu çalışmada veri teminimizde yardımcı olan Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, T.P.A.O. ve BOTAŞ kuruluşlarına teşekkür ederim.

Öğrenim hayatım boyunca maddi ve manevi desteğini hiç esirgemeyen sevgili annem, babam ve kardeşim olmak üzere tüm aileme ve değerli arkadaşlarıma sevgi ve teşekkürlerimi sunarım.

Bu konuyu seçmemde ve üzerinde araştırma yapmamda bana yol gösteren, çalışmamın her aşamasında ilgi ve yardımlarını esirgemeyen değerli danışmanım sayın Prof. Dr. Abdurrahman SATMAN'a en içten sevgi ve teşekkürlerimi sunarım.

Ocak, 1997

Hülya KARAALIOĞLU

İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ	ii
ŞEKİL LİSTESİ	v
ÇİZELGE LİSTESİ	vi
ÖZET	vii
SUMMARY	vii
BÖLÜM 1 GİRİŞ	1
BÖLÜM 2 DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ	4
2.1 Dünyada Doğal Gaz	4
2.2 Türkiye'de Doğal Gaz	6
BÖLÜM 3 TÜRKİYE'DE KONUTLARIN DOĞAL GAZ TÜKETİM POTANSİYELİ	9
BÖLÜM 4 DOĞAL GAZIN DEPOLANMASI	20
4.1 Depolama Nedenleri	20
4.2 Teknik Açından Depolama Türleri	21
4.3 Yerüstü Doğal Gaz Depolaması	22
4.3.1 Boru Hatlarında Depolama	22
4.3.2 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) Depolaması	22
4.4 Yeraltı Doğal Gaz Depolaması	23
4.4.1 Yeraltı Doğal Gaz Depolamasının Tarihi Gelişimi	24
4.4.2 Yeraltı Doğal Gaz Depolama Türleri	25
4.4.2.1 Tükenmiş Petrol ve Doğal Gaz Rezervuarlarında Depolama	26
4.4.2.2 Akiferlerde Depolama	29
4.4.2.3 Tuz Yataklarında Depolama	30
4.4.2.4 Yeraltında Açılan Boşluklarda Depolama	35
4.4.2.5 Terkedilmiş Maden Ocaklarında Depolama	35
4.5 Yeraltı ve Yerüstü Doğal Gaz Depolamasının Avantaj ve Dezavantajları	36

BÖLÜM 5	TÜRKİYE'DE YERALTI GAZ DEPOLAMASI GEREKSİNİMİ VE DEPOLAMA OLANAKLARI	37
5.1	Türkiye'de Yeraltı Gaz Depolaması Gereksinimi	37
5.2	Türkiye'de Doğal Gaz Depolama Olanakları	38
5.2.1	Kuzey Marmara Gaz Sahasının Depo Olarak Modellenmesi	41
5.2.1.1	Birinci Modelleme Çalışması	42
5.2.1.1	İkinci Modelleme Çalışması	51
	SONUÇLAR VE ÖNERİLER	61
	KAYNAKLAR	64
	EKLER	66
	ÖZGEÇMİŞ	75



ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 3.1	Türkiye'deki Doğal Gaz Boru Hatları	13
Şekil 4.1	Doğal Gaz Arz - Talep Eğrisi	23
Şekil 4.2	p/z - G Grafiğinde Temel ve İşletilen Gaz Kapasitelerinin Gösterimi	28
Şekil 4.3	Yeraltı Deposu Olarak Kullanılan Bir Akiferin Temel Bölümleri	31
Şekil 4.4	Doğrudan Eritme İşlemi	33
Şekil 4.5	Ters Eritme İşlemi	34
Şekil 5.1	$p_{wh}=70$ bar (1015 psi) ve $Q=0.29$ Milyon $sm^3/gün$ (10 MMSCFD) Olması Durumu İçin Kuzey Marmara Gaz Sahası p/z - G_p Grafiği	44
Şekil 5.2	$p_{wh}=20$ ve 70 bar Olması Durumu İçin p/z - G_p Grafiği	45
Şekil 5.3	$\bar{p}$ - GIP Grafiği	52
Şekil 5.4	$p_{wh}=70$ bar (1015 psi) ve $D=3.068$ in. Üretim Dizisi İçin Debi - Kuyudibi Akış Basıncı Grafiği	53
Şekil 5.5	Üretim Kuyusu Performans Eğrisi	55
Şekil 5.6	Enjeksiyon Kuyusu Performans Eğrisi	56
Şekil 5.7	En Yüksek ve Temel Gaz Basınçlarının Bulunması	57
Şekil 5.8	Sahanın İşletme Sınırları	58
Şekil 5.9	Üretim ve Enjeksiyon Programı	59
Şekil 5.10	Üretim ve Enjeksiyon Dönemindeki Kuyubaşı ve Kuyudibi Basınçlarının Zamana Karşı Grafiği	60
Şekil A.1	Kuzey Marmara Gaz Sahası İçin p - (1/ μz) Grafiği	68
Şekil C.1	Enjeksiyon Performans Eğrisinin Oluşturulmasında Kullanılan Bilgisayar Programının Akış Şeması.	73
Şekil C.2	Üretim Performans Eğrisinin Oluşturulmasında Kullanılan Bilgisayar Programının Akış Şeması.	74

ÇİZELGE LİSTESİ

Table 1	Estimated Residential Consumption in 1996, 2000, 2005 and 2010	x
Table 2	Base and Working Gas Capacities and Required Number of Wells as a Function of Production/Injection Periods	xii
Çizelge 2.1	Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervinin Yıllara Göre Bölgesel Dağılımı	4
Çizelge 2.2	1995 Yılı Doğal Gaz Üretim ve Tüketimi	5
Çizelge 2.3	Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Alım Miktarları	7
Çizelge 2.4	Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Satış Miktarları	7
Çizelge 2.5	1994 Yılı Doğal Gaz Sektörel Satışları	8
Çizelge 3.1	Türkiye'de 74 Ayrı Yerleşim Alanı İçin Yıllık Derece - Gün Değerleri	15
Çizelge 3.2	Malkoçlar - Ankara Hattı'nın 2010 Yılı Doğal Gaz Tüketimi	16
Çizelge 3.3	1996, 2000, 2005 ve 2010 Yılları İçin Tahmini Doğal Gaz Tüketimi	18
Çizelge 5.1	T.P.A.O. Trakya Bölgesi Doğal Gaz Sahaları Rezervuar Özellikleri	40
Çizelge 5.2	Kuzey Marmara Gaz Sahası Gaz Bileşimi	41
Çizelge 5.3	Temel ve İşletilen Gaz Miktarları ile Üretim/Enjeksiyon Sürelerine Bağlı Olarak Gerekli Kuyu Sayıları	47
Çizelge 5.4	Basınç ve Kuyu Sayısının c Katsayısı Üzerindeki Etkisi İncelenerek Bulunan Temel ve İşletilen Gaz Miktarları ile Üretim/Enjeksiyon Sürelerine Bağlı Olarak Gerekli Kuyu Sayıları	49

ÖZET

Ülkemizde doğal gaz talebi gün geçtikçe artmaktadır. Ancak yeraltı depolaması olanakları henüz geliştirilmemiş olduğundan dolayı, yerleşim alanlarına doğal gaz verilmesi ve gaz miktarının artırılmasının uygun olmadığı BOTAŞ yetkililerince belirtilmektedir. Bu ise Türkiye'de konutların doğal gaz tüketiminin planlanmasında depolamanın önemini açık olarak vurgulamakta, yeraltı deposu olanakları geliştirilmedikçe kentlerimizde konutlara verilecek doğal gaz miktarının artırılması giderek zorlaşmaktadır.

Doğal gaz arzı ile talep arasındaki dengenin kurulması istenirse, dengenin kurulmasındaki en önemli sorunlar konutların yılın soğuk döneminde gazı talep etmesi ve sıcak dönemde ise talebin ihmal edilecek düzeyde olmasından kaynaklanmaktadır. Konutların ısıtılmasında tüketilen ve yıl içinde değişimler gösteren gaz dağıtımında dengenin kurulabilmesi için soğuk dönemde arz edilen gazın bir bölümünün sıcak dönemde kullanılmayan ve dolayısıyla depolanan gazdan karşılanması en akılcı ve çağdaş çözümdür.

Bu çalışmada, Türkiye'de doğal gaz boru hattının geçtiği veya geçmesinin planlandığı bölgelerdeki yerleşim alanlarındaki konutların doğal gaz tüketim potansiyeli tahmin edilerek, Kuzey Marmara gaz sahasının depo olarak kullanılması durumu incelenmiştir.

Isıtma amacıyla gaz kullanan konutların doğal gaz tüketim potansiyelini belirleyebilmek amacıyla varolan, yapılmakta olan ve planlanan doğal gaz boru hatlarının geçtiği yerleşim alanlarındaki konutların % 100, 50 ve 25'inin ısıtma amaçlı gaz kullanması durumunda 1996, 2000, 2005 ve 2010 yıllarında olabilecek doğal gaz tüketim potansiyelleri belirlenmiştir. Boru hatlarının geçtiği yerleşim alanlarındaki konutların hepsinin (% 100) gaz kullanması durumunda doğal gaz tüketiminin 2010 yılında $16.4 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olacağı tahmin edilmiştir. Oysa 2010 yılında doğal gaz arzının yaklaşık $30-50 \times 10^9 \text{ sm}^3$ arasında olacağı ve konut sektörü doğal gaz arzının yaklaşık $4.5-7.5 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olacağı tahmin edilmektedir. Bu ise konutların en çok % 46'sına gaz verilebileceği şeklinde yorumlanabilir.

Gaz kullanımının yaygınlaştırılmasına paralel olarak kışın artan gaz talebinin depolardan karşılanabilmesi için ülkemizde henüz önemli somut adımlar atılmamıştır. Türkiye'deki depolama olanakları araştırıldığında bir seçenek olarak Kuzey Marmara gaz sahası incelenebilir. Bu sahanın depo olarak kullanılması durumunda var olan ve T.P.A.O. tarafından açılmış üç kuyuya ek kuyuların açılması gereklidir. Bugünlerde BOTAŞ tarafından iki yeni üretim kuyusu daha devreye sokulmaktadır. Ancak, toplam beş üretim kuyusunun bile bu sahanın bir yeraltı deposu olarak işletilmesi için yetersiz olacağı çalışmada gösterilmektedir. Örneğin, işletilen gaz kapasitesinin $1.3 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olması durumunda bu kapasitenin 100 günde üretilmesi veya enjekte edilebilmesi için yaklaşık 33 kuyu gereklidir. Bu sonuçlar, Türkiye'de konutların doğal gaz tüketiminin planlanmasında depolamanın önemini açıkça göstermekte ve en yakın zamanda depolama olanaklarının geliştirilmesinin gerekliliğini vurgulamaktadır.

SUMMARY

THE NEED FOR UNDERGROUND GAS STORAGE IN TURKEY AND MODELING OF THE NORTHERN MARMARA GAS FIELD AS A STORAGE RESERVOIR

Lately in Europe and more recently in Turkey, the emergence of natural gas as the premier fossil fuel for co-generation of electricity and fast growing residential/commercial gas markets underscored the need for underground storage for reasons of safety, security, and environmental quality.

Natural gas consumption and operations in Turkey have been significantly increased in recent years. Based on October 1996 figures there are 512000 residential gas consumers in İstanbul, 172000 in Ankara, 71000 in Bursa, and 10000 in Eskişehir. A total of 1.6 million residential units in İstanbul, Ankara, Bursa, İzmit, Adapazarı, and Eskişehir are planned to be potential gas users. Particularly air pollution problems in big cities have forced the regional authorities to further extend the existing gas distribution projects.

All types of natural gas sales, whether domestic, commercial, industrial, or space - heating, present variable factors. Probably the most difficult load for the distributor to meet is the space - heating load. It varies from a minimum of zero in the summertime to a maximum that can occur any time during the cold winter months. Studies indicate that the 70 per cent of yearly residential gas demand for space heating in İstanbul and Ankara is consumed during the coldest 4 months between December and March. Demand for gas during summer months is almost negligible.

Since the amount of gas supplied by the major pipeline transporting Russian natural gas is constant throughout the year, the higher gas demand by the residential consumers in big cities during the colder period of the year cause operational problems. So that, predictions of residential consumption must be made a year or more in advance to ensure adequate supplies of gas and facilities to handle the predicted distribution.

This study aimed to investigate two important aspects of the fast developing natural gas industry in Turkey: (1) the gas consumption potential of the space-heating sector, and (2) modeling a recently discovered gas field (the Northern Marmara gas field) as an underground gas storage reservoir. First part of the study is conducted to determine the maximum possible demand if gas is consumed by the residential areas on or nearby the gas distribution pipelines existing, under construction and planned.

The results of such a study yield the approximate magnitude of the possible gas shortages in future and also provides some insights for the related state and local municipal energy technical authorities. Second part of this thesis presents a preliminary feasibility study of the Northern Marmara gas field as an underground storage reservoir. Knowing the fact that the development of the underground gas storage facilities is a must in Turkey, the salt domes near Salt Lake (Tuz Gölü) and Northern Marmara gas field seem to be the only possible candidates at present for the underground gas storage purposes. From the technical and economical point of view Northern Marmara gas field provides more advantages (already discovered, partly developed, has higher gas in place) than the possible storage projects in salt domes. Therefore the Northern Marmara gas field was chosen to be modeled as an underground gas storage reservoir.

In order to predict the potential gas consumption, the average gas consumption of a residence and the number of residences using natural gas for space-heating must be known or estimated. For this purpose, population of the cities located nearby the existing, under construction and planned pipelines in Turkey were determined using the data of State Statistics Institute. Then the number of residences were estimated from the population data. The degree-day method were utilized to determine potential residential consumption. Considering natural gas consumption of 100 %, 50 %, and 25 % of residences, gas consumption potential for space-heating was predicted for the years 1996, 2000, 2005, and 2010. Results are presented in Table 1. As given in Table 1, residential consumption in 2010 is nearly $16.4 \times 10^9 \text{ sm}^3$ if all of the residential units (100 %) in cities on or nearby gas pipelines use natural gas for space-heating. However, according to the figures given by the Ministry of Energy and Natural Resources the total natural gas supply and the gas supply for space-heating sector are projected to be between $30\text{-}50 \times 10^9 \text{ sm}^3$ and $4.5\text{-}7.5 \times 10^9 \text{ sm}^3$ in 2010, respectively. The maximum amount of gas supply projected for the residential heating sector in 2010 ($7.5 \times 10^9 \text{ sm}^3$) would provide energy for only about 46 % of residences. It is easily seen that unless the amount of gas supply is increased, the number of residential units consuming gas for space-heating purposes is limited.

In regions which experience large seasonal variations in temperature, residential gas consumption is increased during the coldest months, and gas demand can not be provided by major natural gas pipeline. The most common way to balance between higher winter gas demand and constant gas supply is to use the underground storage facilities. Underground storage is an efficient and an economical method to handle the load-factor problem in distribution of space-heating gas.

Storage reservoirs are the warehouse to give a ready supply of gas that can serve a market with high peak demands in cold weather. The natural gas simply is injected into underground storage reservoirs when market demand falls below the supply available from the pipeline. It is withdrawn from the storage to supplement the steady supply from the pipeline when the demand exceeds the supply.

There are three types of underground storage:

- in porous media, aquifers or depleted gas/oil fields
- in salt caverns,
- in rock caverns or abandoned mines.

Table 1 Estimated Residential Consumption in 1996, 2000, 2005, and 2010.

NATURAL GAS PIPELINES	NATURAL GAS DEMAND DEPENDING ON PERCENTAGE OF RESIDENTIAL UNITS (10 ⁶ sm ³)											
	1996			2000			2005			2010		
	% 100	% 50	% 25	% 100	% 50	% 25	% 100	% 50	% 25	% 100	% 50	% 25
Malkoçlar- Ankara	6654	3327	1664	7603	3801	1901	8998	4499	2249	10672	5336	2668
Bandırma-Çan Çanakkale	87	43	22	95	48	24	107	54	27	121	61	30
Sakarya	80	40	20	87	44	22	97	49	24	109	54	27
Ege	864	432	216	986	493	247	1164	582	291	1377	688	341
Güney	1304	652	326	1456	728	364	1684	842	421	1962	981	491
Kuzey	135	68	34	144	72	36	156	78	39	170	85	42
TOTAL	9124	4562	2282	10371	5186	2594	12206	6104	3051	14411	7205	3599
İran-Ankara and others	1363	682	341	1517	758	379	1740	870	435	2007	1004	502
TOTAL	10487	5244	2623	11888	5944	2973	13946	6974	3486	16418	8209	4101

Depleted gas/oil fields are prime candidates for conversion to storage. Gas is injected into the porous media during the low load periods (summer) and is withdrawn during high load periods (winter).

An underground storage in aquifers is made by removing out part of the water from the aquifer reservoir by means of gas injection.

Underground storage in salt caverns is also made by water leaching in salt formations.

The stored gas is considered in two parts:

- base gas or cushion gas,
- top gas or working gas.

The working gas is that portion of the storage gas which is sent to distribution in response to market demand. It is replenished at the end of each withdrawal cycle by injection into the storage field.

The difference between the total gas in storage and the working gas is called base gas. The main role of the base gas is to provide the pressure energy necessary for delivering the storage gas to the pipeline at a required rate.

The possibilities of underground gas storage in Turkey are discussed in the second part of this study. In spite of fast increasing natural gas consumption there has not been any considerable underground gas storage developments in Turkey. Prediction of gas consumption indicates possible gas shortages if underground gas storage facilities are not developed soon. Projects should have priorities in energy planning. Beside to meet winter gas demand, underground gas storage is necessary to be independent from only one source of supply and to make a strategic reserve in Turkey.

The Liquefied Natural Gas (LNG) terminal in Marmara Ereğlisi can be used as a storage to meet winter gas demand. However, this LNG facility is planned to supply gas to a nearby power plant rather than being used as a storage facility.

The Northern Marmara gas field, a recently discovered and developed field in the Thrace region, was investigated as an underground gas storage reservoir candidate. Among the several gas fields in Thrace region, the Northern Marmara gas field was chosen for investigation because the permeability and areal extent of this gas field are sufficiently large for gas storage purposes.

The gas storage reservoir performance of the Northern Marmara gas field was studied using two approaches.

The primary aim of the first modeling approach is to minimize number of wells for known base and working gas capacities, the production/injection rate and periods. Using material balance concept and deliverability equation, required number of wells are determined for certain base and working gas volumes and operation periods. Results are presented in Table 2. As given in Table 2, new wells are necessary in

Table 2 Base and Working Gas Capacities and Required Number of Wells as a Function of Production/Injection Periods.

				Production/Injection Period of Working Capacity (Day)			
Wellhead Pressure (bar)	Base Gas Capacity (10^6 sm^3)	Working Gas Capacity (10^6 sm^3)	Well Flow Rate ($10^6 \text{ sm}^3/\text{day}$)	100	500	1000	2000
20				Number of Wells	Number of Wells	Number of Wells	Number of Wells
				80	16	8	4
				44	9	4	2
30				24	5	2	1
				77	15	8	4
				44	9	4	2
35				24	5	2	1
				75	15	8	4
				43	9	4	2
40				24	5	2	1
				72	14	7	4
				42	8	4	2
50				24	5	2	1
				69	14	7	3
				39	8	4	2
60				23	5	2	1
				63	13	6	3
				37	7	4	2
70				21	4	2	1
				57	11	6	3
				33	7	3	2
80				19	4	2	1
				52	10	5	3
				30	6	3	1
				16	3	2	1
				2767.6	818.0	0.493	

addition to existing three wells in the Northern Marmara gas field if the field is considered to be underground gas storage reservoir. For example, under conditions of $1.354 \times 10^9 \text{ sm}^3$ working capacity, 100 day production/injection period and 70 bar minimum wellhead flowing pressure, nearly 33 wells are needed. This means that 30 wells are required to be drilled and completed if the field is to be operated as a storage reservoir under given conditions.

The task in second modeling approach is to maximize working gas volume and peak rates for a particular configuration of reservoir, well and surface facilities, number of wells and production/injection periods.

In this model, production performance curve is produced at constant minimum wellhead pressure, and injection performance curve is produced at the desired maximum bottomhole injection pressure. The intersection of the two curves gives base gas and maximum gas capacities subject to the given constraints. The difference between these two numbers gives the maximum working gas volume.

Based on the results of this second modeling approach the base gas, maximum gas, and maximum working gas capacities for the Northern Marmara gas field were determined to be $2.05 \times 10^9 \text{ sm}^3$, $3.35 \times 10^9 \text{ sm}^3$, and $1.3 \times 10^9 \text{ sm}^3$, respectively.

The constant production/injection rates were calculated to be $0.216 \times 10^9 \text{ sm}^3$ (7.65 MMSCFD) obtained by dividing the working gas by the number of production/injection days (120 days). The number of I/W (Input/Withdrawal) wells was assumed to be 50.

The following results were obtained from this modeling study:

1. Modeling a gas reservoir for underground gas storage purposes requires an optimization approach correlating and combining the effects of important fluid, rock, field, well, and other operation parameters.
2. In order to operate the Northern Marmara gas field as a storage reservoir with some respectable working gas volume ($\geq 1 \times 10^9 \text{ sm}^3$), the number of wells required to maintain the field working at capacity varies between 20 and 50 depending on desired wellhead flowing pressure.

BÖLÜM 1

GİRİŞ

Petrolle birlikte veya ayrı olarak yeraltında gözenekli ortamlarda bulunan hidrokarbon ve hidrokarbon olmayan gazların karışımı *Doğal Gaz* olarak tanımlanır. İçinde esas olarak metan ve daha ağır hidrokarbonlar bulunurken nitrojen, karbondioksit, hidrojen sülfür, azot ve helyum gibi hidrokarbon olmayan gazlar da yer alırlar. Tüketim alanlarında kullanılan doğal gaz yaklaşık % 80-95 arasında metan ve çok daha az oranda etan ve propan içerir. Tipik bir doğal gazın ısı değeri ise 900-1200 BTU/SCF (8009-10679 kcal/m³) ve özgül yoğunluğu (hava için 1.00) 0.58-0.79 arasında değişir [1].

Gaz durumundaki fosil yakıt olarak da tanımlanabilen doğal gaz yerleşim merkezlerinde, ticari merkezlerde ve içerdiği bazı fiziksel ve kimyasal özelliklerden dolayı endüstri kesiminde de kullanılan temiz ve mükemmel bir yakıttır. Kömür ve ham petrolle kıyaslandığında özellikle çevre sorunları yaratmadığından dolayı tercih edilmektedir.

Dünya birincil enerji pazarında giderek payını artıran doğal gazın özellikle son yıllarda olumlu bir biçimde gelişen çevre bilincinin de etkisiyle ileriki yıllarda pazar payının daha da artması beklenmektedir. Çevre yönüyle enerji üretimi ve tüketiminde fosil yakıtlardan uzaklaşma eğilimi öngörülse de yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının devreye sokulması uzun zaman alacak ve dünyanın enerji ihtiyacını karşılayabilecek kapasiteye ulaştırılması büyük olasılıkla yakın zamanda gerçekleşmeyecektir.

Ülkelerin güçleri genelde, enerji kullanma oranları ve/veya sahip oldukları doğal enerji kaynakları ile doğru orantılıdır. Enerji sektörünün gelişimi, bir ülke ekonomisinin gelişmesinde en önemli faktördür. Ülkelerin ekonomisinin iyi olması, verimli ve elde edilebilir bir enerji kaynağına sahip olmasına bağlıdır. Enerji

kaynakları arasında doğal gaz bol ve elde edilebilir bir yakıttır. Ayrıca, temiz ve verimli olarak yanar ve depolanabilir, çevresel ve ekolojik sorunlara neden olmaz. Bu nedenlerle fosil yakıtlar içerisinde çevreye olumsuz etkisi en az olan doğal gazın talebin artışı kaçınılmazdır.

Ülkemiz fosil enerji türlerinden biri olan doğal gazın hızlı bir geçiş süreci içindedir. 1986 yılında eski Sovyetler Birliği ile yapılan anlaşmayla, doğal gaz Türkiye'ye getirilerek, sanayide üretimde, konut ve ticarethanelerde ısınma amacıyla, santrallerde ise elektrik üretiminde petrol ve kömüre seçenек bir enerji kaynağı olarak kullanılmaya başlanmıştır. Doğal gaz kullanımının getirmiş olduğu kolaylık ve avantajlarla birlikte ülkemizde giderek artan çevre bilinciyle beraber doğal gaz tüketimi de artış göstermiş ve 1995 itibarıyla 6.7×10^9 sm³'lük bir düzeye ulaşmıştır [2]. Türkiye'nin birincil enerji tüketiminde doğal gazın oranı 1988'e kadar ihmal edilebilecek düzeylerde kalmışken eski adıyla Sovyetler Birliği'nden (yeni adıyla Rusya Federasyonu'ndan) doğal gazın ithalatının başladığı 1988'den bu yana alınan doğal gazın oranı hızla artmış ve 1995'de toplam birincil enerji tüketiminde doğal gazın payı % 9.7'ye ulaşmıştır. Dünya genelinde ise 1995 yılı için bu oran % 23'tür.

Ülkemizde kullanımına başlanılan doğal gazın Altıncı Beş Yıllık Plan hedefleri doğrultusunda kullanımının yaygınlaştırılması durumunda gelecekte Türkiye Birincil Enerji tüketimi içindeki payının artması beklenmektedir. 2010 yılında gaz tüketiminin $30-50 \times 10^9$ sm³ olacağı tahmin edilmektedir.

Türkiye'de doğal gaz; güç üretimi, endüstri ve konut ısıtması amaçlı olarak tüketilmektedir. Özellikle hava kirliliği konusundaki avantajlarından dolayı büyük kentlerimizde konut ısıtmacılığında doğal gazın doğru hızlı bir geçiş yaşanmaktadır.

Konut ısıtılmasında yılın soğuk dönemlerinde oluşan tüketici talebinin karşılanabilmesi ve dolayısıyla arz açığının kapatılabilmesi için doğal gazın yeraltı depolarından eldesi en çağdaş, kalıcı ve ekonomik çözüm olabilir. Yeraltı gaz depoları gaz tüketen gelişmiş batı ülkelerindeki mevsimlik yüksek talepleri karşılamakta kullanılmaktadır. A.B.D.'de yıllık gaz tüketiminin 1/3'ü kadar gaz, üretilebilir gaz rezervi olarak yeraltı depolarında yer almaktadır. Ayrıca yıllık tüketimin % 40'ı konut ısıtmacılığında kullanılmakta ve konut ısıtmacılığında tüketilen gazın % 30'u yeraltı depolarından karşılanabilmektedir. Bu rakamlar yeraltı gaz depolarının önemini yeterince vurgulamaktadır [3].

Depolama, doğal gaz talebi boru hatları ile elde edilen sabit miktarın altına düştüğü zamanlarda kullanılmayan miktarın yeraltına enjekte edilmesi işlemidir. Bu işlem

mevsim farklılıklarından doğan talep değişikliklerinden başka arz kesintilerinde ya da endüstriyel talep değişikliklerinde de önemli rol oynar.

Günümüzde Türkiye'de Marmara Ereğlisi'ndeki Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) terminalinin dışında başka bir gaz deposu yoktur. Ayrıca Marmara Ereğlisi'ndeki LNG tesisi gazının esas itibarıyla halen proje aşamasında olan çevrim santrallerinin gazını karşılamakta kullanılacağı yetkililerce söylenmektedir. Ülkemizde kış dönemlerinde henüz tüketiciyi rahatsız edecek önemli açık oluşmamış olmakla beraber mevcut abone sayısının çok daha fazlasına gaz verilmesi planlanan gelecekte önemli açıkların oluşması beklenmelidir.

Gerek tüketici talebinin karşılanmasında arz kesintilerini engellemek, gerek tek bir arz kaynağına bağlı kalmamak, gerekse de stratejik bir rezerv oluşturmak amacıyla Türkiye'de en yakın sürede yeraltı gaz depolarının oluşturulması gerekmektedir. Türkiye'deki yeraltı gaz deposu olabilecek yapılar araştırıldığında Tuz Gölü güneyinde bulunan tuz kütlelerinin olası bir depolama rezervuarı olabileceği görülmüştür. Bunun yanı sıra, Silivri'de bulunan Kuzey Marmara Doğal Gaz Sahası'nın da depolamaya uygun olması yeni bir seçenek olmuştur.

Tuz Gölü depolama projesinin maliyetinin Kuzey Marmara depolama projesi maliyetine göre yüksek olması, Ankara-Adana Doğal Gaz Boru Hattı yapımının gecikmesi, Kuzey Marmara Gaz Sahası'nın ana hatta yakın olması öncelikle Kuzey Marmara Gaz Sahası'nın depolama için tercih edilmesine neden olmuştur. Bu nedenle çalışmada 1988 yılında keşfedilmiş olan Kuzey Marmara Gaz Sahası'nın depo olarak kullanılması durumu incelenmiştir.

BÖLÜM 2

DÜNYADA VE TÜRKİYE' DE DOĞAL GAZ

2.1 DÜNYADA DOĞAL GAZ

Doğal gazın son yıllarda olumlu bir biçimde gelişen ve etkisini oldukça hissettiren çevre bilinci sonucu dünya birincil enerji pazarında payını arttırdığı gözlenmektedir. Halen dünyada $139.7 \times 10^{12} \text{ sm}^3$ (1995 itibariyle) civarında kanıtlanmış rezerve sahip olan doğal gaz bu yönüyle dünya petrol rezervlerinden çok daha uzun bir ömüre sahiptir. Yıllık yaklaşık $2119.6 \times 10^9 \text{ sm}^3$ 'lük (1995 itibariyle) bir üretim ile 64.7 yıl civarında bir ömür süreceği uluslararası doğal gaz platformlarında belirtilmektedir. Yıllara göre dünya doğal gaz rezervinin bölgesel dağılımı Çizelge 2.1'de gösterilmiştir[4].

Çizelge 2.1 Kanıtlanmış Doğal Gaz Rezervinin Yıllara Göre Bölgesel Dağılımı [4].

BÖLGELER	REZERV, 10^{12} sm^3			
	1975	1985	1994	1995
K. Amerika	7.9	10.6	8.8	8.4
G. Amerika	2.2	3.2	5.4	5.7
Avrupa	5.4	6.9	6.1	5.5
Eski Sovyetler Birliği	22.7	42.5	56.0	56.0
Orta Doğu	15.2	24.2	45.1	45.2
Afrika	5.9	5.6	9.7	9.4
Asya & Avusturalya	3.9	5.7	9.9	9.5
DÜNYA TOPLAMI	63.2	98.7	141.0	139.7

Eski Sovyetler Birliği ölkeleri (Azerbaycan, Kazakistan, Rusya Federasyonu, Türkmenistan, Ukrayna, Özbekistan ve diğerleri) doğal gaz rezervi dünya doğal gaz rezervinin % 40'ı gibi çok büyük bir bölümünü oluşturmaktadır. Bunu % 32.4'lük bir payla Orta Doğu takip etmektedir. Türkiye'nin üretilebilir doğal gaz rezervi yaklaşık $8 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olup, dünya rezervinin % 7'lik bir bölümünü oluşturmaktadır.

Dünya doğal gaz üretimi 1995 yılında $2119.6 \times 10^9 \text{ sm}^3$ ve tüketimi ise $2093.0 \times 10^9 \text{ sm}^3$ 'e ulaşmıştır. Doğal gaz üretim ve tüketiminin 1995 yılı bölgesel dağılımı Çizelge 2.2'de verilmiştir [4].

Dünyada hızlı nüfus artışı ve sanayileşme birçok sorunu da beraberinde getirmektedir. Bunlardan belki de en önemlisi ekolojik dengenin bozulmasıdır. Bugün en küçük yerleşim merkezinde bile gözlenen çevre kirliliği insan sağlığı açısından tehlikeli boyutlara ulaşmaktadır. Bütün bu gelişmeler yeni enerji kaynaklarına yönelmeyi zorunlu kılmaktadır. Türkiye için yeni sayılabilecek fakat giderek yaygınlaşan doğal gaz, temiz ve çevre dostu yakıt olması nedeniyle alternatif yakıtlar arasında önemli bir yer tutmaktadır.

Çizelge 2.2 1995 Yılı Doğal Gaz Üretim ve Tüketimi [4].

BÖLGELER	ÜRETİM, 10^9 sm^3	TÜKETİM, 10^9 sm^3
K. Amerika	713.3	726.8
G. Amerika	78.0	78.0
Avrupa	243.1	377.1
Eski Sovyetler Birliği	659.7	522.4
Orta Doğu	138.3	131.6
Afrika	84.4	42.1
Asya & Avusturalya	203.0	215.0
DÜNYA TOPLAMI	2119.6	2093.0

2.2 TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ

Kullanımındaki kolaylık ve sağladığı avantajlar nedeniyle Türkiye'de doğal gaz tüketimi son yıllarda artış göstermiş ve 1995 yılında 6.7×10^9 sm³'lük bir düzeye ulaşmıştır.

Dünyada olduğu gibi ülkemizde de 1970'li yıllarda yaşanan petrol krizinden sonra, seçenек olabilecek enerji kaynakları arayışlarına başlanmıştır. Bu arayışlar neticesinde gelişen sanayi ve kentlerin enerji gereksinimlerinin karşılanması amacıyla tüm dünyada hızla kullanılmaya başlanan doğal gazın ülkemizde de kullanılması yönünde araştırmalar yapılmıştır.

Doğal gaz ithali amacıyla 1984 yılında eski Sovyetler Birliği ile 25 yıllık bir süreyi kapsayan doğal gaz alımı anlaşması yapılmıştır. 1986 yılında yapımına başlanmış olan Doğal Gaz Ana İletim Hattı 1988 yılında Ankara'ya ulaşmıştır. Bulgaristan sınırında Malkoçlar bölgesinden Türkiye'ye giriş yaparak Kırklareli, İstanbul, İzmit, Bursa ve Eskişehir güzergahını izleyerek Ankara'ya ulaşan ana boru hattı, 60 km'si deniz geçişi olmak üzere toplam 842 km'lik bir uzunluğa sahiptir.

Ana hat, Trakya bölgesinde iki elektrik santraline (Hamitabat ve Ambarlı), ayrıca iki büyük gübre tesisi (İGSAŞ ve TÜGSAŞ) ile güzergah üzerinde yer alan 150 adet sanayi tesisine doğal gaz vermektedir. İstanbul, İzmit, Adapazarı, Bursa, Eskişehir ve Ankara'da konut ve ticarethanelere gaz iletimini sağlayan şehir dağıtım sistemleri ana hatta bağlı bulunmaktadır.

Yirminci yüzyılın son çeyreğinde tüketimi hızla artan doğal gaz, kullanımındaki kolaylık ve çevreci bir yakıt olması sebebiyle bugün dünya birincil enerji kaynakları içinde % 23'lük kullanım oranıyla önemli bir yer almıştır [5]. Türkiye birincil enerji tüketimi içinde ise yaklaşık % 9.7'lik bir paya sahiptir.

Rusya Federasyonu'ndan 1994 yılında doğal gaz boru hattı ile toplam 4.96×10^9 sm³ doğal gaz ithalatı, bunun yanısıra Cezayir'den de 418×10^6 sm³ doğal gaz eşdeğeri LNG ithalatı yapılmıştır. BOTAŞ'ın 1994 yılında gerçekleştirdiği doğal gaz satışı ise 5.21×10^9 sm³ hacmindedir [6]. Yıllar itibarıyla doğal gaz alım ve satış miktarları Çizelge 2.3 ve 2.4'te gösterilmiştir.

Ülkemizin Rusya Federasyonu'ndan doğal gaz ithalatı aşamalı olarak artırılarak 1996 yılında 6×10^9 sm³/yıl'a ulaşmış olup, Cezayir'den de yıllık 2×10^9 sm³ doğal gaz eşdeğeri LNG ithalatı gerçekleştirilmiştir. Bütün bu dış alımlara ek olarak

100-200×10⁶ sm³'lük yerli üretimle birlikte Türkiye'nin yıllık doğal gaz arz miktarının 8.2×10⁹ sm³ olacağı tahmin edilmektedir [7].

Gün geçtikçe artış gösteren doğal gaz talebinin beraberinde getirdiği arz açığının giderilmesi, arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi, arz güvenliği ve esnekliğini artırmak amacıyla çalışmalar yapılmaktadır. Bu çalışmalar kapsamında Rusya Federasyonu'ndan ek olarak yıllık 4.5×10⁹ sm³'lük doğal gaz alımı için protokoller imzalanmıştır [7].

Çizelge 2.3 Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Alım Miktarları [7].

YILLAR	ALIM MİKTARI (10 ⁶ sm ³)
1987	515
1988	1182
1989	3107
1990	3362
1991	4096
1992	4461
1993	4975
1994	5377

Çizelge 2.4 Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Satış Miktarları [7].

YILLAR	TÜKETİM (10 ⁶ sm ³)
1987	513
1988	1166
1989	3099
1990	3312
1991	4063
1992	4444
1993	4913
1994	5209

Türkmenistan gazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya taşınarak ülkemizin arz açığının giderilmesi düşünülmektedir. Bu amaçla 1994 yılında Türkmenistan, Türkiye, İran ve Rusya Federasyonu arasında bir Devletlerarası Konsey kurulması kararlaştırılmıştır. Türkmenistan ile Türkiye arasında doğal gaz alım satım anlaşmasının ana hatları üzerinde anlaşmaya varılmış olup, 30 yıl süre ile doğal gaz alımı yapılacaktır. Alım programı ise 1998 yılında 2×10⁹ sm³/yıl, 1999-2004 yılları arasında 5×10⁹ sm³/yıl, 2005-2009 yılları arasında 10×10⁹ sm³/yıl, 2010-2020 yılları arasında ise 15×10⁹ sm³/yıl olarak belirlenmiştir. Ancak, boru hattı yapımına henüz başlanılmamıştır. Bu nedenle, belirlenen alım programının ileriki yıllarda gerçekleştirilmesi henüz olası gözükmemektedir. Diğer taraftan çok uzun yıllardır devam eden İran doğal gazının boru hatları ile ülkemize ithaline yönelik 23 yıllık doğal gaz alım anlaşması imzalanmıştır. Anlaşmaya göre, İran'dan 1998 yılından itibaren 2×10⁹ sm³/yıl, 2001 yılında 8×10⁹ sm³/yıl ve 2002 yılından itibaren de 10×10⁹ sm³/yıl doğal gaz alınacaktır. Bütün bunların yanısıra Katar ile de 2500×10⁶ sm³ eşdeğeri LNG alımına yönelik ön çalışma mevcuttur. Ancak tahminler bütün bunlara rağmen 2000'li yıllarda doğal gaz açığı olacağını göstermektedir [7]. Yeni bir enerji kaynağı ve yaygın olarak kullanılmaya başlanılan doğal gazın, 1987

yıldaki tüketiminin $513 \times 10^6 \text{ sm}^3$ olduğu düşünülür ise talep artışındaki hız daha iyi anlaşılabilir.

1994 yılında gerçekleşen $5.21 \times 10^9 \text{ sm}^3$ 'lük tüketimin sektörel bazda oransal dağılımı % 52 elektrik, % 12 gübre, % 20 sanayi ve % 16 konut şeklinde, 1995 yılında ise % 57 elektrik, % 11 gübre, % 17 sanayi ve % 15 konut şeklinde olmuştur. 1994 yılı doğal gaz tüketimi ve yüzde dağılımı Çizelge 2.5'te gösterilmiştir.

Çizelge 2.5 1994 Yılı Doğal Gaz Sektörel Satışları (10^6 sm^3) [7].

SEKTÖR	TÜKETİM (1994)	%
Elektrik	2752	52
Sanayi	1034	20
Konut	811	16
Gübre	612	12

Mevcut Malkoçlar - Ankara hattının yanısıra yapımına başlanılan Bandırma - Çan - Çanakkale Hattı ve Karadeniz Hattı, yapılması planlanan Ege Hattı ve Güney Hattı ile İran'dan alınması planlanan doğal gazı Ankara'ya ulaştıracak hattın geçtiği bölgelerdeki yerleşim alanlarında konut ısıtması amaçlı doğal gaz kullanılması durumunda, konutlarda kullanılan doğal gazın toplam tüketimdeki yeri daha farklı olacaktır. Bu nedenle, önümüzdeki yıllarda konut ısıtması amaçlı olarak kullanılacak doğal gaz miktarını tahmin ederek oluşabilecek arz sorunlarını engellemek için atılımlar yapmak gereklidir.

BÖLÜM 3

TÜRKİYE' DE KONUTLARIN DOĞAL GAZ TÜKETİM POTANSİYELİ

Doğal gazın diğer enerji kaynaklarına göre fiyatının ekonomik düzeyde olması, özellikle diğer enerji kaynaklarına göre daha az hava kirliliği yaratması, dağıtımındaki kolaylık, abonenin depolama gereksiniminin olmaması gibi nedenlerle ulaştığı tüm kentlerimizde doğal gaza talep patlaması yaşanmaktadır.

Giderek artan hava kirliliğinin insan sağlığını tehdit eden boyutlara ulaşması ile birlikte doğal gazın insan ve çevre açısından önemi artmıştır. Konutlarda doğal gaz kullanımı beraberinde birçok avantajı da getirmektedir (kolay kullanım, taşıma rahatlığı, bedelinin tüketimden sonra ödenmesi v.s.). Herşeyden önce doğal gazın hava kirliliğini azaltması yönünde önemli etkisi bulunmaktadır. 1980'li yılların başlarında Ankara'da hava kirliliğinin özellikle çocuklar ve yaşlılar üzerindeki olumsuz etkileri hala belleklerde.

Özellikle hava kirliliği konusundaki avantajlarından dolayı büyük kentlerimizde konut ısıtmacılığında doğal gaza doğru hızlı bir geçiş yaşanmaktadır. İstanbul, Ankara, Bursa, İzmit ve Eskişehir'de 1.6 milyon konutun doğal gaza aboneliği planlanmış olup, Adapazarı gibi bazı yerleşim alanlarında da doğal gaza geçiş planlama aşamasındadır. Geleceğe yönelik olarak İstanbul ve Ankara'da mevcut planların yetersizliği karşısında yeni doğal gaz yaygınlaştırma projeleri geliştirilmektedir. İstanbul'da doğal gaza geçişi planlanan 600000 konut, İstanbul'daki konut sayısının dörtte biri kadardır ve kentte hava kirliliğinin azaltılabilmesi için ısıtma amaçlı tüketilen gaz miktarının iki katına ulaşması gerektiği iddia edilmektedir. İstanbul'da 1995 yılı içinde merkezi ısıtma ve bireysel ısıtma ile gaz kullanan konut ve ticari doğal gaz tüketiminin 500×10^6 sm³ olduğu ilgililerce belirtilmiştir. 1996 Ekim itibariyle İstanbul'da 512000, Ankara'da 172000, Bursa'da 71000 ve Eskişehir'de 10000 abone doğal gazı kullanmaktadır. Doğal gaz A.B.D.'de 50 milyon konut abonesine, İngiltere'de 17 milyon, Almanya'da 10 milyon olmak üzere Avrupa'da yaklaşık 60 milyon konut abonesine ulaşmaktadır. Avrupa'da her yıl 1.5 milyon yeni abone bu sayılara eklenmektedir [3].

Konut sektöründe doğal gaz tüketimi yıllar itibariyle artış göstererek 1994 yılında 811×10^6 sm³ ve toplam doğal gaz tüketimi içindeki payı % 16 olmuştur. Gelişmiş batı ülkelerinde ise konut ısıtmasının toplam gaz tüketimindeki payı % 40'tır.

Talepteki artışın gerçekleşmesi ve sürdürülmesi arz - talep arasındaki dengenin pratik olarak kurulmasına bağlıdır. Türkiye'de ülke genelinde doğal gazın iletimi ve dağıtımı BOTAŞ tarafından yapılırken, kentlerde gazın abonelere ulaştırılması ise yerel yönetimlerce kurulmuş dağıtım şirketlerince yapılmaktadır. Dolayısıyla, gazın son tüketici olan abonelere ulaştırılmasında öncelikle BOTAŞ'ın arzı bir bağlayıcı önkoşuldur. BOTAŞ ile dağıtım şirketleri arasında yapılan yıllık anlaşmalarla, BOTAŞ'ın şirketlere verdiği gaz abonelere verilmektedir. BOTAŞ'ın arzı olmadıkça, dağıtım şirketlerinin bulundukları kentlerde tüketilen gaz miktarında veya abone sayısında artışa gitmeleri sıkıntılar doğurur. Dolayısıyla BOTAŞ-Dağıtım Şirketi-Abone arasındaki dengenin iyi kurulmuş olması gerekmektedir.

Bilindiği gibi konutların ve ticari yapıların ısıtılması yılın soğuk dönemlerinde yapılmaktadır. Bu durumda ısıtma sektörünün tükettiği gazın tamamının, yılın soğuk dönemi olan 4-6 ay içinde sunulması gerekmektedir. Sıcak dönemlerde ise, talep olmayacaktır. Bu ise doğal olarak yılın soğuk döneminde yüksek talebi ve sıcak döneminde ise ihmal edilebilir bir talebi gündeme getirmektedir. Bu şekilde talebin yıl içinde önemli değişiklikler göstermesi, arz-talep dengesini daha da karmaşık bir duruma getirmektedir. Güç ve endüstri sektörüne gazın dağıtımı yıl içinde önemli bir değişme göstermez.

Yukarıdaki açıklamalardan da anlaşılacağı gibi, arz-talep dengesinin kurulabilmesi ve doğal gazla ilgili geleceğe yönelik projeksiyonların ve tüketim tahminlerinin yapılabilmesi için ısıtma amaçlı gaz tüketim tahminlerinin ve planlarının doğru ve gerçekçi yapılması gerekmektedir.

Türkiye'de konutların doğal gaz tüketim potansiyelini tahmin edebilmek için, konutların bulunduğu yerleşim alanlarını, bu yerleşim alanlarındaki konut sayılarını ve ortalama bir konutun tüketebileceği gaz miktarını bilmek gerekmektedir.

Mevcut boru hattı Bulgaristan sınırında Malkoçlar'dan başlayarak Hamitabat-Ambarlı güzergahını takip etmektedir. Ambarlı-Pendik arası deniz altından geçilmekte ve Pendik'ten itibaren bir kol İGSAŞ'a ulaşırken diğer bir kol deniz altından İzmit Körfezi'ni geçerek Gemlik'e oradan da Bursa-Eskişehir üzerinden Ankara'ya ulaşmaktadır. Hattın uzunluğu 733.3 km (denizaltındaki çift hatlarla ve kollarıyla

birlikte toplam 842 km) olup, taşıma kapasitesini 75 bar'lık işletme basıncında yılda $12.5 \times 10^9 \text{ sm}^3$ 'e çıkarmak mümkündür [8].

Doğal gaz kullanımını yaygınlaştırmak amacıyla ana boru hattı güzergahı olarak tanımlanan Rusya-Türkiye Doğal Gaz Ana Boru Hattı'nın başlangıç noktasından Ankara'ya kadar hat boyunca yapılan araştırmalara ek olarak güzergah dışında da pazar araştırmaları yapılmıştır. Bu amaçla BOTAŞ tarafından yapılan çalışmalar sonucunda mevcut hattan en az yatırımla doğal gaz alabilecek ve tüketim potansiyeli yüksek olan üç bölge belirlenmiştir. Bu bölgeler Kuzey Hattı, Güney Hattı ve Ege Hattı olarak tanımlanmıştır. Kuzey Hattı olarak tanımlanan Pazarcık-Karadeniz Ereğlisi Doğal Gaz Boru Hattı ile Ege Hattı'nın bir bölümünü oluşturan Bursa-Çan Doğal Gaz Boru Hatlarının yapımı tamamlanarak gaz arzı sağlanmıştır.

Kuzey Hattı: İzmit-Pazarcık'tan başlayarak Karadeniz Ereğlisi'ne kadar uzanmaktadır. Doğal gaz kullanımının yaygınlaştırılması kapsamında Köseköy, Adapazarı, Düzce ve Ereğli'deki sanayi tesislerine ve konutlara doğal gaz sunulması amaçlanmıştır. Bu hat ile güzergahtaki Toyotasa Fabrikası, Ereğli'deki Ereğli Demir Çelik İşletmeleri ve Köseköy'deki yüksek tüketim potansiyeline sahip tesislere gaz arzı sağlanmıştır. Ayrıca ek bir hat ile Karabük'e de doğal gaz arzı mümkün olacaktır. Hattın toplam uzunluğu 193.6 km olup, kapasitesi 2012 yılında $4 \times 10^9 \text{ sm}^3/\text{yıl}$ 'a ulaşacak şekilde tasarlanmıştır [8].

Bursa-Çan Hattı: Konut ve sanayi tesisler ile Çan'daki seramik tesislerinde kullanılmak üzere Malkoçlar - Ankara Doğal Gaz Ana Boru Hattı'nın 381. km'sinden bir bağlantı yapılması amaçlanmıştır. Hat toplam 208.2 km'den oluşmaktadır. Ayrıca, Bursa-Çan Hattı'ndan Gönen, Biga ve Ezine yörelerine de gaz verilmesi planlanmış olup, ek hatlar için çıkış vanaları bırakılmıştır [8].

Ege Hattı: Bursa-Çan Doğal Gaz Boru Hattı üzerinden Karacabey'den alınacak bir ek hat ile Karacabey civarından güneye uzatılacak hat, Balıkesir, Manisa, İzmir güzergahını izleyecektir. Hattın Karacabey-İzmir bölümü yaklaşık 326 km'dir. Kapasitesi ise 2012 yılında $3.37 \times 10^9 \text{ sm}^3/\text{yıl}$ olacak şekilde tasarlanmıştır [8].

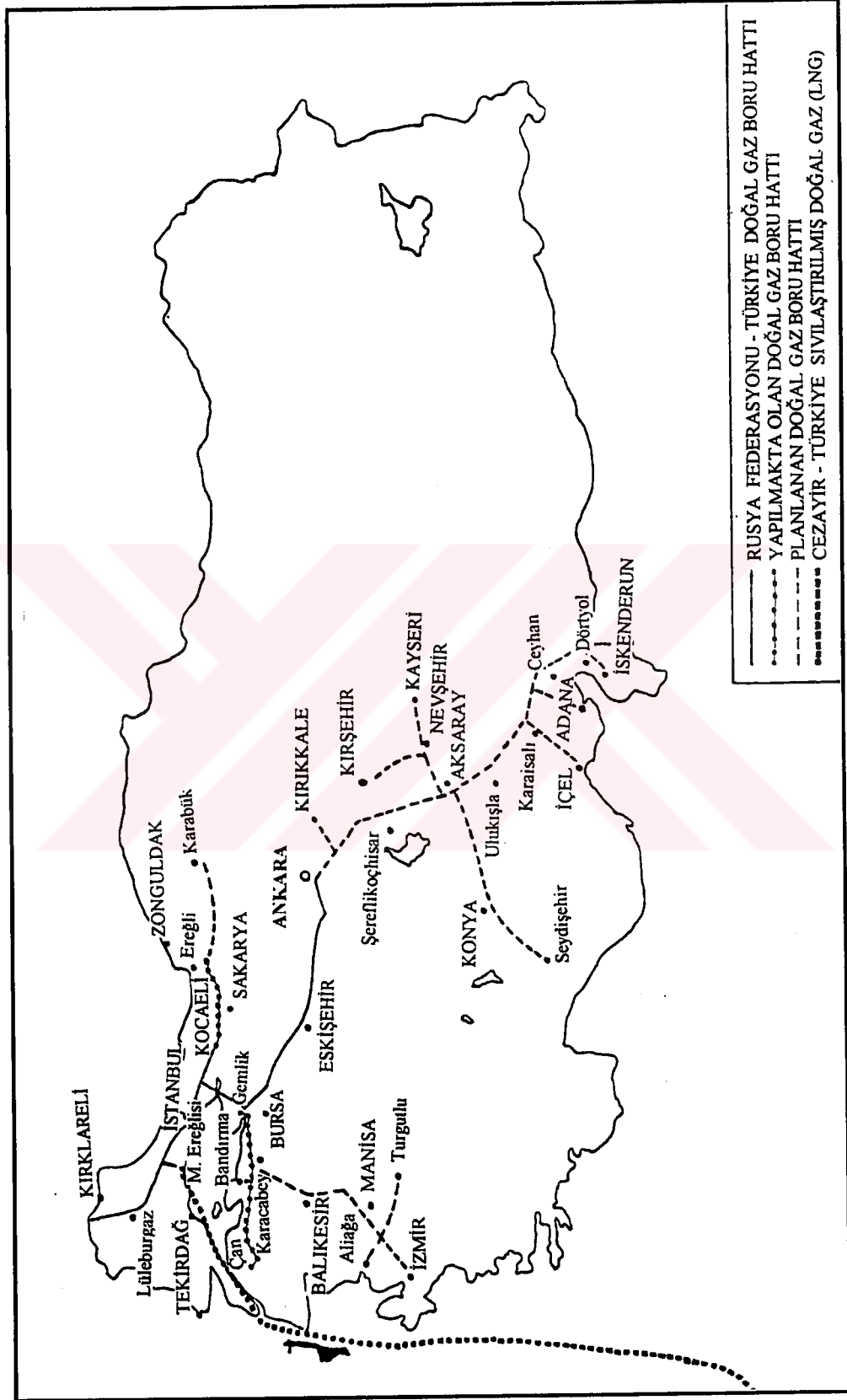
Güney Hattı: Ankara'dan Kırıkkale'ye uzatılacak olan hat, Kırıkkale'den sonra BOTAŞ'ın Ceyhan - Kırıkkale Ham Petrol Boru Hattı'nı takip ederek Aksaray, Adana, Mersin ve İskenderun'a ulaşacaktır. Bu hattan sanayi tesislerinin yoğun olduğu Kayseri ile Konya, Seydişehir doğrultusunda ek hatlar yapılacaktır. Hattın yaklaşık uzunluğu 1084 km olup, kapasitesi 2012 yılına kadar $5.2 \times 10^9 \text{ sm}^3/\text{yıl}$ 'a ulaşacak şekilde tasarlanmıştır [8].

BOTAŞ'ın verdiği bilgilere göre Ege ve Güney Hatlarının yapımına önümüzdeki birkaç yıl içinde başlanacaktır. Şu andaki doğal gaz boru hatları ile yapılan ve yapılması planlanan doğal gaz boru hatlarının yerleşimleri Şekil 3.1'de görüldüğü gibidir. İran-Ankara Doğal Gaz Boru Hattı'nın geçeceği bölgeler henüz kesinlik kazanmadığı için Şekil 3.1'de gösterilmemiştir.

Ülkemizde ısıtma amacıyla gaz kullanan konutların doğal gaz tüketim potansiyelini belirleyebilmek amacıyla var olan, yapılmakta olan ve yapılması planlanan doğal gaz boru hatlarının geçtiği yerleşim alanları ile anlaşması yapılan İran gazını Türkiye'ye getirecek olan boru hattının geçeceği bölgeler ile sanayileşmenin ve kirlenmenin olduğu bölgelerdeki yerleşim alanları incelenmiştir. Bu yerleşim alanlarındaki nüfusları bulmak amacıyla Devlet İstatistik Enstitüsü'nün 1990 yılı verileri kullanılmıştır. Söz konusu yerleşim alanlarındaki 1990 yılı nüfus artış hızını kullanarak yerleşim alanlarının 1996, 2000, 2005 ve 2010 yıllarına ait nüfus tahminleri yapılmıştır.

Var olan, planlanan ve inşa edilmekte olan doğal gaz boru hatlarının geçtiği yerleşim alanlarının 1996, 2000, 2005 ve 2010 yıllarına ait nüfusları, Devlet İstatistik Enstitüsü 1990 yılı nüfus verileri ve nüfus artış hızları kullanılarak (nüfus artış hızının sabit kaldığı varsayılarak) sırasıyla 22.4×10^6 , 25.5×10^6 , 30.2×10^6 ve 35.8×10^6 olarak bulunmuştur. Daha sonra konut başına düşen kişi sayısının da sabit kaldığı varsayılarak, 1996, 2000, 2005 ve 2010 yıllarındaki tahmini konut sayıları saptanmıştır.

Konutların ısıtılmasında yakıt (doğal gaz) gereksinimi konutun yer aldığı yerleşim alanının derece-gün değerine bağlı olarak tahmin edilebilir. Derece-gün değerleri hesaplanırken genelde, 18.3°C (60°F) ısıtma gerektirmeyen sıcaklık olarak alınır. Ortalama atmosfer sıcaklığı 17.3°C olan bir gün için derece-gün değeri 1°C -gün olur. Ortalama atmosfer sıcaklığı 18.3°C olan bir gün için ise 0°C -gün'dür. Bu şekilde bir bölgedeki bir yıl içindeki tüm günlere ait derece-gün değerleri alınıp toplanırsa o bölgenin yıllık derece-gün değeri bulunur. Isıtma amaçlı doğal gaz tüketim potansiyelinin belirlenmesinde kullanılan derece-gün yöntemi doğal gaz teknolojisinin gelişmiş olduğu ülkelerde başvurulan, oldukça doğru ve kabul edilmiş bir yöntemdir. Genelde; herhangi bir konutun yıllık yakıt yükü, konutun alanına ve bulunduğu bölgenin yıllık derece-gün değerine bağlı olduğu kadar söz konusu konutun yapısal özelliklerine ve o konutta yaşayanların ısıtma gerektiren sıcaklığı seçimine de bağlıdır. Dolayısıyla basitleştirici varsayımlarla yıllık yakıt yükleri tahmin edilmektedir. Örneğin, İstanbul'da yaklaşık 100 m^2 'lik bir konutun ısınması için gerekli yıllık yakıt yükü yaklaşık 2000 sm^3 doğal gazdır [9]. Ankara'da aynı özellikleri taşıyan bir konutun ısınması için gerekli yıllık yakıt yükü (yıllık derece-gün değeri ile orantılı



Şekil 3.1 Türkiye'deki Doğal Gaz Boru Hatları.

olarak) 2616 sm³ doğal gaz olacaktır. İ.T.Ü. Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü'nde tamamlanan bir çalışmada Türkiye'de arasında İstanbul, Ankara, Bursa, Eskişehir, İzmit ve Adapazarı'nın da bulunduğu 74 ayrı yerleşim alanı için bulunan yıllık derece-gün değerleri Çizelge 3.1'de verilmiştir [10]. Burada verilmemekle beraber, yerleşim alanları için aylık derece-gün değerleri de bilinmektedir. Derece-gün değerlerinin kullanılmasıyla ve ayrıca bir yerleşim alanı içinde yeralan ve ısıtmada doğal gaz kullanan konut sayısı biliniyorsa, söz konusu yerleşim alanının doğal gaz tüketim potansiyeli tahmin edilebilir.

Malkoçlar-Ankara Doğal Gaz Boru Hattı'nın geçtiği bölgelerdeki yerleşim alanlarındaki konutların % 100, % 50 ve % 25'inin doğal gaz kullanması durumunda 2010 yılında beklenen doğal gaz talebi Çizelge 3.2'deki gibi tahmin edilmiştir. Yıllık gaz gereksinimleri bulunurken yerleşim alanlarındaki tüm konutların ortalama 100 m²'lik bir alana sahip olduklarını ve yapı farklılıklarına bakılmaksızın konut başına doğal gaz tüketiminin sadece o konutun bulunduğu yerleşim alanı için geçerli yıllık derece-gün değeriyle doğru orantılı olduğu varsayılmıştır.

Çizelge 3.2'nin (1) nolu kolonu boru hattının geçtiği yerleşim alanlarını, (2) nolu kolonu Devlet İstatistik Enstitüsü'nün 1990 yılı nüfus verilerini ve (3) nolu kolon ise yine Devlet İstatistik Enstitüsü'nün 1990 yılı nüfus artış hızı verilerini göstermektedir. Tüketim potansiyelini belirlemek amacıyla sırasıyla şu işlemler yapılmıştır:

1. (4) nolu kolondaki 2010 yılına ait tahmini nüfuslar, (3) nolu kolondaki nüfus artış hızlarının sabit kaldığı varsayılarak elde edilmiştir.
2. (6) nolu kolondaki 2010 yılına ait tahmini konut sayıları, (5) nolu kolondaki 1990 yılı konut başına kişi sayılarının sabit kaldığı varsayımı yapılarak belirlenmiştir.
3. (7) nolu kolondaki yıllık derece-gün değerlerinden yararlanılarak (8) nolu kolondaki bir konutun yılda tüketeceği gaz miktarı saptanmıştır.
4. En son adım olarak (9) nolu kolonda (6) ve (8) nolu kolonlar kullanılarak ((6)×(8)) sözü edilen yerleşim alanlarındaki konutların % 100, % 50 ve % 25'inin gaz kullanması durumundaki gaz gereksinimleri tahmin edilmiştir.

Doğal gaz boru hatlarının geçtiği ve geçmesinin planlandığı yerleşim alanlarındaki konutların % 100, % 50 ve % 25'inin ısıtma amaçlı olarak doğal gaz kullanması durumunda 1996, 2000, 2005 ve 2010 yıllarında beklenen doğal gaz talebi Çizelge 3.2'deki işlemler diğer bölgeler için de tekrar edilerek Çizelge 3.3'deki gibi tahmin edilmiştir. Çizelge 3.3'de,

Malkoçlar-Ankara Doğal Gaz Boru Hattı'nın geçtiği yerleşim alanları: Kırklareli, Tekirdağ, Lüleburgaz, M. Ereğlisi, İstanbul, İzmit, Gemlik, Bursa, Eskişehir, Ankara.

Çizelge 3.1 Türkiye'de 74 Ayrı Yerleşim Alanı İçin Yıllık Derece-Gün Değerleri [10].

BELİRLİ YERLEŞİM ALANLARI İÇİN YILLIK DERECE - GÜN (°C - GÜN) DEĞERLERİ			
ADANA	1087	ADAPAZARI	2002
ADİYAMAN	1913	AFYON	2937
AĞRI	4785	AMASYA	2267
ANKARA	2892	ANTAKYA	1274
ANTALYA	1112	ARTVİN	2484
AYDIN	1411	BALIKESİR	2072
BİLECİK	2584	BİNGÖL	3074
BİTLİS	3652	BOLU	3173
BURDUR	2498	BURSA	2032
ÇANAKKALE	1968	ÇANKIRI	3116
ÇORUM	3060	DENİZLİ	1821
DİYARBAKIR	2228	EDİRNE	2391
ELAZIĞ	2840	ERZINCAN	3366
ERZURUM	3983	ESKİŞEHİR	3017
GAZİANTEP	2332	GİRESUN	1931
GÜMÜŞHANE	3374	HAKKARİ	3695
ISPARTA	2730	İZMİR	1335
İSTANBUL	2211	K. MARAŞ	1790
KARS	5282	KASTAMONU	3346
KAYSERİ	3212	KIRKLARELİ	2448
KIRŞEHİR	2995	KOCAELİ	1840
KONYA	2935	KÜTAHYA	3081
MALATYA	2677	MANİSA	1629
MARDİN	2189	MERSİN	1142
MUĞLA	2018	MUŞ	3840
NEVŞEHİR	3124	NİĞDE	3075
ORDU	2104	RİZE	1969
SAMSUN	1930	SİİRT	2201
SİNOP	2018	SİVAS	3772
TEKİRDAĞ	2204	TOKAT	2532
TRABZON	1880	TUNCELİ	2949
ŞANLIURFA	1689	UŞAK	2770
VAN	3828	YOZGAT	3672
ZONGULDAK	2130	ALANYA	1014
ANAMUR	878	ÇORLU	2493
LÜLEBURGAZ	2450	GÖZTEPE	2086
FLORYA	2182	SARIYER	2363

Çizelge 3.2 Malkoçlar - Ankara Hattı'nın 2010 Yılı Doğal Gaz Tüketimi.

YERLEŞİM ALANI (MERKEZLER)	NÜFUS (1990)	NÜFUS ARTIŞ HIZI, ‰	TAHMINİ NÜFUS (2010)	KONUT BAŞINA KİŞİ SAYISI	TAHMINİ KONUT SAYISI (2010)	YILLIK DERECE-GÜN DEĞERLERİ (°C-GÜN)	KONUT BAŞINA YILLIK DOĞAL GAZ TÜKETİMİ, m ³	KONUTLARIN DOĞAL GAZ KULLANMA ORANLARINA GÖRE YILLIK YAKIT GEREKSİNİMİ, m ³ (×10 ⁶) (9)		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	% 100	% 50	% 25
KIRKLARELİ	37722	10.19	46202	3.82	12110	2448	2214	26.82	13.41	6.70
TEKİRDAĞ	73553	48.20	188575	3.83	49271	2204	1994	98.23	49.12	24.56
LÜLEBURGAZ	46605	38.25	98735	3.88	25471	2450	2216	56.45	28.23	14.11
M. EREĞLİSİ	4823	141.03	67493	3.91	17269	2211	2000	34.54	17.27	8.63
İSTANBUL	6258193	37.95	13181888	4.10	3218558	2211	2000	6440.00	3220.00	1610.00
KOCAELİ	250897	19.23	367231	4.23	86808	1840	1664	144.00	72.24	36.12
GEMLİK	47621	64.85	167328	4.02	41575	2032	1838	76.42	38.31	19.10
BURSA	811035	48.07	2074175	4.18	496512	2032	1838	913.00	456.00	228.00
ESKİŞEHİR	402497	23.78	644014	3.82	168767	3017	2729	461.00	230.00	115.00
ANKARA	2416497	22.61	3779088	4.08	926828	2892	2616	2420.00	1210.00	606.00
TOPLAM	10.35E+6		20.62E+6		50.43E+5			10670.46	5334.58	2668.22

Ege Doğal Gaz Boru Hattı'nın geçtiği yerleşim alanları: Karacabey, Balıkesir, Manisa, Alağa, Turgutlu, İzmir.

Güney Doğal Gaz Boru Hattı'nın geçtiği yerleşim alanları: Kırıkkale, Kırşehir, Kayseri, Nevşehir, Aksaray, Konya, Seydişehir, Ulukışla, Karaisalı, Mersin, Ceyhan, Adana, Dörtöl, İskenderun.

Kuzey Doğal Gaz Boru Hattı'nın geçtiği yerleşim alanları: Zonguldak, Ereğli, Karabük.

İran-Ankara Doğal Gaz Boru Hattı'nın geçeceği ve ayrıca sanayileşmenin ve kirlenmenin olduğu yerleşim alanları olarak da Ağrı, Diyarbakır, Erzurum, Erzincan, Elazığ, Gaziantep, K. Maraş, Kütahya, Samsun, Sivas ve Trabzon illeri alınmıştır.

2010 yılında doğal gaz arzının yaklaşık $30-50 \times 10^9 \text{ sm}^3$ arasında olacağı tahmin edilmektedir. Toplam tüketim içindeki konut sektörünün tüketim oranının % 15 olarak sabit kaldığını varsayarsak, konut sektörünün doğal gaz arzı en çok $4.5-7.5 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olacaktır. Oysa, Çizelge 3.3'den de görülebileceği gibi 2010 yılında sadece var olan, inşa edilmekte olan ve yapılması planlanan doğal gaz boru hattının geçtiği bölgelerdeki yerleşim alanlarındaki konutların %100'ünün doğal gaz kullanması durumundaki tüketimin $14.41 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca İran'dan gelecek olan boru hattının geçtiği bölgeler ile sanayileşmenin ve kirlenmenin olduğu bölgelerdeki yerleşim alanlarındaki konutların %100'ünün doğal gaz kullanması durumundaki toplam tüketimin ise $16.42 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olacağı tahmin edilmektedir ki bu miktarın eldeki olanaklarla karşılanabilmesi mümkün gözükmemektedir. Konutların % 50'sinin bile doğal gaz kullanması durumunda doğal gaz arzının yeterli olmayacağı açıktır. Arz-talep dengesinde talep fazlalığından kaynaklanan sorunun çözümü için konut sektörünün payı artırılmalı veya doğal gaz kullanan konut sayısında (veya yerleşim alanı sayısında) sınırlamalar getirilmelidir.

Konut sektörü için arz-talep dengesinin kurulmasında önemli bir başka sorun da konut sektörünün soğuk kış dönemindeki yüksek talebinin karşılanabilmesi için gerekli depolama kapasitesinden kaynaklanmaktadır.

Türkiye için tüketim potansiyeli-depolama kapasitesi ilişkisi incelendiğinde soğuk mevsimlerdeki yüksek tüketici talebinin karşılanması konusunda gelişmelerin yeterli olmadığı görülmektedir. Şu anda ısıtma amacıyla gaz kullanan konut sayısı önemli düzeyde değildir. Ancak, önümüzdeki birkaç yıl içinde, özellikle büyük kentlerde hava kirliliğini azaltmak amacıyla doğal gazın yerel yönetimler ve devlet tarafından

Çizelge 3.3 1996, 2000, 2005 ve 2010 Yılları İçin Tahmini Doğal Gaz Tüketimi.

DOĞAL GAZ BORU HATLARI	KONUTLARIN DOĞAL GAZ KULLANMA ORANLARINA GÖRE YILLIK YAKIT GEREKSİNİMİ, 10 ⁶ sm ³											
	1996			2000			2005			2010		
	% 100	% 50	% 25	% 100	% 50	% 25	% 100	% 50	% 25	% 100	% 50	% 25
Malkoçlar- Ankara	6654	3327	1664	7603	3801	1901	8998	4499	2249	10672	5336	2668
Bandırma-Çan - Çanakkale	87	43	22	95	48	24	107	54	27	121	61	30
Sakarya	80	40	20	87	44	22	97	49	24	109	54	27
Ege	864	432	216	986	493	247	1164	582	291	1377	688	341
Güney	1304	652	326	1456	728	364	1684	842	421	1962	981	491
Kuzey	135	68	34	144	72	36	156	78	39	170	85	42
TOPLAM	9124	4562	2282	10371	5186	2594	12206	6104	3051	14411	7205	3599
İran - Ankara ve Diğerleri	1363	682	341	1517	758	379	1740	870	435	2007	1004	502
TOPLAM	10487	5244	2623	11888	5944	2973	13946	6974	3486	16418	8209	4101

teşvik edilmesi ve tüketicinin bilinçlendirilmesi durumunda, Çizelge 3.3'den de anlaşılabilceğı gibi, gazla ısıtılan konut sayısındaki olası artış depolama kapasitesi sorununu kesinlikle gündeme getirecektir. Arz-talep dengesinin kurulabilmesi için yeraltı depolama olanaklarının sağlanması gereklidir. Tüketim potansiyeli-depolama kapasitesi ilişkisi ve gazın depolanması konusu bundan sonraki bölümde ayrıntılı olarak incelenmektedir.



BÖLÜM 4

DOĞAL GAZIN DEPOLANMASI

4.1 DEPOLAMA NEDENLERİ

Doğal gaz diğer enerji kaynakları arasında çevre kirliliği konusundaki avantajı nedeniyle önemli bir yere sahiptir. Ayrıca, hem taşınabilir hem de depolanabilir olması nedeniyle önemi daha da artmaktadır.

Yeni enerji kaynaklarından biri olarak dünyanın çeşitli ülkelerinde geniş bir kullanım alanına sahip olan doğal gazın kullanımıyla birlikte depolanması da zorunlu hale gelmektedir. Boru hatları ile sabit miktarda taşınabilir olması, ısı değişimleri ve diğer birçok faktöre bağlı olarak, değişen talebe cevap vermeyi zorlaştırmaktadır.

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

Diğer taraftan, ülkenin gaz gereksinimi daha çok ithalat yoluyla karşılanmakta ise talep farklılığını düzenlemek üzere depolama yoluna gidilmektedir. Çünkü, boru hatları ile alınan gazın yaz ve kış mevsimlerinde debisi sabittir. Oysa, mevsimsel ısı değişimleri nedeniyle doğal gaz talebinde dalgalanmalar oluşmaktadır. Herhangi bir gaz kesintisi olmadan sadece boru hattından sağlanan gaz arzı ile talebin karşılanabilmesi ancak doğal gazın önceden depolanması ve gerektiğinde boru hattına verilmesi ile mümkündür. Uygulamalar genel tüketim içinde ithal gaz miktarı artıkça depolamanın daha zorunlu hale geldiğini göstermiştir [11].

Doğal gazın depolanmasının nedenleri aşağıdaki gibi özetlenebilir :

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

4.2 TEKNİK AÇIDAN DEPOLAMA TÜRLERİ

1. Yerüstü doğal gaz depolaması :

- 1.1. Boru hattında depolama
- 1.2. Sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) depolaması
- 1.3. Yüksek basınçlı tanklarda depolama

2. Yeraltı doğal gaz depolaması :

- 2.1. Tükenmiş petrol veya gaz rezervuarlarında depolama
- 2.2. Akiferlerde depolama
- 2.3. Yapay rezervuarlarda depolama
 - 2.3.1. Tuz yataklarında depolama
 - 2.3.2. Yeraltında açılan boşluklarda depolama
 - 2.3.3. Terkedilmiş maden ocaklarında depolama.

Yapılan araştırmalar ve deneyimler büyük miktardaki doğal gazın yeraltında depolanmasının sağlamış olduğu bir takım teknik ve ekonomik avantajlardan dolayı yerüstü depolamaya göre daha çekici olduğunu göstermiştir.

4.3 YERÜSTÜ DOĞAL GAZ DEPOLAMASI

4.3.1 Boru Hatlarında Depolama

Doğal gazın kısa süreli depolanmasında mevcut boru hattı şebekelerinden yararlanılabilir. Genellikle 1000 milden (1600 km) daha fazla olan boru hatlarında doğal gaz taşınabilmekte ve dolayısıyla çeşitli kapasitelerde kısa süreli depolanabilmektedir. Ancak, kış mevsiminde gaz talebinin artması ve yaz mevsiminde azalması nedeniyle gaz talebindeki bu dalgalanmalar karşısında yetersiz kalmaktadır. Birkaç saat gibi kısa zaman aralıklarında değişebilen talepleri karşılamak için oldukça iyi bir yöntem olan boru hattı depolaması hat basıncını yükseltip, azaltarak yapılır.

4.3.2 Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) Depolaması

Doğal gazın sıvılaştırılmasının amacı, boru hatlarındaki gazı sıvı hale dönüştürerek uzak mesafeler için daha uygun taşıma ve daha ekonomik depolamayı sağlamaktır.

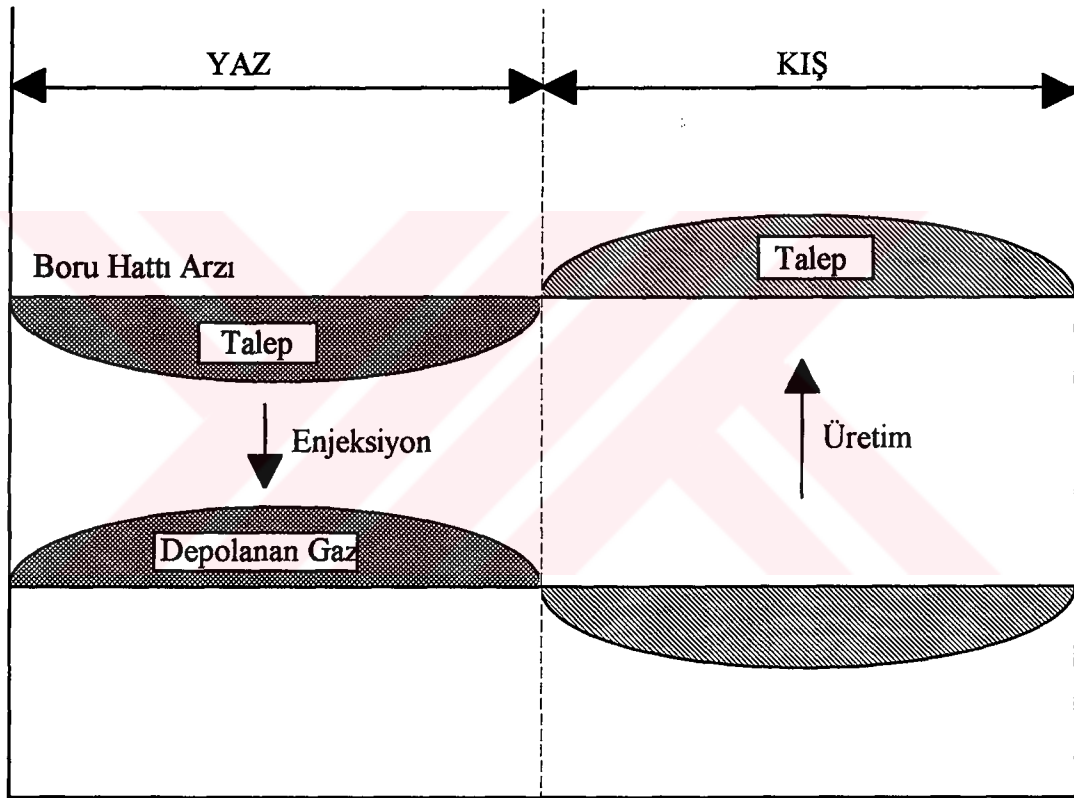
Sıvılaştırılmış doğal gaz, sıkıştırma ve soğutma ile sıvı duruma getirilmiş gazdır. Doğal gazın atmosfer basıncında, yaklaşık -162°C 'da sıvılaştırılmasıyla oluşturulur. Sıvılaştırmanın en büyük avantajı doğal gazın depolama hacmini 1/600 oranında azaltmasıdır. Yani 600 hacim doğal gaz, 1 hacim LNG'ye eşittir. LNG'nin diğer bir avantajı, yazdan kalan artık gazın depolanabilmesine ve fazla kış talebi için kullanılabilmesine olanak sağlamasıdır.

Doğal gazın sıvılaştırılması için özel tesisler gereklidir. Bu tesislerin bir bölümü doğal gazı sıvılaştırmak için, diğer bölümü de sıvılaştırılmış doğal gazı tekrar gazlaştırılmak içindir. Ancak doğal gazın sıvılaştırılması ve tüketilen yere ulaştığında tekrar gazlaştırılması işlemleri büyük yatırım gerektirmektedir. Ayrıca, gazın % 25 kadarı doğal gazı sıvılaştırılma işlemi ve iletimi sırasında kullanılmaktadır [12].

Özellikle deniz aşırı alıcılar için doğal gazın sıvılaştırılarak taşınması ve depolanması, gazın taşınması ve depolanmasından daha kolay olduğu için avantajlıdır. Ancak, sıvılaştırma ve gerektiğinde tekrar gazlaştırma işlemleri doğal gazın fiyatını artırmaktadır. Her ne kadar yüksek bir yatırımsa da depolama ve taşımada sağladığı avantajlar göz önünde tutulmalıdır.

4.4 YERALTI DOĞAL GAZ DEPOLAMASI

Yeraltı 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 bir rol oynar. Doğal gazın yıl boyunca arzına ve talebine Şekil 4.1'de gösterilen grafikte bir açıklama getirebiliriz.



Şekil 4.1 Doğal Gaz Arz-Talep Eğrisi.

Doğal gaz dünyada

1. Konut ve ticari ısıtma sektörü,
2. Endüstri sektörü ve
3. Güç üretim sektörü

olmak üzere üç yaygın/büyük tüketim alanında tüketilmektedir.

Konut ısıtılmasında gaz talebi, yerleşim alanına, aylara ve yıllara bağlı olarak önemli değişiklikler göstermektedir. Özellikle, kış aylarında gaz talebi en yüksek düzeye ulaşırken, yaz aylarında talep olmayacaktır. Diğer yandan endüstrinin gaz talebi, ekonomik yapının o günkü durumuna göre değişiklik gösterecektir. Güç üretim sektörünün gaz talebi ise bölgenin güç dengesine bağlı olarak değişir.

Bu üç büyük talep, bazı zamanlarda birlikte, bazı zamanlarda ise tek başlarına olmak üzere değişik oranlarda olur. Endüstrinin diğerlerine göre daha kararlı olduğunu söylemek olasıdır. Böyle bir durumda, konut ısıtma amaçlı olarak tüketimin bir yıl boyunca değişmesi doğal gazı depolama gereksinimini doğurur.

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

4.4.1 Yeraltı Doğal Gaz Depolamasının Tarihi Gelişimi

Dünyada yeraltı gaz depolaması ilk kez 1915 yılında Kanada'da tükenmiş bir gaz rezervuarında gerçekleştirilmiştir. Bunu 1916'da Newyork'ta ve 1919'da Kentucky'de yapılan denemeler izlemiştir. Dünya geneline baktığımızda İngiltere, Fransa ve Almanya'da yeraltı depolaması enerji sektörünün belirgin bir parçası olurken, Yugoslavya, İspanya, Avusturalya ve Yeni Zelanda gibi ülkelerde ise bu konuda önemli gelişmeler olmaktadır.

Doğal gaz endüstrisinde yeraltı gaz depolamasının önemini açıklayabilmek için değişik ülkelerdeki yeraltı gaz depolaması örneklerinin verilmesi uygun olur. Örneğin Fransa'da 1988 yılı doğal gaz tüketimi $27 \times 10^9 \text{ sm}^3$ iken, ülke genelinde 2'si tuz domu içinde açılmış boşluk türü ve 11'i akifer türü olmak üzere 13 saha yeraltı deposu olarak kullanılmış ve bu depolardan yıllık gaz tüketiminin % 20'si karşılanmıştır. Dünyanın en çok gaz tüketen ülkesi olan A.B.D.'de 1962 yılı itibarıyla 258 adet (çoğunluğu tükenmiş gaz rezervuarı olmak üzere) yeraltı gaz deposundan yıllık gaz tüketiminin 1/3'ünün karşılandığı belirtilmektedir. Doğal gaz sektöründe değişen talep ile sabit arz arasındaki depolama teknolojisi ilk olarak kullanıldığı 1917 yılından günümüze

gelişerek gelmiştir. Günümüzde A.B.D. ve Kanada'da 400'e yakın yeraltı gaz deposu işletilmektedir ve yılın soğuk dönemlerindeki maksimum talebin olduğu günlerde pazar tüketiminin % 50-70 kadarı bu yeraltı gaz depolarından karşılanmaktadır. A.B.D., Kanada ve Fransa'nın yanısıra özellikle son 20 yıl içinde Avrupa'da Almanya ve İtalya'da önemli gelişmeler sağlanmıştır. Türkiye, Danimarka, İspanya, Hollanda, Japonya ve Avustralya gibi ülkelerde ise yeraltı gaz depolarının oluşturulması konusunda çalışmalar sürdürülmektedir [13-15].

Eski adıyla S.S.C.B.'de ilk çalışmalar 1954'de başlamış, 1958'de Bashkutovo'daki küçük bir gaz sahasında ilk depolama gerçekleştirilmiştir. Büyük endüstri merkezleri yakınında çalışmakta olan 27 tane depo vardır. Bunların 16 tanesi tükenmiş gaz rezervuarı, 9 tanesi akifer, 2 tanesi tuz yatağında depolamadır. 1980 yılında gaz tüketiminin % 10-12'si yeraltı gaz depolarından karşılanmıştır [16].

Batı Almanya'da 25, Fransa'da 13, Avusturya'da 1, Polonya'da 1, Romanya'da 1, İtalya'da 4, Çekoslovakya'da 1, Doğu Almanya'da 3, Belçika'da 2, İngiltere'de 9 tane yeraltı doğal gaz deposu bulunmaktadır [16].

Ülkemizde ise Rusya Federasyonu'ndan gelen gazı depolayabilmek için 1988 yılında BOTAŞ bünyesinde " Yeraltı Depolama Koordinatörlüğü " birimi kurularak, doğal gazın yeraltındaki uygun formasyonlarda depolanması ve Türkiye'nin bu konudaki rezervleri araştırılmaya başlanmıştır. Bu incelemeler sonunda Tuz Gölü güneyindeki tuz kütleleri ve Silivri açıklarındaki Kuzey Marmara Gaz Sahası depo olarak kullanılmaya uygun bulunmuştur.

4.4.2 Yeraltı Doğal Gaz Depolama Türleri

Doğal gaz yeraltında değişik yapılarda depolanır. Bunlar;

1. Tükenmiş petrol veya gaz rezervuarlarında,
2. Akiferlerde,
3. Tuz yataklarında,
4. Yeraltında açılan boşluklarda,
5. Terkedilmiş maden ocaklarında depolamadır.

Depo olarak kullanılmaya elverişli olduğu takdirde *tükenmiş gaz rezervuarları*, gazın doğal oluşum ortamı oldukları için depolamaya en uygun jeolojik yapılardır.

Tükenmiş petrol rezervuarları da depolama için uygun ortamı sağlarlar, fakat rezervuardaki kalıcı petrol bir takım teknik sorunlar yaratabilir.

Akiferlerde depolama, tükenmiş petrol veya gaz rezervuarlarındakine oranla daha fazla işlem yapılmasını gerektirir. Bu nedenle, ilk olarak tükenmiş petrol veya gaz rezervuarları depolama işlemi için araştırıldıktan sonra eğer elverişli değilse akiferlerde depolama yapılır. Depolama için uygun akiferin olmaması durumunda ise, öncelikle tuz yatakları ve daha sonra terkedilmiş maden ocakları depolama rezervuarı olarak incelenebilir.

4.4.2.1 Tükenmiş Petrol ve Doğal Gaz Rezervuarlarında Depolama

Mevcut depolama ortamları içinde depolama için en uygun ortam tükenmiş gaz rezervuarlarıdır. Çünkü depolanan doğal gazın oluşumundaki yapıya benzerler. Bu nedenle tükenmiş pek çok doğal gaz rezervuarı, daha sonra bir depolama rezervuarı olarak kullanılmaya başlanmıştır. Üretim sırasında rezervuara ait bütün özellikler elde edildiği için, depolama sahası olarak düşünülen bu yapıların araştırma maliyetleri de düşük olur. Fakat uygulama sırasında bazı teknik sorunlarla karşılaşılır. Özellikle tükenmiş petrol sahasında depolama yapılırken, hazne kayaçtaki kalıcı petrol ile depolanan gaz karışarak üretim sırasında bazı sorunlara neden olabilir.

Uygulamada bu yapıların her ikisi de depolama yapılırken teknik ve ekonomik olarak önemli bir risk yaratmazlar. Depolama sahalarında jeolojik yapının petrofizik ve stratigrafik özellikleri çok iyi araştırılıp, projelendirilmelidir. Tükenmiş rezervuarlar bu nedenle bazı avantajlara sahiptir. Depolama yapılacak jeolojik yapının boyutları, kayaç özellikleri, geçirgenlik-gözeneklilik ilişkileri, karot bilgileri ve yapıyı oluşturan formasyonun basınca karşı uygunluğu gibi depolama işlemleri için gerekli olan bilgiler üretim sırasında elde edilen verilerin incelenmesi ile kolayca sağlanabilmektedir. Bu verilere dayanarak depolama hacmi ve enjeksiyon/üretim oranı tespit edilebilmektedir.

Doğal gaz deposunun ekonomik ve teknik olarak uygun olabilmesi için rezervuarın başlıca birkaç özelliğe sahip olması gerekmektedir. Bunlar :

1. Depolanması istenen gaz hacmini depolayabilecek kapasitede olmalı,
2. Uygun geçirgenlik ve gözeneklilik değerine sahip olmalı,
3. Gazın yatay hareketini engellemek için jeolojik bir kapan olmalı,

4. Gazın yukarı hareketini, gaz sızıntılarını ve basınç kayıplarını önlemek için geçirimsiz bir örtü tabakaya sahip olmalı,
5. Rezervuara su girişi hiç olmamalı veya kontrol edilebilmelidir.

Yeraltı gaz deposundaki gaz işletilen gaz ve temel gaz olmak üzere iki ana bölümden oluşur.

Temel gaz veya *yastık gaz* (cushion gas, base gas) depodan üretilen gazın yüzeyde boru hatlarına iletilebilmesi için gerekli basıncı sağlayan gaz olup, üretilmeyen, kullanılmayan, depoda kalan gazdır. Bu nedenle de depo yatırımının önemli bir bölümünü oluşturur. Tükenmiş gaz rezervuarlarından depoya dönüştürülen rezervuarlarda zaten indirgenemez gaz olduğu için bu gaz temel gaz olarak kullanılır. Temel gaz deponun küçük bir kapasitesini oluşturmaya rağmen, deponun yapılışında ekonomik olarak önem taşıyan bir faktördür.

İşletilen gaz veya *pazarlanan gaz* (working gas) ise arz fazlası olduğunda depoya enjekte edilen ve talep fazlası olduğunda depodan üretilen, yani kullanılan gazdır.

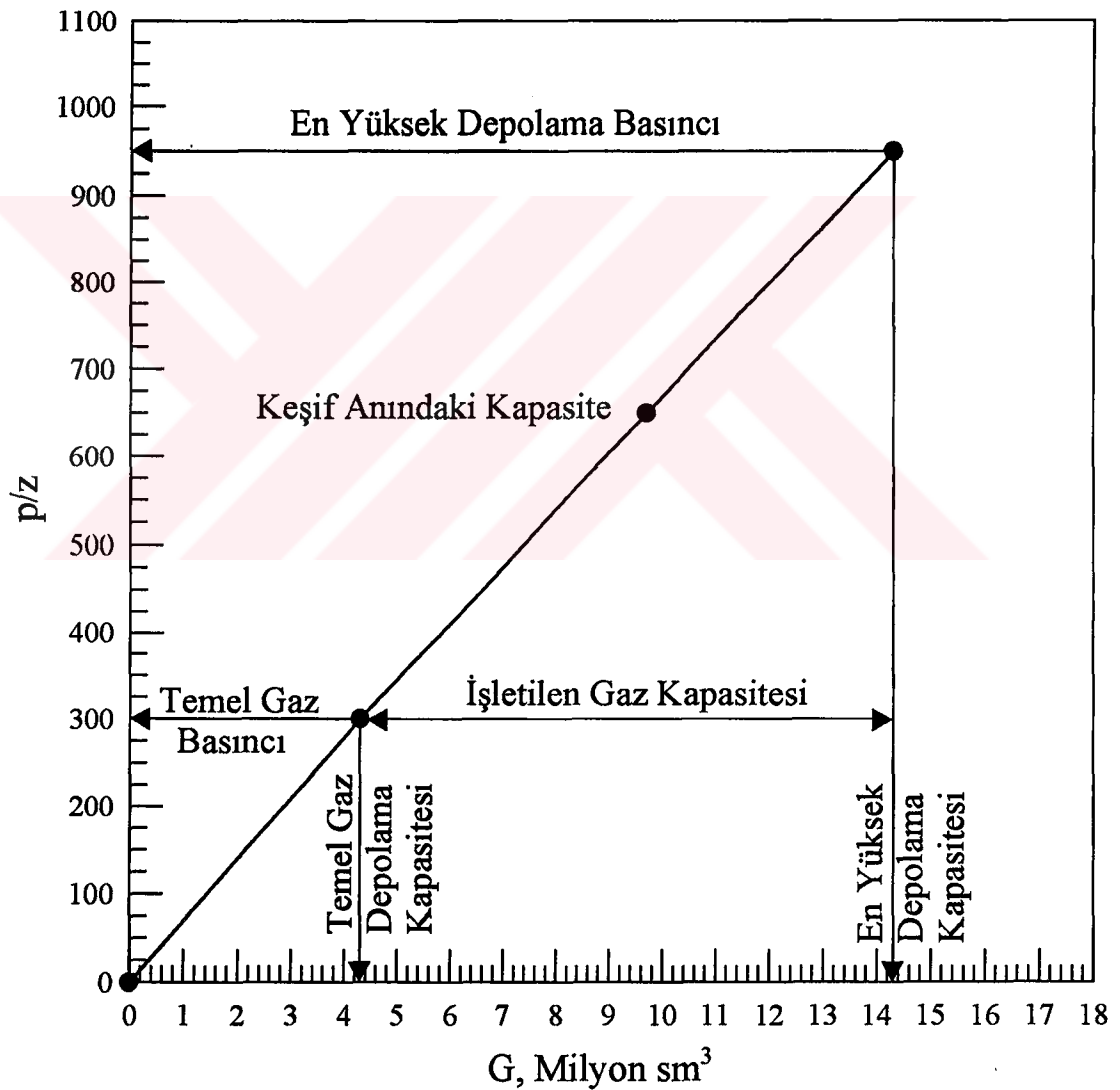
Temel gaz ve işletilen gazın basınç - sıkıştırılabilirlik katsayısı oranı (p/z), gaz miktarı (G) grafiği üzerindeki gösterimi Şekil 4.2'deki gibidir. Depodan üretilen gazın istenilen basınçta yüzeye iletilebilmesi için gerekli olan minimum depo basıncı *temel gaz basıncı* ve bu basınç değeri kullanılarak Şekil 4.2'den bulunan gaz miktarı ise *temel gaz miktarı*dır. Depolamanın yapılabileceği *en yüksek basınç* da *en yüksek depolama miktarını* belirler. *İşletilen gaz miktarı* ise en yüksek depolama miktarı ile temel gaz miktarı arasındaki farktır.

Temel gaz ile işletilen gaz arasındaki ilişki depolama işleminde gözönünde tutulması gereken en önemli parametredir. Çünkü, temel gaz deponun dağıtımlılığını sağlayan basıncı oluşturur. Temel gaz ile işletilen gaz arasındaki oran, rezervuara, zamana ve çalışma koşullarına bağlı olarak değişir.

Mevsimsel gaz hacminin, dağıtım debisinin, delinecek kuyu sayısının ve gerekli gücün mühendislik ve ekonomik analizleri sonunda temel gaz basıncı belirlenir. Böylece gerekli olan temel gaz hacmi saptanabilir.

Depolama tasarımı yapılırken; depolama basıncının, buna bağlı olarak depolama kapasitesinin ve depolanan gazın gerekli görülen sürede depoya enjekte edilebilmesi veya üretilbilmesi için gerekli kuyu sayısının tespit edilmesi gereklidir.

Depo Basıncının Belirlenmesi : Birçok gaz rezervuarının basınç gradyanı, su ve tuzlu su gradyanı olan 0.43 - 0.52 psi/ft (9.73 - 11.76 kPa/m) arasında değişir [17]. Katz ve Coats, keşif basıncından daha yüksek bir basınçta depolama yapılarak, depolama kapasitesinin ve rezervuarın dağıtımılığının (deliverability) artırılabilirliğini önermişlerdir. Yaptıkları uygulamalarla da iyi bir örtü tabakasının olması halinde 0.65 psi/ft'lik bir basınç gradyanı ile depolamanın yapılabilirliğini göstermişlerdir. Hatta 0.7 psi/ft'lik basınç gradyanı ile de depolama yapılan saha uygulamaları olduğu belirtilmektedir.



Şekil 4.2

p/z - G Grafiğinde Temel ve İşletilen Gaz Kapasitelerinin Gösterimi.

Depolama Kapasitesinin Belirlenmesi : Basınç-üretim ilişkisi elde edildiğinde, toplam yerinde gaz miktarını belirlemede, basınç-sıkıştırılabilirlik katsayısı oranının (p/z) gaz üretimine (G) karşı çizilen grafiği (Şekil 4.2) kullanılır.

Üretim verilerinin olmaması durumunda, depolama kapasitesi aşağıdaki denklem yardımıyla da elde edilebilir:

$$G = 43560 A h \phi (1 - S_w) \frac{p T_b}{p_b T_z} \quad (4.1)$$

Burada,

- G : p_b basıncı ve T_b sıcaklığında ölçülmüş yerinde gaz miktarı, SCF
A : Rezervuar alanı, acre
h : Ortalama rezervuar kalınlığı, ft
 ϕ : Ortalama gözeneklilik, %
 S_w : Ortalama su doymuşluğu, %
p : Rezervuar basıncı, psi
 p_b : Standart basınç, psi
T : Rezervuar sıcaklığı, °R
 T_b : Standart sıcaklık, °R
z : Sıkıştırılabilirlik katsayısı (Gaz sapma faktörü).

Gerekli Kuyu Sayısının Belirlenmesi : Depo, soğuk kış dönemlerinde maksimum yüklenmeyi (peak - load) karşılayabilecek kapasitede tasarlanır. Örneğin, işletilen gazın % 70-75 kadarı üretildiğinde, en düşük rezervuar basıncı tahmin edilir ve kuyu performans eğrileri kullanılarak gerekli kuyu sayısı saptanır [14].

4.4.2.2 Akiferlerde Depolama

Akiferler gözenekli, geçirgen ve yatay olarak birkaç km uzunluğu olan, gözenekleri su ile dolu sedimanter tabakalardır. Bir akiferin yeraltı doğal gaz deposu olarak kullanılabilmesi için doğal gaz veya petrol rezervuarları ile aynı jeolojik özelliklere sahip olması gerekmektedir.

Gazlı akiferlerde depolayabilmek için akifer kayacının sahip olması gereken belirli ön koşullar vardır. Bunlar:

1. Gazın depolanabileceği bir jeolojik yapının olması gerekir.
2. Depolanan akışkanın istenilen hızda kuyuya akışına izin veren gözenekli ve geçirgen bir ortam olmalıdır.
3. Depolanan akışkanın düşey hareketini engelleyen geçirimsiz bir örtü tabaka olmalıdır.
4. Gerekli miktarda gazı depolayabilmek için atmosfer basıncının çok üstünde depolama yapılmalıdır. Bu nedenle, bu yüksek basınçta depolamaya izin veren yeterli bir üst tabaka basıncı olmalıdır. Burada derinlik çok önemli bir kriterdir. Genellikle 1000 ft (305 m) veya daha fazla olan derinlikler ekonomik yönden tercih edilir.
5. Depolanan akışkanın akifer suyu ile her yönden sınırlanması gerekir. Böylece depolanan gazın aşağı ve yanlara doğru olan hareketi su tarafından yoğunluk farkı nedeniyle engellenmiş olur. Yukarı doğru olan gaz hareketi ise ancak geçirgenliği düşük bir örtü tabaka ile mümkün olur.

Örtü tabaka, düşey hareketi engellemenin yanında, şekli sayesinde yatay hareketi de engelleyecek şekilde, yani antiklinal şeklinde olmalıdır.

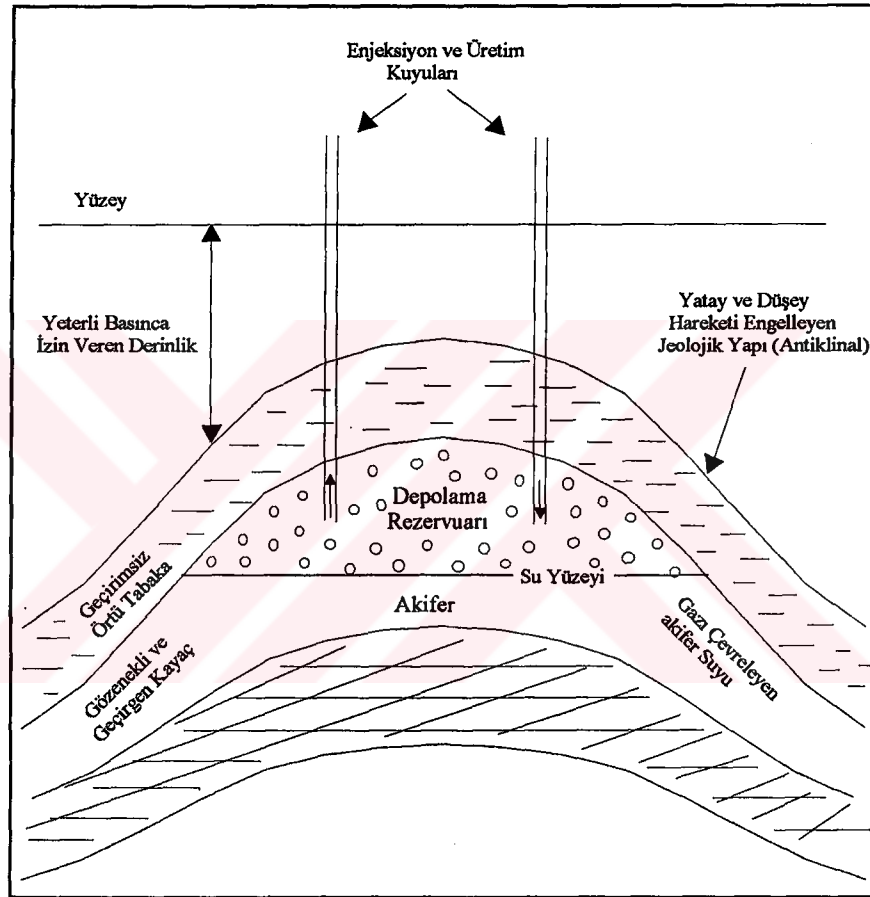
Akiferlerde depolama hacmi, enjekte edilen gazın akiferdeki suyu öteleyerek yerini alması ile oluşur. Depolanacak gaz, enjeksiyon kuyularından, suyun daha viskoz olması nedeniyle ve parmaklaşmayı önlemek amacıyla ilk seferde yavaş yavaş enjekte edilmelidir. Daha sonraki devrelerde hızlı enjeksiyon ve üretim yapılabilir. Suyun ve gazın rezervuar içindeki hareketini takip edebilmek için, diğer depolama tekniklerine göre daha fazla gözlem ve enjeksiyon kuyusunun açılması gerekmektedir. Depo olarak kullanılan bir akiferin temel elemanları Şekil 4.3'te gösterilmiştir.

4.4.2.3 Tuz Yataklarında Depolama

Tuz yataklarında hidrokarbon depolaması sık karşılaşılan bir uygulamadır. Son zamanlarda tuz oyukları oluşturulması tekniklerindeki ilerlemeler bu tür yatakların geliştirilmesine ve daha çok tercih edilmesine sebep olmuştur.

Diğer depolama tekniklerinden farklı olarak bu yöntemde, depolama yapılacak olan oyuklar doğal olarak bulunmayıp, yapay olarak oluşturulmakta ve daha sonra depolama gerçekleştirilmektedir.

Tuz, jeolojik olarak değişik özelliği olan bir yapıdır. Tabakalı kayaçların dalga şeklinde deformasyonları ile çeşitli kıvrımlar oluşur. Tuz domları da bu kıvrımlar sonucu oluşmuştur. Jips ve tuz (klorürlü tuzlar, NaCl) gibi plastik maddelerin antiklinal bölgelerde tabakaları yarararak mantar biçiminde kabarmaları bu tür yapıların oluşmasına sebep olur. Tuz domlarının üst kısmında genelde kalker bir örtü kayaç bulunması gazın depolanmasında önem arzeder.



Şekil 4.3 Yeraltı Deposu Olarak Kullanılan Bir Akiferin Temel Bölümleri.

Her tuz domunda yeraltı depolamasının yapılması olası değildir. Depolama oyuğu olarak tuz yataklarının seçiminde aşağıdaki üç faktör gözönünde bulundurulmalıdır.

1. Uygun derinliklerde yeterli tuz kalınlığı olmalı,
2. Kolay çözülebilen yapılarla (potasyum tuzları gibi) daha zor çözünebilen yapıların (anhidrit, dolomit ve jips gibi alkali tuz çeşitleri) bir arada bulunması deponun

geometrik şeklinde düzensizlikler yaratacağından, tuz domundaki mineral dağılımı mümkün olduğu kadar homojen olmalı,

3. Tuz eritme işlemi için yeterli tatlı su ve eritme işlemi sonunda oluşan tuzlu suyun atılacağı uygun bir yer olmalıdır.

Yüzeyden tatlı su, tuz formasyonuna enjekte edilir ve tuz eritilerek bir oyuk oluşturulur. Bu işlem sonunda oluşan tuzlu su ise geri alınarak, tuz yataklarında depolama yapılır. Bu yöntem yıllardır tuz üretiminde kullanılmaktadır. Genellikle oyuğun şekline ve büyüklüğüne, stabilitesine veya basınç dayanıklılığına önem verilmelidir.

Tuz eritme işleminde kullanılan tatlı su (fresh water, raw water) düşük yoğunluklu olduğu için oyuğun üst kısmını da eritir. Bunu engellemek için hidrokarbon örtü maddesi enjekte edilir. Enjekte edilen bu hidrokarbon, örtü maddesi (blanket) olarak bilinir. Hidrokarbon yoğunluğu nedeniyle oyuğun üst kısmında yer alır ve tatlı suyun burayı eritmesini engeller.

Tuz eritme işlemi 1 lt suda 360 gr tuz çözülebileceği ilkesi üzerine kurulmuştur. Bunun için 1 m³ depolama kapasitesi için 7 m³ tatlı suya gereksinim vardır.

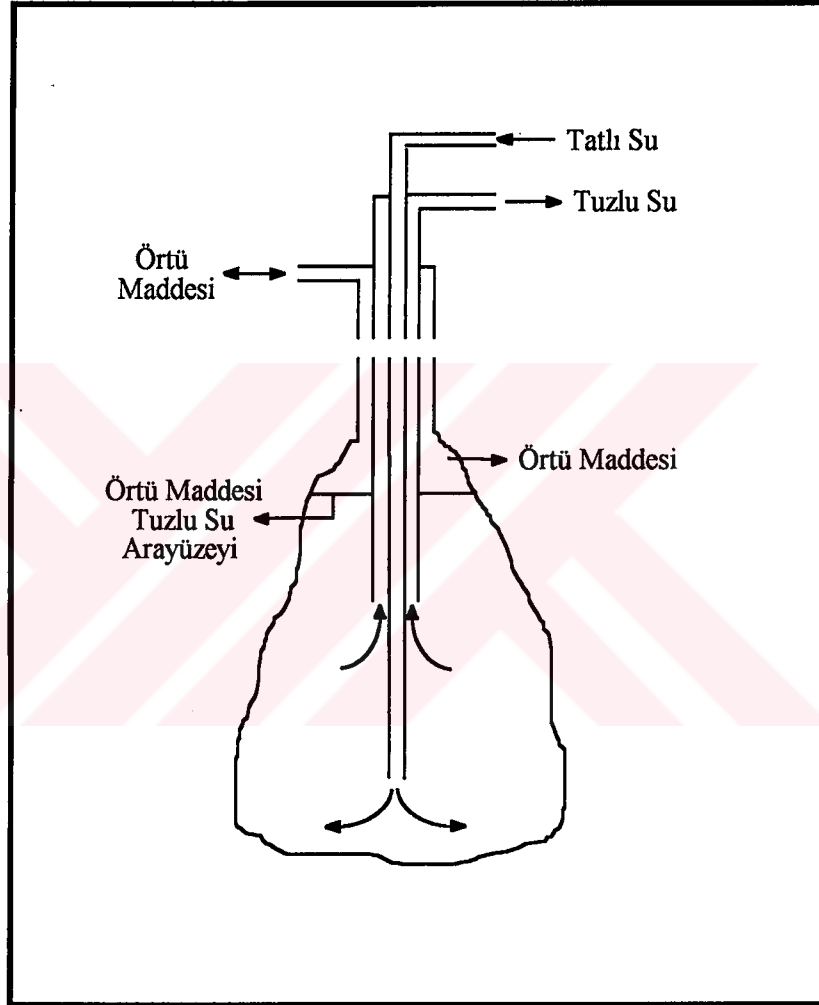
Doğrudan ve ters eritme olmak üzere iki tip eritme işlemi vardır. Depo yapılmaya başlandığında ilk önce doğrudan sonra ters eritme işlemi uygulanarak deponun son şekli elde edilir.

Doğrudan eritme (direct leaching) işleminde tatlı su içteki koruma borusu içinden enjekte edilir. Tuzlu su ise, dıştaki ve içteki koruma borusu anülüsünden geri çekilir. Böylece deponun alt kısmı üst kısmından daha büyük olur.

Ters eritme işleminde de, tatlı su dıştaki ve içteki koruma borusu anülüsünden enjekte edilir. Oluşan tuzlu su ise, içteki koruma borusundan çekilir. Doğrudan eritme işlemindekinin tersine deponun üst kısmı alt kısmından daha büyük olur. Doğrudan ve ters eritme işlemleri şematik olarak Şekil 4.4 ve Şekil 4.5'te gösterilmiştir.

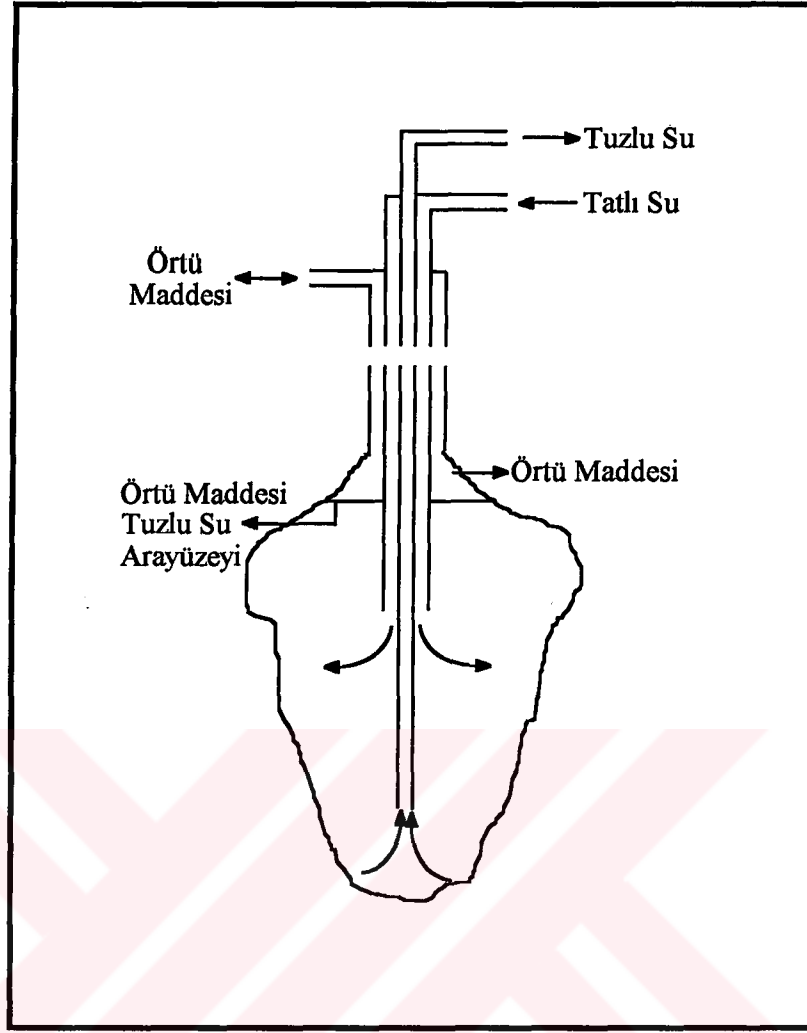
Doğrudan ve ters eritme işlemlerinin değişik kombinasyonları yapılarak çeşitli depo şekilleri elde edilebilir. Ancak, tuz içindeki çözünmeyen anhidrit veya kolay çözünür potasyum gibi tabakaların olması, deponun şeklinin uniform olmasını engeller. Tuz oyuğunu oluştururken istenen şekle ve boyutlara ulaşmak için aşağıda sıralanan kontrollerin yapılması gerekir :

1. Enjekte edilen tatlı su ile çekilen tuzlu su arasında kütle dengesi kurularak oyuğun hacmi hergün hesaplanmalıdır.
2. Oyuğun şekli, boyutu ve yeri, sonar log alınarak ölçülmelidir. Oyuk hacmi her 50000 m³ arttığında bu ölçümler tekrarlanmalıdır.
3. Örtü maddesi/tuzlu su arayüzünün derinliği sürekli olarak kontrol edilmelidir.



Şekil 4.4 Doğrudan Eritme İşlemi [14].

Arayüzey derinliğindeki kontrol edilmeyen artışlar (ki bu artışlar koruma borusu veya yüzey donanımlarından olan sızıntılar nedeniyle olabilir), oyuğun şeklinde hızlı bir değişmeye neden olabilir. Dolayısıyla arayüzey derinliği yaklaşık 4 haftada bir uygun loglarla (gamma/gamma veya nötron/gamma logları) ölçülmelidir.



Şekil 4.5 Ters Eritme İşlemi [14].

Son olarak, eritme işleminin sonunda oluşan tuzlu su,

1. Yarı dalgıç pompalar kullanılarak tuzlu suyu dışarı atarak veya
2. Depo ortamındaki akışkanın yer değiştirmesiyle

depodan uzaklaştırılır.

İkinci yöntem daha ekonomik olduğu için daha çok kullanılmaktadır. Tuz yataklarında depolamanın maliyeti genellikle düşüktür. Maliyete etki eden faktörler şu şekilde özetlenebilir :

1. Deponun büyüklüğü,
2. Deponun kurulduğu yerin jeolojisi,
 - a. Tuz domunun derinliği

- b. Örtü tabakanın özelliği,
- 3. Gerekli gücün maliyeti,
- 4. Yüzey donanımlarının varlığı,
- 5. Tuzlu su boşaltım işlemi.

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

4.4.2.4 Yeraltında Açılan Boşluklarda Depolama

Depolama amacıyla yeraltında açılan bu boşluklar standart yeraltı kazı teknikleri ile oluşturulurlar. Derinlik, yeraltı suyu seviyesine ve depolanacak gazın hacmine bağlı olarak belirlenir. Boşluk, delinerek veya patlatılarak geniş galeriler veya odalar halinde oluşturulur. Bu şekilde oluşturulan yapıların gaz depolamak için yeterli hacimleri olamayacağından dünyada genellikle, sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG) veya diğer sıvı hidrokarbonların depolanmasında kullanılmaktadır.

Bu tür depolama A.B.D.'de % 4, Kanada'da % 0.1 olarak toplam depolama kapasitesini oluştururlar. Diğer depolama tekniklerine göre oldukça pahalıdır. Varıl başına düşen depolama kapasitesinin maliyeti 8-20 \$ arasında değişir. Bu nedenle hiçbir olanağın bulunmadığı zorunlu durumlarda bu tür depolama yapılır [16].

4.4.2.5 Terkedilmiş Maden Ocaklarında Depolama

Terkedilmiş maden ocakları da yeraltı depolaması için uygun ortamlardır, fakat diğer yöntemler kadar yaygın bir kullanımı yoktur. Gazın yeraltında depolanması fikri ortaya atıldıktan sonra batıda, açılan maden ocakları depolama amaçlı olarak kullanılabilecek şekilde planlanmıştır.

Depo olarak kullanılacak olan madeni saran kayalar ne kadar stabil ise, gaz depolanırken basınç o kadar arttırılabileceğinden daha fazla gaz depolanabilecektir. Örneğin, granit, kireçtaşı, kumtaşı, şeyl, anhidrit ve tuz depolama için uygun kayalardır.

Depolama yapılacak galerilerde en büyük sorun gaz kaçaklarıdır. Eğer, galeri yüzeyindeki kayalarda çatlak ve kırıklar varsa, sızdırmazlığı sağlayıcı maddelerle yalıtılması gerekir ki, bunun için ek bir yatırım maliyeti gerekir.

Ayrıca, terkedilmiş maden ocakları sürekli yeraltı suları tarafından beslenir. Bu nedenle su seviyesinin stabilitesi sağlanmalıdır.

Galerilerde depolama yapabilmek için, gözlem ve gaz enjeksiyon kuyularının yanısıra, galeriye yeraltı suyunun gelmesini engellemek için de kuyular açılmalıdır.

4.5 Yeraltı ve Yerüstü Doğal Gaz Depolamasının Avantaj ve Dezavantajları

- Yerüstü doğal gaz depolamasının (sıvılaştırılmış doğal gaz olarak, LNG) avantajları:

1. Deniz aşırı taşınabilir olması,
2. Depodan hızlı çekilebilir olması (özellikle hızlı talep artışları bu şekilde çok kolay karşılanabilir),
3. Tesisin yeraltı tesisine göre daha kısa zamanda bitirilmesi.

Dezavantajları :

1. Yeraltı depolamasına göre daha pahalı olması,
2. Çok büyük miktarlarda depolama yapılamaması,
3. Nakliye için geçen zaman nedeniyle depoya ancak belirli dönemlerde gaz doldurulabilir olmasıdır.

- Yeraltı doğal gaz depolamasının avantajları :

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

BÖLÜM 5

TÜRKİYE'DE YERALTI GAZ DEPOLAMASI GEREKSİNİMİ VE DEPOLAMA OLANAKLARI

5.1 TÜRKİYE'DE YERALTI GAZ DEPOLAMASI GEREKSİNİMİ

Ülkemizde doğal gaz talebi gün geçtikçe artmaktadır. Özellikle konutların ısıtılmasında doğal gazın kullanılması durumunda, ısıtma işleminin soğuk mevsimlerde gerçekleşmesinden dolayı, soğuk mevsimlerde doğal gaza olan talep artmaktadır. Yıllık doğal gaz tüketiminin yaklaşık % 70'i yılın en soğuk dönemi olan Aralık - Mart döneminde oluşmaktadır [10]. Sıcak aylarda ise tüketim ihmal edilebilecek düzeylere inmektedir. Dolayısıyla talepte yıl içinde mevsimlere bağlı önemli değişimler olmaktadır. Kışın talep fazlalığı yazın ise talep azlığı vardır. Kentlerimize boru hatlarıyla yapılan doğal gaz arzı ise yıl içinde değişiklik göstermemektedir. Talep ve arz arasındaki fark kışın fazla talebi (gaz açığını) ve yazın fazla arzı (gaz fazlalığını) gündeme getirmektedir.

Konut ısıtılmasında yılın soğuk dönemlerinde oluşan tüketici talebinin karşılanabilmesi ve dolayısıyla normal arzın dışındaki açığın kapatılabilmesi için doğal gazın yeraltı depolarından eldesi en çağdaş, kalıcı ve ekonomik çözüm olabilir. Türkiye'de günümüzde ısıtma amacıyla gaz kullanan konutların sayısı önemli düzeyde olmamakla birlikte, özellikle hava kirliliğini azaltmak amacıyla gerek yerel yönetimler ve devlet tarafından doğal gaz kullanımının teşvik edilmesi ve gerekse de tüketicinin bilinçlendirilmesi durumunda, önümüzdeki yakın bir gelecekte depolama gündeme gelecektir.

Rusya Federasyonu'ndan boru hatlarıyla, Cezayir ve Avustralya gibi ülkelere sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) olarak gaz alan, İran, Türkmenistan, Katar gibi doğal gaz zengini ülkelere ve ayrıca Rusya Federasyonu'ndan ikinci bir doğal gaz boru

hattının çekilmesinin devletler arası ilişkilerle gündeme geldiği Türkiye için, yeraltı depolarının oluşturulması aşağıda sıralanan birkaç nedenden dolayı gereklidir :

- 1.Olası ithalattaki kısıtlamalara veya kesintilere karşı stratejik rezervlerin oluşturulması,
- 2.Yılın soğuk dönemlerindeki tüketicinin talep fazlasının karşılanması ve dolayısıyla tüketici ile gaz dağıtıcı arasındaki sorunun en aza indirgenmesi,
- 3.Tüketim ve dağıtım ile ilgili yük faktörlerinin iyi programlanmasıyla boru hattı dağıtımındaki verimin artırılması,
- 4.Boru hatlarına yakın bulunan doğal gaz, petrol ve su rezervuarlarından orjinal rezervlerinin üretilmesinden sonra bile yararlanılması.

5.2 TÜRKİYE'DE DOĞAL GAZ DEPOLAMA OLANAKLARI

1986 yılında eski S.S.C.B ile yapılan anlaşmayla, doğal gaz Türkiye'ye getirilerek; sanayide üretimde, konut ve ticarethanelerde ısıtma amacıyla, santrallerde ise elektrik üretiminde petrol ve kömüre alternatif bir enerji kaynağı olarak kullanılmaya başlanmıştır. Yapılan anlaşmaya göre Rusya Federasyonu'ndan yılda 6×10^9 sm³ gaz alınmaktadır. 1995 yılı için toplam gaz tüketiminin 6.7×10^9 sm³ olduğu ve bunun % 15'inin konut sektöründe tüketildiği bilinmektedir. Gelecekte ısıtma amaçlı gaz talebinin, dış ülkelerden alınan doğal gaz miktarında veya Türkiye'nin gaz üretiminde önemli artışlar olmadıkça, karşılanması olası görünmemektedir. 2000 yılına kadar dış ülkelerden doğal gaz alım miktarı 1995'teki düzeyde tutularak arttırılmazsa ve yerli üretimden elde edilen ek gaz miktarının 1×10^9 sm³/yıl olacağı varsayılırsa, 2000 yılı için doğal gaz sunumu 7.7×10^9 sm³ olacaktır. Bu miktar ise gelecekteki doğal gaz tüketimini karşılayabilecek düzeyde değildir. Konut sektörü gereksiniminin karşılanabilmesi için doğal gaz tüketen güç ve endüstri sektörlerine doğal gaz sunumunda kısıtlamalara gitmek gerekecektir. Yeni güç santrallerinin planlandığı, endüstri sektöründe gaza geçişin hızla sürdüğü gerçeği göz önüne alınırsa bu tür kısıtlamalarında gerçekleşebilir bir çözüm olmadığı anlaşılmaktadır. Konut sektörü gereksiniminin karşılanabilmesi için yeni dış alım bağlantılarının yapılması ve yerli üretimin artırılmasının yanısıra yeraltı gaz depolarının oluşturulması gerekmektedir[2]. Gaz kullanımının yaygınlaştırılmasına paralel olarak kışın artan gaz talebinin depolardan karşılanması amacıyla ülkemizde henüz önemli somut adımlar atılmamıştır. 1989 yılında yapımına başlanılan Marmara Ereğlisi LNG Gazlaştırma Tesisi 1994 yılında işletilmeye başlanmıştır. Rusya Federasyonu'ndan alınan gaza seçenek olması

amacıyla yapılan bu LNG tesisi aynı zamanda gaz depolama amacıyla da kullanılabilir. Ancak, tesisin depolama kapasitesinin sınırlı olması ve doğal gazın sıvılaştırılması, taşınması, gerektiğinde tekrar gazlaştırılması doğal gazın fiyatını artırdığından gelecekteki arz-talep açığının karşılanabilmesi için Türkiye'de en yakın sürede yeraltı gaz depolarının devreye girmesi gerekmektedir. Ayrıca Türkiye'de stratejik gaz rezervinin de oluşturulması yeraltı gaz depolarının varlığına bağlıdır. Uzun süredir bu konuda bazı çalışmalar yürütülmüş olmakla beraber henüz somut bir gelişme olmamıştır.

Türkiye'deki bilinen önemli gaz sahaları genelde Trakya bölgesindedir. Bu bölgedeki doğal gaz sahaları arasında Hamitabat, Kuzey Marmara, Değirmenköy ve Karacaoğlan en önemlileri olarak yer almaktadır. Bu sahalarla ait önemli rezervuar özellikleri Çizelge 5.1'de verilmiştir [18]. Bu gaz rezervuarlarının toplam üretilebilir rezervi $8 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olarak tahmin edilmektedir.

Son yıllarda üretim aşamasına gelmiş olan Kuzey Marmara gaz sahası, özellikle geçirgenliğinin ve dolayısıyla üretilebilirliğinin yüksek olmasından dolayı, Trakya bölgesindeki gaz sahaları arasında doğal gaz depolanması amacına en uygun olan saha olarak görünmektedir. $2.5 - 3.5 \times 10^9 \text{ sm}^3$ üretilebilir rezervi olduğu söylenen bu sahanın mevcut 3 üretim kuyusuyla planlanan duruma göre üretimi $1 \times 10^6 \text{ sm}^3/\text{gün}$ olarak tahmin edilmekle beraber sahanın 2000'li yıllarda depo olarak kullanılması durumunda ek kuyu ve yüzey donanım ve tesisleriyle üretimin daha yüksek olabileceği belirtilmektedir.

Türkiye'deki depolama olanakları araştırıldığında Tuz Gölü güneyinde Sultanhamam civarında T.P.A.O.'nun yaptığı çalışmalar sonunda bulunan tuz domlarının olası bir depolama rezervuarı olarak kullanılması gündemdedir. Tuz domu deposunun maliyeti, gerek depolanacak sahaya boru hattı döşenme gereksiniminden ve depo olarak kullanılacak oyuk açılmasının masraflarının yüksekliğinden ve gerekse de yeraltı deposunun yastık gazı masraflarından dolayı, Trakya'daki gaz sahalarının depo olarak işletilmesi durumuna göre daha yüksek olacaktır.

Çizelge 5.1 T.P.A.O. Trakya Bölgesi Doğal Gaz Sahaları Rezervuar Özellikleri [18].

	HAMİTABAT	UMURCA	KARACAOĞLAN	K. MARMARA	DEĞİRMENKÖY SOĞUCAK	DEĞİRMENKÖY OSMANCIK	KARACALI
Keşif Tarihi	1970	1982	1989	1988	1994	1994	1995
Üretim Başlama Tarihi	1976	1987	1993	1996	1995	1995	1995
Formasyon	Hamıtabat	Osmancık	Ceylan	Soğucak	Soğucak	Osmancık	Osmancık
Litoloji	Kumtaşı	Kumtaşı	Tüf	Kireçtaşı	Kireçtaşı	Kumtaşı	Kumtaşı
Yaş	Eosen	Oligosen	Eosen	Eosen	Eosen	Oligosen	Oligosen
Derinlik, m.	3000	1900	3400	1200	1290	775	1350
Orjinal Rezervuar Basıncı, psia	5115	3000	5450	2100	1845	1250	2175
Rezervuar Sıcaklığı, °F	262	180	278	135-150	150	120	-
Gözeneklilik, %	10	11	9	15	11	21	-
Geçirgenlik, mD.	1	-	2	45-50	7	64	-
Özgül Yoğunluk, Hava=1.00	0.59	0.625	0.616	0.603	-	-	-
Üretilabilir Gaz Miktarı, milyon sm ³	4940	84	305	2500-3500	1200	37	-
Toplam Kuyu Sayısı	32	10	3	4	1	1	1
Çalışan Kuyu Sayısı	23	1	1	-	-	-	-
Terk Kuyu Sayısı	9	6	2	1	-	-	-
Günlük Gaz Üretimi, sm ³ /gün	415000	6500	100000	750000	250000	125000	125000
Kuyu Başına Günlük Gaz Üretimi	41500	6500	100000	250000	250000	125000	125000
Toplam Gaz Üretimi, milyon sm ³	1986	32	6	-	-	-	-
Kalan Üretilabilir Gaz, milyon sm ³	2954	52	299	-	-	-	-

5.2.1 Kuzey Marmara Gaz Sahasının Depo Olarak Modellenmesi

Silivri açıklarında kıyıya 2.5 km. uzaklıkta olan Kuzey Marmara gaz sahası 1988 yılında keşfedilmiştir. Sahaya ait önemli rezervuar özellikleri Çizelge 5.1'de ve sahanın gaz bileşimi Çizelge 5.2'de verilmektedir. Bilindiği gibi, saha T.P.A.O. tarafından bulunmuş ve geliştirilerek üretime hazır duruma getirilmiştir. Sahanın T.P.A.O. tarafından işletilmesi durumunda üretilen gazın T.P.A.O.'nun anlaşma yapacağı endüstri tesislerine boru hatlarıyla ulaştırılması ve tüketilmesi sözkonusudur. Sahanın depo olarak kullanılması durumunda ise, ortalama basıncı 70 bar (1015 psi) olan Malkoçlar - Ankara arasında uzanan BOTAS'ın işlettiği ana boru hattına bağlanması öngörülmüştür. Kuyubaşı basınçlarının 70 bardan düşük olması durumunda kompresör gücünün devreye alınması gerekecektir.

Tükenmiş gaz sahalarının gaz depolanması amacıyla geliştirilmesi için tasarımında yatırımı minimum düzeyde tutarken, kuyu sayısı-temel gaz (veya yastık gaz) miktarı-yüzey donanımları arasındaki ilişkilerin optimumda tutulması arzu edilir ve maksimum gaz depolama kapasitesi saptanır. En uygun işletme stratejisinin belirlenmesi bir optimizasyon problemi olarak incelenir.

Bir sahanın depo olarak işletilmesi durumunda yapılacak yatırımı belirleyen dört önemli değişken: temel gaz miktarı, kuyu sayısı, kompresör gücü ve yüzey donanımlarıdır. Yatırımı minimumda tutmak için bu dört değişkenin optimum tasarımı gereklidir.

Çizelge 5.2 Kuzey Marmara Gaz Sahası Gaz Bileşimi [18].

BİLEŞEN	MOL ORANI, %
N ₂	2.23
CO ₂	0.76
H ₂ S	-
C ₁	92.85
C ₂	2.47
C ₃	0.96
i-C ₄	0.23
n-C ₄	0.29
i-C ₅	0.11
n-C ₅	0.10

Depolama amacıyla seçilen gaz rezervuarının performansının tahmini için uygun bir rezervuar modeli gereklidir. Genelde, sayısal modeller kuyular arasındaki girişi ve rezervuarın karmaşık (veya heterojen) yapısını modellediğinden dolayı daha uygun olmakla beraber, özellikle yeterli rezervuar ve üretim verilerinin olmadığı durumlarda, kullanımındaki basitlik ve kolaylıklarından dolayı materyel dengesine dayanan analitik denklemler ve kuyu üretim testlerinden bulunan dağıtımlılık (deliverability) ilişkilerinden oluşan modeller tercih edilirler. Bu çalışmada yukarıda sözedilen ikinci tür model rezervuar performansını modelleme amacıyla kullanılmıştır.

Yapılan bu çalışmada Kuzey Marmara gaz sahasının depo olarak kullanılması olanaklarını incelemek üzere iki modelleme çalışması yapılmıştır. Her iki modelleme çalışmasında kullanılan varsayımlar aşağıda sıralanmaktadır:

- 1.Kuzey Marmara#3 kuyusunda yapılan testten bulunan dağıtımlılık ilişkisinin (Denklem 5.2) bütün rezervuarda yarıkararlı akış dönemini yansıttığı varsayılmaktadır. Böylece geçirgenlik, gözeneklilik ve kalınlık gibi rezervuar özelliklerinin homojen olarak rezervuarda dağıldığı varsayımı yapılmaktadır.
- 2.Ortalama rezervuar basıncının rezervuar içinde her yerde geçerli olduğu varsayılmaktadır.
- 3.Kuyular için iç çap olarak 3.068 inç, kuyudibi sıcaklığı (veya formasyon sıcaklığı) olarak 150°F ve kuyubaşı sıcaklığı olarak 60°F alınmaktadır.
- 4.Çizelge 5.1'de görüldüğü gibi Kuzey Marmara gaz sahası için üretilebilir gaz miktarı olarak $2.5-3.5 \times 10^9 \text{ sm}^3$ aralığı verilmektedir. Sahanın depo olarak kullanılmasını inceleyen bu modelleme çalışmasında tutucu olmakla beraber güvenilir olmak amacıyla, keşif anındaki yerinde gaz miktarının (GIP) $3 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olduğu varsayılmaktadır. Yine keşif anındaki ortalama basınç olarak 2068 psi alınmaktadır.
- 5.Formasyon için çatlatma basınç gradyeni 0.65 psi/ft alınmaktadır.

5.2.1.1 Birinci Modelleme Çalışması

Birinci modelleme çalışmasında; kuyubaşı akış basıncının 20-80 bar arasında değişmesine bağlı olarak işletilen gaz miktarı ve temel gaz miktarı belirlendikten sonra, bulunan işletilen gaz miktarına bağlı olarak belirli üretim/enjeksiyon sürelerinde gerekli kuyu sayılarının saptanması amaçlanmıştır. Kuzey Marmara sahasında halen 3 üretim kuyusunun varolduğu bilindiğine göre, bu modelleme çalışması sonucunda; sahanın depo olarak kullanılması durumunda işletilen gaz miktarına bağlı olarak gerekli ek

kuyu sayısı tahmin edilecektir. Birinci modelleme çalışmasında izlenen yaklaşım aşağıda sırasıyla verilmektedir.

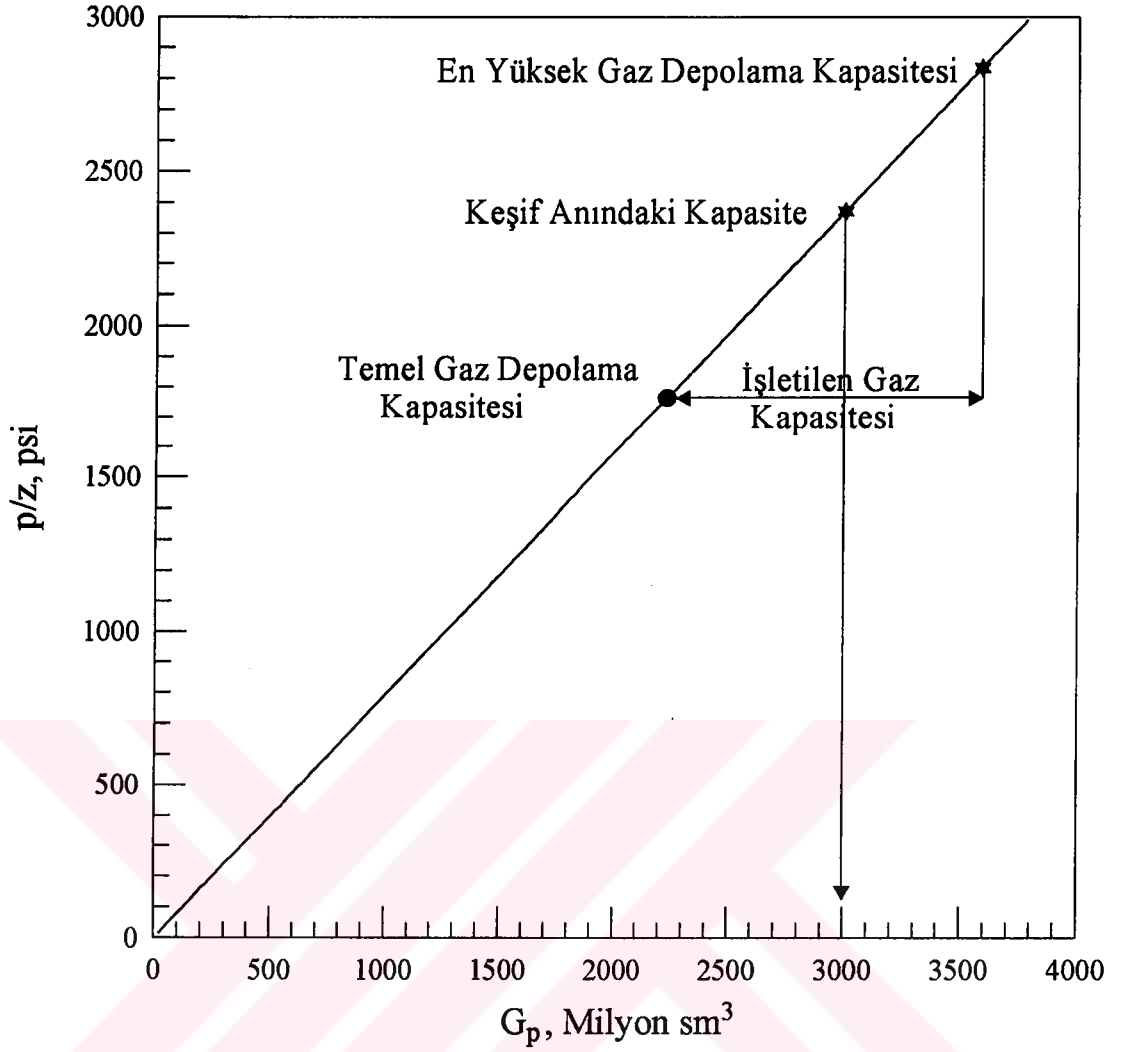
İlk olarak işletilen gaz miktarını (working storage capacity) saptayabilmek için en yüksek ve temel gaz depolama kapasitelerini (top storage and base gas storage capacity) hesaplamak gerekmektedir.

Formasyonun çatlatma gradyanı 0.65 psi/ft alınarak, en yüksek basınç değerindeki sıkıştırılabilirlik faktörü (z) ve $(p/z)_{\text{en yüksek}}$ bulunur. Hacimsel denge denklemi yardımıyla en yüksek gaz depolama kapasitesi aşağıdaki şekilde hesaplanabilir:

$$\text{En Yüksek Depolama Kapasitesi} = \text{GIP} \times \frac{(p/z)_{\text{en yüksek}}}{(p/z)_{\text{keşif}}} \quad (5.1)$$

Yerinde gaz miktarı $3 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olan sahanın en yüksek gaz depolama kapasitesi $3.585 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olarak bulunur. Kuzey Marmara gaz sahasına ait $p/z - G_p$ grafiği Şekil 5.1'de gösterilmektedir. Keşif anındaki p/z değeri $[(p/z)_{\text{keşif}}]$ 2373 psi ve GIP $3 \times 10^9 \text{ sm}^3$ iken rezervuar basıncının çatlatma basıncına ulaştığı 2465 psi basınçta p/z değeri $[(p/z)_{\text{en yüksek}}]$ 2836 psi olarak bulunmuş ve Denklem 5.1'den en yüksek depolama kapasitesi $3.585 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olarak hesaplanmıştır.

Modelleme çalışmasında yüzey basıncının 20-80 bar arasında değişmesi durumunda üretim kuyusunun 0.14, 0.29, 0.43 Milyon $\text{sm}^3/\text{gün}$ (sırasıyla 5, 10 ve 15 MMSCF/gün) debide üretim yapması varsayımına dayanarak temel gaz depolama kapasitesi belirlenmiştir. 20 ve 70 barlık (290-1015 psi) yüzey basınçları için temel gaz depolama kapasiteleri, üretim kuyusu debilerine bağlı olarak Şekil 5.2'de gösterilmektedir.

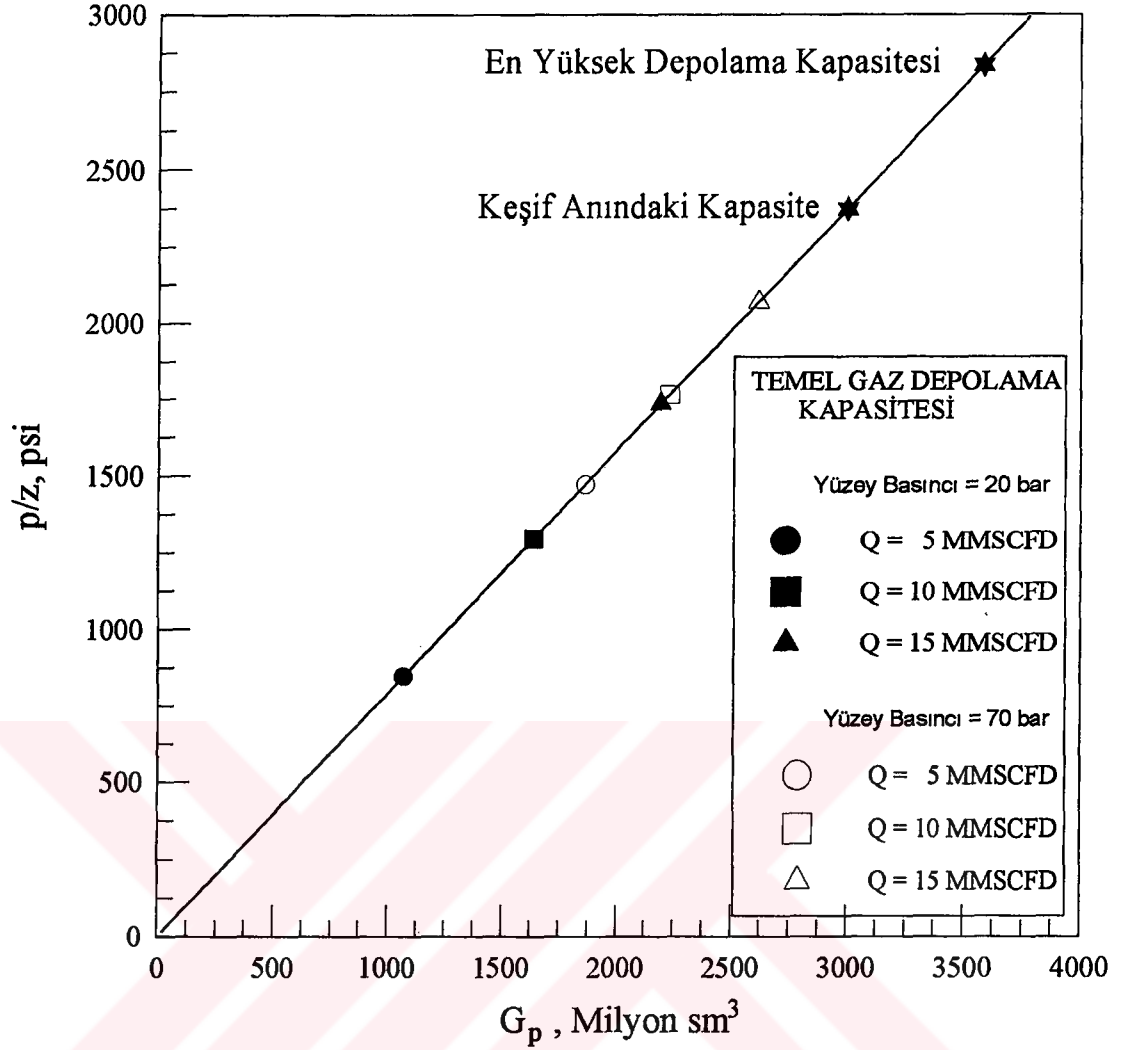


Şekil 5.1 $p_{wh} = 70$ bar (1015 psi) ve $Q = 0.29$ Milyon $sm^3/gün$ (10 MMSCFD) Olması Durumu İçin Kuzey Marmara Gaz Sahası $p/z - G_p$ Grafiği.

Cullender-Smith korelasyonu kullanılarak yüzey basıncı ve üretim debisindeki kuyudibi akış basıncı saptanmıştır[19]. Kuyudibi akış basıncı bulunduktan sonra ortalama rezervuar basıncı saptanır. Bu amaçla:

$$Q = c(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (5.2)$$

dağıtımlılık denklemi kullanılarak Cullender - Smith korelasyonundan elde edilen kuyudibi akış basınçlarına karşılık gelen ortalama rezervuar basıncı bulunmuştur. Dağıtımlılık denklemi ve denklemdaki c ve n katsayıları ile ilgili ayrıntılı bilgi Ek A'da verilmektedir.



Şekil 5.2 $p_{wh} = 20$ ve 70 bar Olması Durumu İçin $p/z - G_p$ Grafiği.

c ve n katsayıları sırasıyla 3.77542×10^{-5} MMSCF/gün/psi²ⁿ ve 0.90428 (Kuzey Marmara #3 kuyusunun verileri) olarak alınmıştır. Buradan elde edilen ortalama rezervuar basıncı temel gaz basıncıdır. Hacimsel denge denklemi yardımıyla temel gaz depolama kapasitesi aşağıdaki ilişkiyle bulunabilir:

$$\text{Temel Gaz Depolama Kapasitesi} = GIP \times \frac{(p/z)_{\text{temel gaz}}}{(p/z)_{\text{keşif}}} \quad (5.3)$$

Örneğin, yüzeyde 70 bar (1015 psi) basınç olması ve 0.29 Milyon sm³/gün-kuyu (10 MMSCF/gün-kuyu) debide üretim yapılması durumunda gerekli olan temel gaz miktarı Şekil 5.1 ve 5.2'de görüldüğü gibi 2.23×10^9 sm³'tür. İşletilen gaz miktarı, en yüksek depolama kapasitesi ile temel gaz depolama kapasitesi arasındaki farktır ve

yine Şekil 5.1'den de anlaşılabileceği gibi $2.23 \times 10^9 \text{ sm}^3$ temel gaz olması durumunda yaklaşık $1.35 \times 10^9 \text{ sm}^3$ 'tür.

İşletilen gazın keyfi olarak seçilmiş olan 100, 500, 1000 ve 2000 gün içinde üretilmesi için gerekli olan kuyu sayısını saptayabilmek için önce günlük saha üretimleri bulunur. Örneğin, yine 70 bar yüzey basıncı olması durumunda 500 gün içinde işletilen gazın üretilmesi için günlük saha üretimi $2.7 \times 10^6 \text{ sm}^3/\text{gün}$ (105.65 MMSCF/gün) olmalıdır. Bir başka deyişle, Kuzey Marmara sahasına işletilen gaz miktarı kadar gazın 500 günlük enjeksiyon sonunda depolanarak doldurulması veya 500 günlük üretim sonunda depodan işletilen gaz miktarı kadar gazın üretilmesi için sahanın günlük enjeksiyon debisi veya günlük üretim debisi $2.7 \times 10^6 \text{ sm}^3/\text{gün}$ olmalıdır.

Üretim döneminin sonuna doğru depodaki gaz miktarı ve rezervuar basıncı azaldığı için günlük talebin karşılanabilmesi üretim dönemi başlangıcına göre daha zor olmaktadır. Bu nedenle, modelleme çalışmasında bir yaklaşım olarak işletilen gazın % 75'inin üretilmesi durumunda maksimum saha üretimini sağlayacak kuyu debileri ve kuyu sayıları belirlenmiştir. Üretimin ilk dönemlerinde rezervuarda yeterli basınç olduğu için yüksek debilerde üretim yapılabilir ve dolayısıyla kuyuların tamamı etkin olarak kullanılmadan günlük talep karşılanabilir. Ancak üretim döneminin sonuna doğru rezervuardaki basınç düşer. Günlük talebin karşılanabilmesi için gerekli olan kuyu sayıları ve kuyu debileri belirlenirken üretimin son dönemlerindeki rezervuar basıncı etkili olacaktır.

Modellemede işletilen gazın % 75'i üretildikten sonra depoda kalan gazın ortalama basıncı belirlenmekte, söz konusu ortalama rezervuar basıncında kuyudibi akış basıncı-akış debisi ilişkisi dağıtımlılık denklemi yardımıyla bulunmaktadır. Daha sonra, bulunan debi değerlerine karşılık gelen kuyubaşı basınçları hesaplanmaktadır. Yüzeyde istenilen koşulları sağlayan en yüksek debi bulunduktan sonra işletilen gaz miktarı debiye bölünerek gerekli kuyu sayısı belirlenmektedir.

Bu çalışmadan elde edilen sonuçlar da Çizelge 5.3'de verilmektedir. Çizelge 5.3'de görüldüğü gibi yüzey basıncının minimum 70 barda (1015 psi) tutulması ve temel gaz miktarının $2.23 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olması durumunda $1.354 \times 10^9 \text{ sm}^3$ 'lük işletilen gaz miktarının yılın sıcak 100 günlük döneminde depoya enjekte edilmesi ve yılın soğuk 100 günlük döneminde depodan üretilmesi için sahada 33 kuyunun varolması gerektiği anlaşılmaktadır. Yüzey basıncının minimum 20 barda (290 psi) tutulması (gerekli kompresör gücünün yatırım maliyetini daha çok etkilediği durumda) ve temel

Çizelge 5.3 Temel ve İşletilen Gaz Miktarları ile Üretim/Enjeksiyon Sürelerine Bağlı Olarak Gerekli Kuyu Sayıları.

Yüzey Basıncı (bar)	Temel Gaz Miktarı (10^6 sm^3)	İşletilen Gaz Miktarı (10^6 sm^3)	Kuyu Üretim Debisi ($10^6 \text{ sm}^3/\text{gün}$)	İşletilen Gazın Üretim veya Enjeksiyon Süresi (gün)			
				100	500	1000	2000
Kuyu Sayısı	Kuyu Sayısı	Kuyu Sayısı	Kuyu Sayısı				
20	1071.0	2514.6	0.309	80	16	8	4
	1638.0	1947.6	0.442	44	9	4	2
	2192.0	1393.6	0.572	24	5	2	1
30	1177.0	2408.6	0.309	77	15	8	4
	1698.6	1887.0	0.425	44	9	4	2
	2211.9	1373.7	0.558	24	5	2	1
35	1243.0	2342.6	0.312	75	15	8	4
	1743.2	1842.4	0.429	43	9	4	2
	2238.3	1347.4	0.550	24	5	2	1
40	1316.2	2269.4	0.312	72	14	7	4
	1795.6	1790.0	0.422	42	8	4	2
	2273.3	1312.3	0.538	24	5	2	1
50	1480.5	2105.1	0.303	69	14	7	3
	1920.3	1665.3	0.419	39	8	4	2
	2365.2	1220.4	0.529	23	5	2	1
60	1663.9	1921.7	0.303	63	13	6	3
	2067.1	1518.5	0.408	37	7	4	2
	2481.2	1104.4	0.524	21	4	2	1
70	1862.1	1723.5	0.297	57	11	6	3
	2231.6	1354.0	0.402	33	7	3	2
	2616.5	969.1	0.515	19	4	2	1
80	2071.4	1514.2	0.288	52	10	5	3
	2410.4	1175.2	0.394	30	6	3	1
	2767.6	818.0	0.493	16	3	2	1

gaz miktarının $1.638 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olması durumunda işletilen gaz miktarı artarak $1.9476 \times 10^9 \text{ sm}^3$ 'e ulaşırken, gerekli kuyu sayısı da artarak 44 olmaktadır.

Çizelge 5.3 hazırlanırken dağıtımlılık denklemindeki c katsayısının basınç ile değişimi ve kuyuların birbirleriyle etkileşimleri ihmal edilmiştir. Daha güvenli sonuçlar elde etmek için basıncın ve kuyu sayılarının c katsayısı üzerindeki etkileri de gözönüne alınmalıdır. Bu konuda ayrıntılı açıklama ve bilgiler Ek A'da verilmektedir. c katsayısının basınç ile değişimi Denklem 5.4 ve kuyu sayısı (veya üretim alanı yarıçapı) ile değişimi ise Denklem 5.5 ile verilebilir [20].

$$\frac{c_1}{c_2} = \left[\frac{(\mu z)_2}{(\mu z)_1} \right]^n \left[\frac{(\mu)_1}{(\mu)_2} \right]^{1-n} \quad (5.4)$$

$$\frac{c_1}{c_2} = \frac{[\ln(r_{e2}/r_w) - 0.75 + s]^{2n-1}}{[\ln(r_{e1}/r_w) - 0.75 + s]^{2n-1}} \quad (5.5)$$

Burada,

c_1, c_2	: Dağıtımlılık denklemindeki c katsayısı, MMSCF/gün/psi ²ⁿ
n	: Dağıtımlılık denklemindeki n katsayısı,
μ	: Akmaçlık, cp
z	: Sıkıştırılabilirlik katsayısı (Gaz sapma faktörü)
r_e	: Rezervuar veya üretim alanı yarıçapı, ft.
r_w	: Kuyu yarıçapı, ft.
s	: Zar faktörü.

Modelleme çalışmasında akmaçlık değeri için Lee-Gonzalez-Eakin korelasyonu ve gaz sapma faktörü için ise Dranchuk-Purvis-Rabinson korelasyonu kullanılmıştır [21-22].

Ek A'daki Denklem A.9'dan yararlanılarak Denklem 5.4 ve 5.5 geliştirilebilir. Çizelge 5.4 rezervuar ortalama basıncının ve kuyu sayısının c katsayısına olan etkileri göz önüne alınarak modelde bulunan sonuçları vermektedir. Çizelge 5.3 ve 5.4 incelendiğinde aşağıda sıralanan gözlemler yapılabilir:

1. İşletilen gazın üretim veya enjeksiyon süresi arttıkça gerekli kuyu sayısı azalmaktadır ki bu beklenen bir sonuçtur.

Çizelge 5.4 Basınç ve Kuyu Sayısının c Katsayısı Üzerindeki Etkisi İncelenerek Bulunan Temel ve İşletilen Gaz Miktarları ile Üretim/Enjeksiyon Sürelerine Bağlı Olarak Gerekli Kuyu Sayıları.

Yüzey Basıncı (bar)	İşletilen Gazın Üretim veya Enjeksiyon Süresi							
	100				500			
	Temel Gaz Miktarı (10^6 sm^3)	İşletilen Gaz Miktarı (10^6 sm^3)	Kuyu Üretim Debisi ($10^6 \text{ sm}^3/\text{gün}$)	Kuyu Sayısı	Temel Gaz Miktarı (10^6 sm^3)	İşletilen Gaz Miktarı (10^6 sm^3)	Kuyu Üretim Debisi ($10^6 \text{ sm}^3/\text{gün}$)	Kuyu Sayısı
	1069.3	2516.4	0.329	77	1110.0	2475.6	0.309	16
20	1657.7	1927.9	0.445	43	1718.5	1867.1	0.424	9
	2243.5	1342.1	0.563	24	2316.6	1269.0	0.533	5
	1243.2	2342.4	0.325	72	1279.2	2306.4	0.307	15
35	1762.9	1822.7	0.431	42	1820.8	1764.8	0.411	9
	2288.2	1297.4	0.538	24	2359.9	1225.7	0.510	5
	1866.6	1719.1	0.311	55	1892.4	1693.3	0.291	12
70	2255.0	1330.6	0.403	33	2301.8	1283.8	0.381	7
	2670.1	915.5	0.491	19	2732.0	853.6	0.467	4

Çizelge 5.4' ün Devamı.

İşletilen Gazın Üretim veya Enjeksiyon Stresi								
Yüzey Basıncı (bar)	1000				2000			
	Temel Gaz Miktarı (10^6 sm^3)	İşletilen Gaz Miktarı (10^6 sm^3)	Kuyu Üretim Debisi ($10^6 \text{ sm}^3/\text{gün}$)	Kuyu Sayısı	Temel Gaz Miktarı (10^6 sm^3)	İşletilen Gaz Miktarı (10^6 sm^3)	Kuyu Üretim Debisi ($10^6 \text{ sm}^3/\text{gün}$)	Kuyu Sayısı
	1127.1	2458.5	0.302	8	1143.9	2441.7	0.296	4
20	1744.0	1841.6	0.414	5	1769.1	1816.5	0.406	2
	2347.2	1238.4	0.522	2	2377.5	1208.1	0.511	2
	1294.4	2291.2	0.300	8	1309.4	2276.2	0.292	4
35	1845.1	1740.5	0.402	4	1869.0	1716.6	0.392	2
	2390.1	1195.5	0.499	2	2419.8	1165.8	0.489	1
	1903.3	1682.3	0.285	6	1914.2	1671.4	0.279	3
70	2321.6	1264.0	0.373	4	2341.1	1244.5	0.366	2
	2758.1	827.5	0.457	2	2783.9	801.7	0.450	1

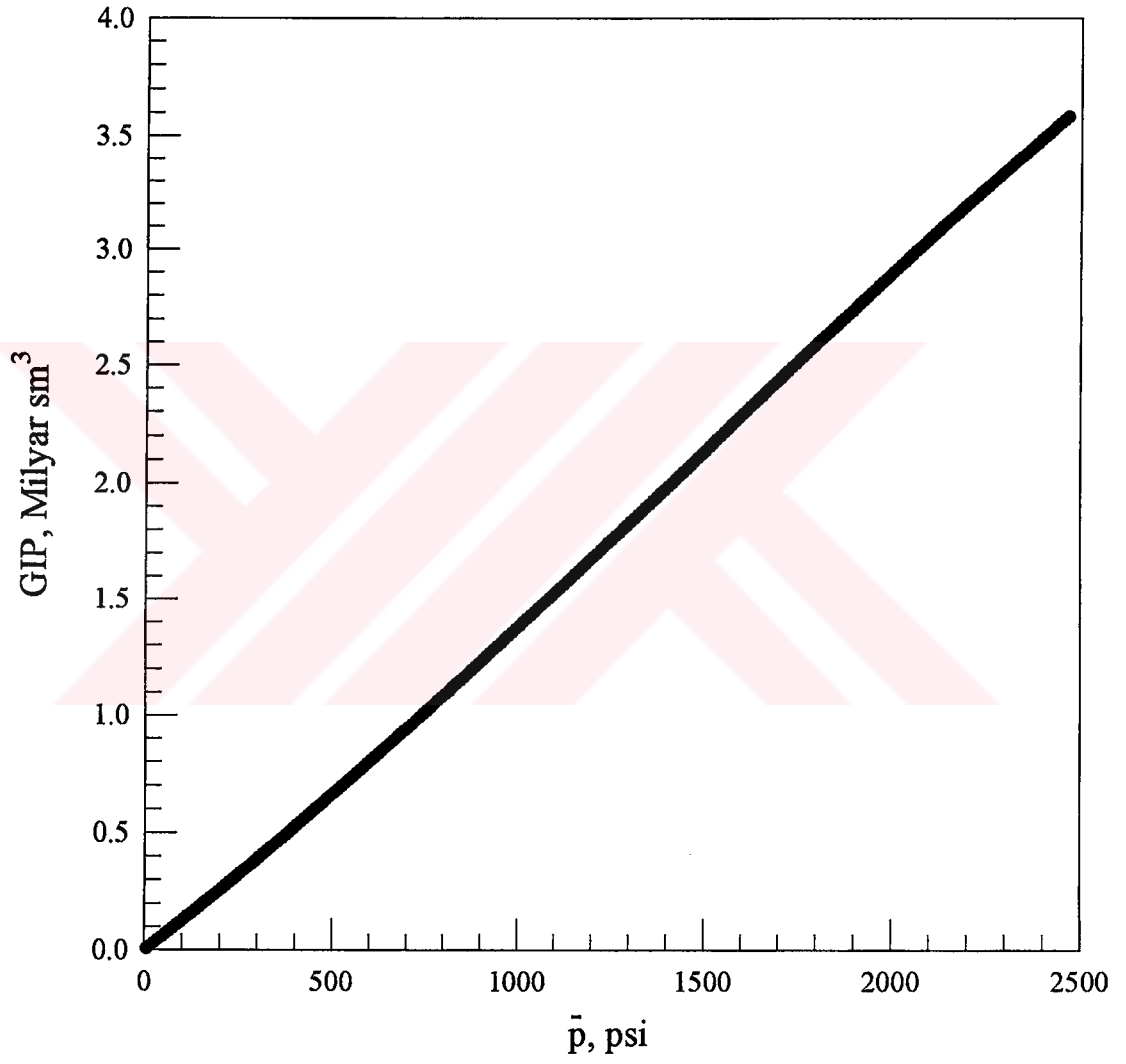
2. Yüzey basıncı düşük tutulduğunda temel gaz miktarı azalmakta, işletilen gaz miktarı artmakta ve buna bağlı olarak da gerekli kuyu sayısı artmaktadır.
3. Çizelge 5.3 ve 5.4'teki sonuçlar arasında önemli farklılıklar olmasa da daha doğru sonuçlar elde edilmesi amacıyla basıncın ve kuyu sayısının etkisi ihmal edilmemelidir.

5.2.1.2 İkinci Modelleme Çalışması

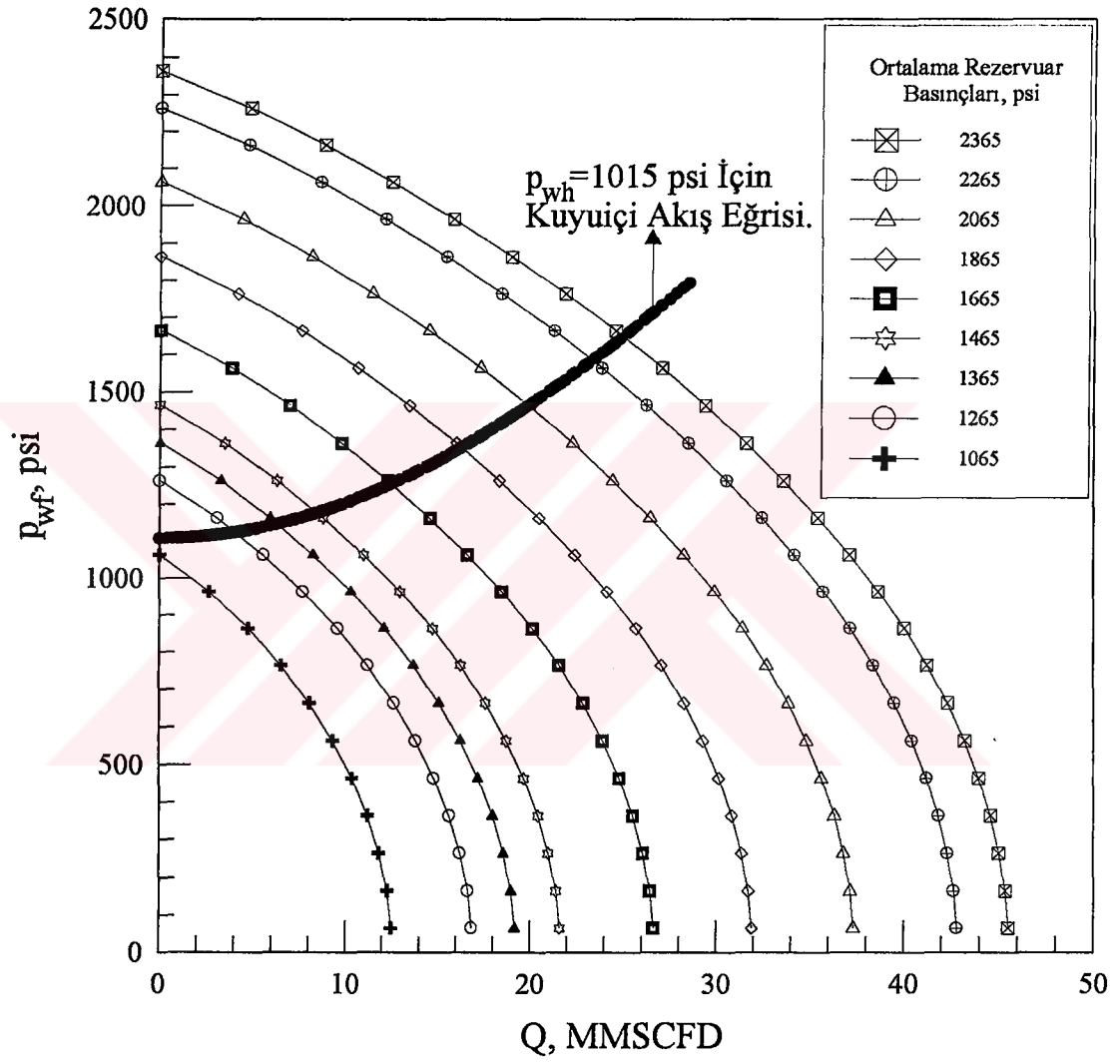
İkinci modelleme çalışmasında ise rezervuar özellikleri, kuyu sayısı, üretim/enjeksiyon sırasındaki basınç sınırları ve üretim/enjeksiyon süreleri sabit olarak alınmakta ve bu tür bir işletme durumunda temel gaz gereksinimi ve maksimum işletilen gaz miktarı belirlenmektedir. Modelde izlenen yaklaşım Ek B'de ve kullanılan bilgisayar programlarının akış şemaları Ek C'de verilmektedir. Seçilen basınç sınırları olarak, üretim sırasında minimum kuyubaşı basıncı ve enjeksiyon sırasında ise maksimum kuyudibi basıncı alınmaktadır. İşletilen gaz miktarı üretim/enjeksiyon sürelerine bölünerek üretim/enjeksiyon günlük debileri bulunmakta, oluşan kuyudibi ve kuyubaşı basınç değişimi hesaplanabilmektedir. Kuyubaşı basıncının 70 bar (1015 psi) olduğunu varsayarak, sahada 50 kuyunun bulunması ve sahadan yıl boyunca 4 ay sabit debide üretim ve 4 ay sabit debide enjeksiyon yapılması durumunda işletilen gaz kapasitesinin ne olacağı ve kuyudibi ve kuyubaşı akış basınçlarının yıl boyunca değişiminin nasıl olacağı incelenmiştir.

İlk ortalama rezervuar basıncının 2068 psi ve bu basınca karşılık gelen yerinde gaz miktarının ise 3×10^9 sm³ (105 MMMSCF) olduğu bilinmektedir. Buradan hareketle hacimsel denge denklemi yardımıyla ortalama rezervuar basıncının bir fonksiyonu olarak yerindeki gaz miktarları hesaplanarak Şekil 5.3 oluşturulur.

Üretim döneminde kuyu içindeki ve rezervuardaki akışı modelleyebilmek için ilk ortalama rezervuar basıncını çatlatma basıncı olarak alarak, kuyudibi akış basıncı ile debi arasındaki ilişki (Akış Performans İlişkisi 'Inflow Performance Relationship') dağıtımlılık denklemi ile geliştirilmiştir. Seçilmiş değerler olan 2365, 2265, 2065, 1865, 1665, 1465, 1365, 1265 ve 1065 psi ortalama rezervuar basınçlarının olması durumundaki sonuçlar Şekil 5.4'de gösterilmektedir. Kuyubaşı akış basıncının 1015 psi (70 bar) olması durumu için geçerli kuyuiçi akış eğrisi ise Şekil 5.4' de ayrıca verilmektedir.



Şekil 5.3 $\bar{p}$ - GIP Grafiği.



Şekil 5.4 $p_{wh} = 70$ bar (1015 psi) ve $D = 3.068$ in. Üretim Dizisi İçin Debi - Kuyudibi Akış Basıncı Grafiği.

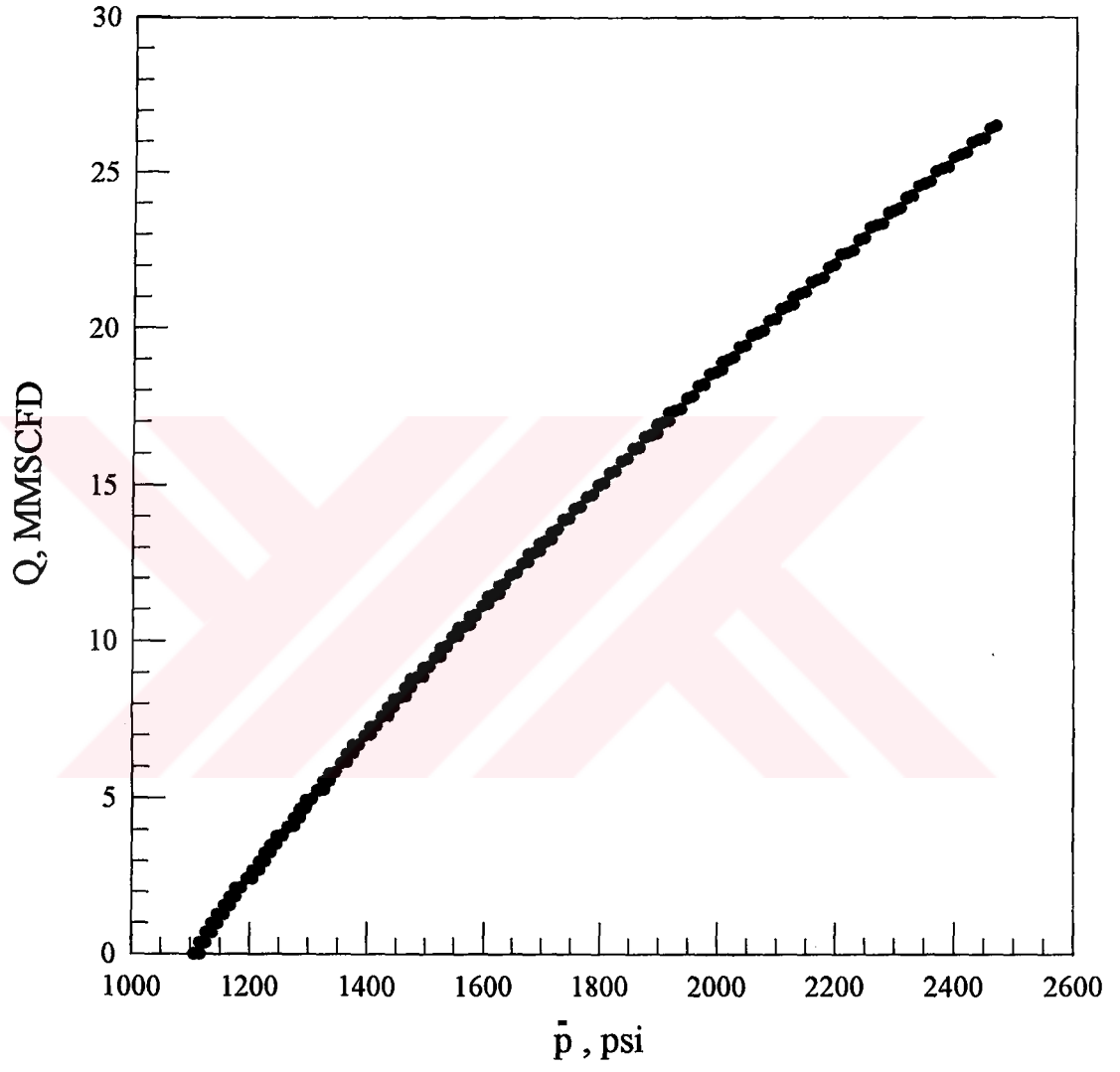
Şekil 5.4'den hareket ederek Şekil 5.5'deki üretim performans eğrisi oluşturulur. Eğri üzerindeki her bir basınç temel gaz basıncına karşılık olup, üretim dönemi süresince sabit debide üretim yapabilmek için üretim döneminin başlangıcında gerekli olan rezervuar basıncı bulunarak Şekil 5.7'deki 1 numaralı eğri oluşturulur [23].

Enjeksiyon döneminde ise çatlatma basıncına eşit sabit bir kuyudibi akış basıncında enjeksiyon yapıldığı varsayılarak; Şekil 5.6'daki enjeksiyon performans eğrisi oluşturulur. Eğri üzerindeki her bir basınç en yüksek gaz basıncını göstermekte olup, enjeksiyon dönemi süresince sabit debide enjeksiyon yapabilmek için enjeksiyon döneminin başlangıcında gerekli olan rezervuar basıncı bulunarak Şekil 5.7'deki 2 numaralı eğri elde edilir. Şekil 5.7'deki 1 ve 2 numaralı eğrilerin kesişme noktalarından temel gaz ve en yüksek gaz basınçları sırasıyla 1440 ve 2303 psi olarak bulunur. Şekil 5.8'de gösterildiği gibi bu basınçlara karşılık gelen temel gaz ve en yüksek gaz miktarları sırasıyla $2.05 \times 10^9 \text{ sm}^3$ ve $3.35 \times 10^9 \text{ sm}^3$ ve bunlara bağlı olarak da işletilen gaz miktarı ise $1.3 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olarak bulunmuştur.

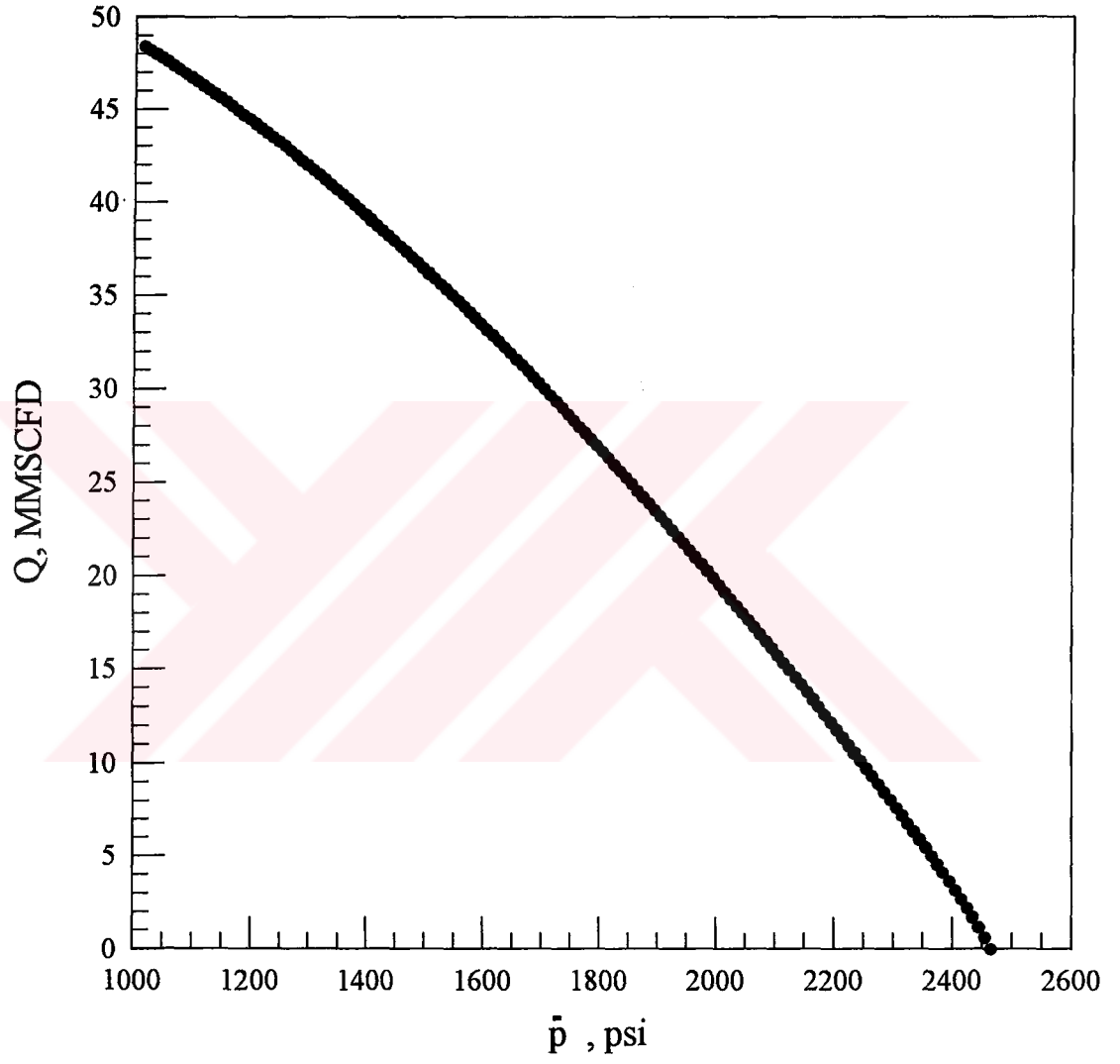
Üretim ve enjeksiyon programının Şekil 5.9'da gösterildiği gibi olması durumunda (yıl boyunca 120 gün üretim yapılması ve yine 120 gün enjeksiyon yapılması ve üretim ve enjeksiyon dönemleri arasındaki 60 gün içinde kuyuda hiçbir işlem (üretim veya enjeksiyon) yapılmaması durumunda) işletilen gazın belirlenen bu süreler içinde depodan üretilmesi veya enjekte edilebilmesi için gerekli olan kuyu debisi 7.65 MMSCF/gün ($0.216 \text{ Milyon sm}^3$) olarak bulunmuştur.

Kuyubaşı ve kuyudibi akış basınçlarının üretim ve enjeksiyon dönemleri boyunca değişimi Şekil 5.10'da görüldüğü gibi elde edilmiştir. Bu zamana karşı basınç grafiğinde maksimum kuyudibi akış basıncı çatlatma basıncı 2465 psi ve minimum yüzey basıncı ise 1015 psi (70 bar)' dır.

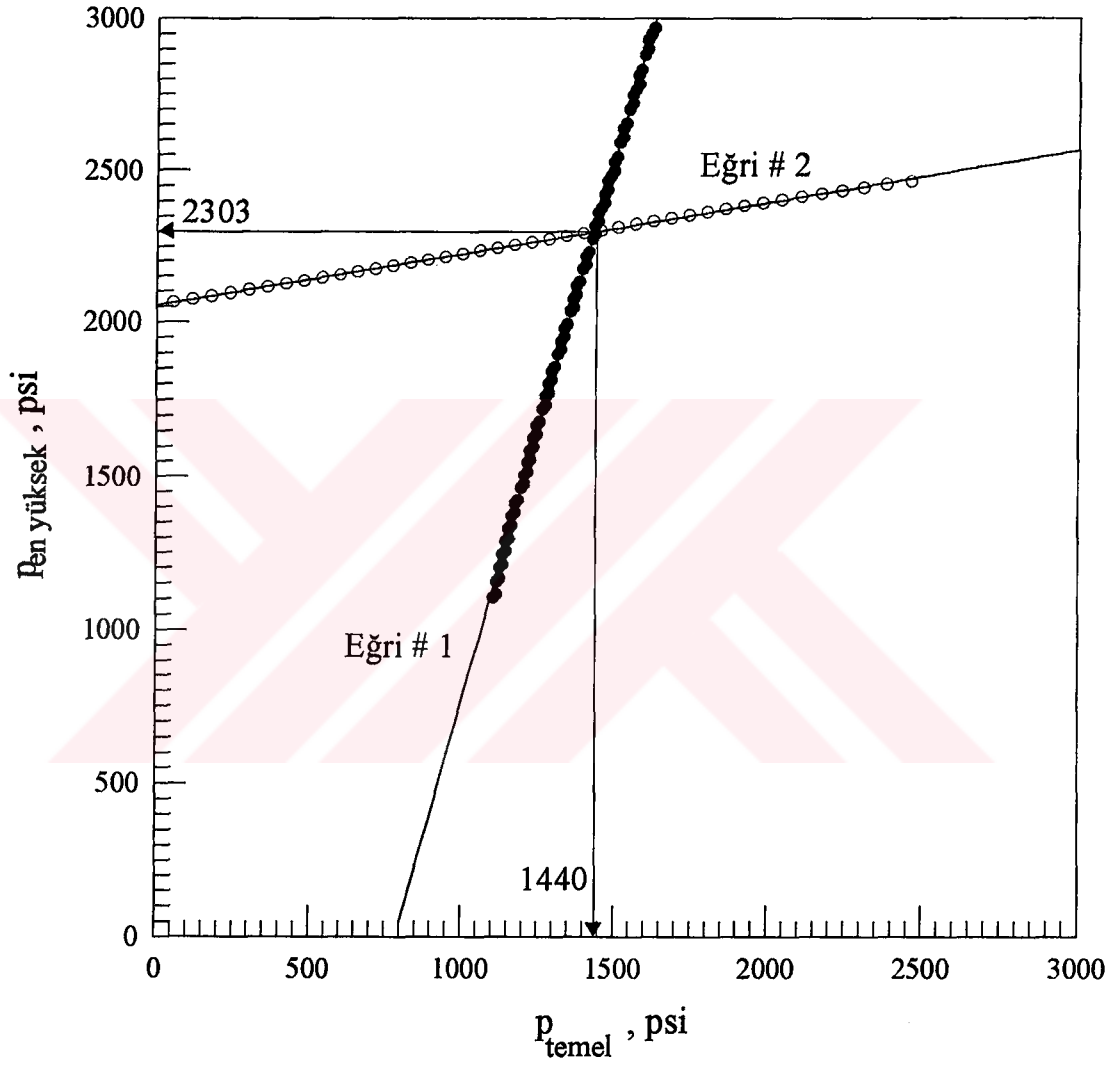
Üretim dönemi süresince kuyudibi ve kuyubaşı akış basınçları düşmekte, üretim ve enjeksiyon dönemi arasındaki 60 günlük dönemde kuyu akışa kapatılmakta ve enjeksiyon dönemi boyunca kuyudibi ve kuyubaşı akış basınçları artmaktadır ki bu da beklenen bir durumdur.



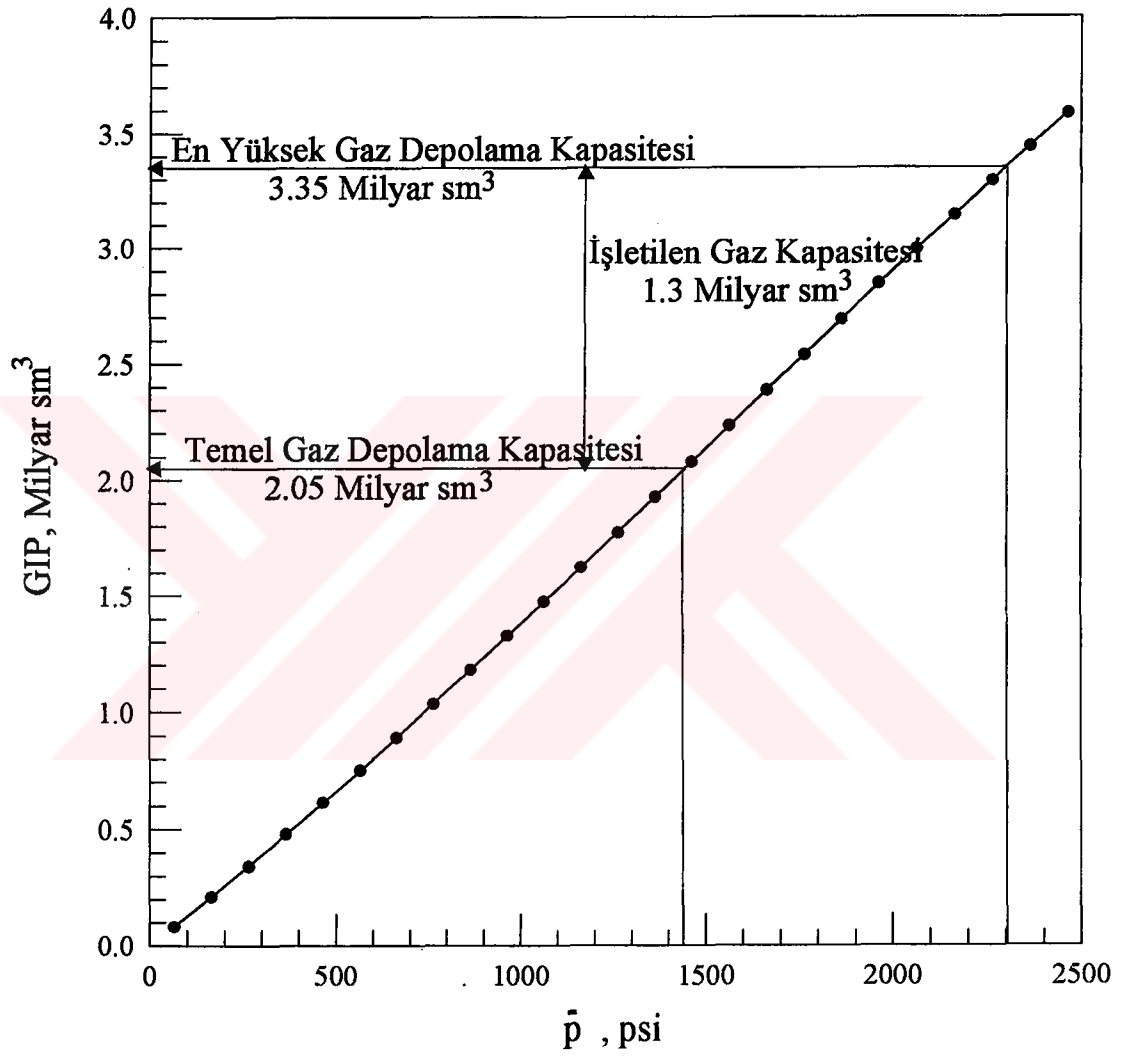
Şekil 5.5 Üretim Kuyusu Performans Eğrisi.



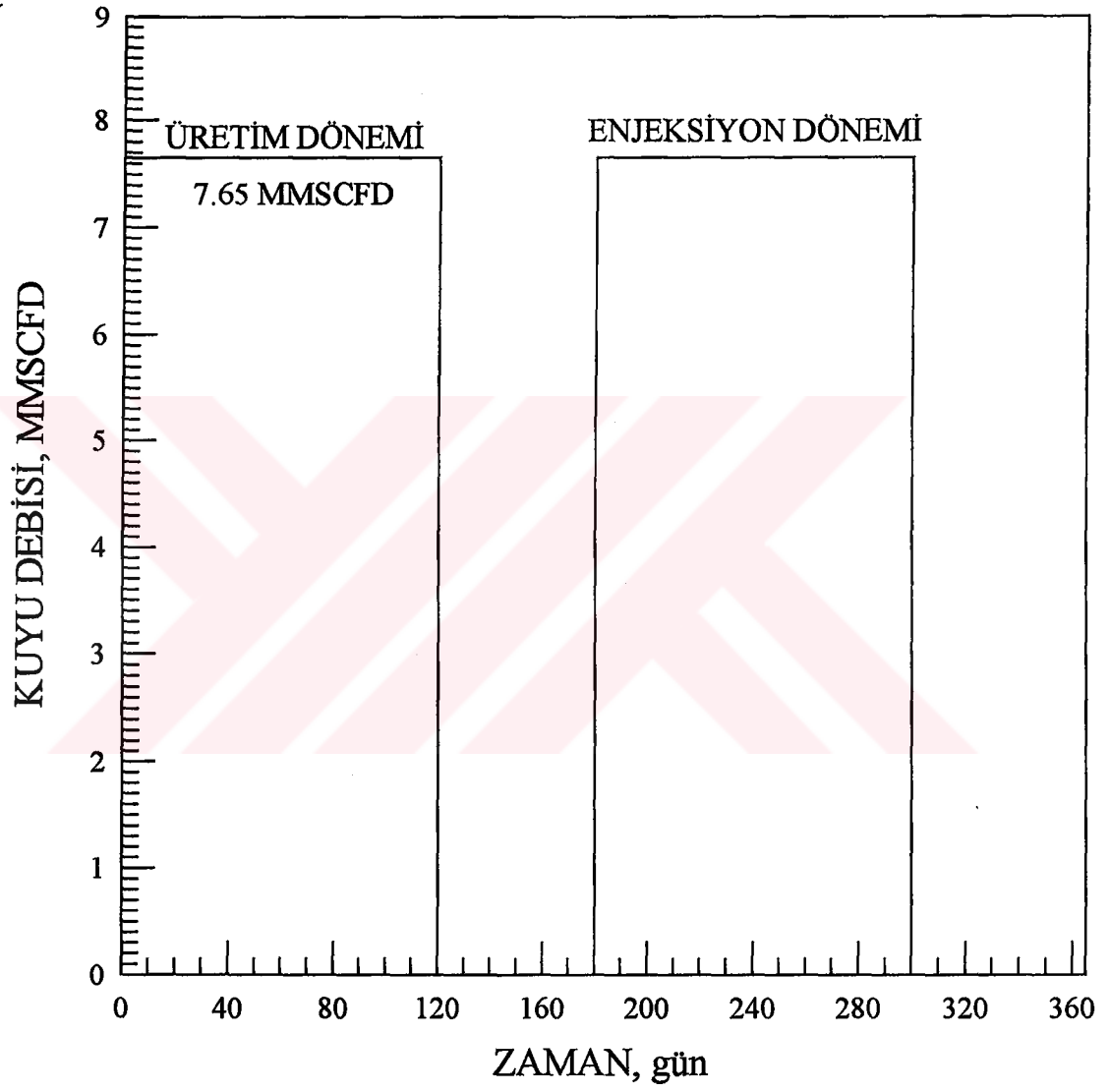
Şekil 5.6 Enjeksiyon Kuyusu Performans Eğrisi.



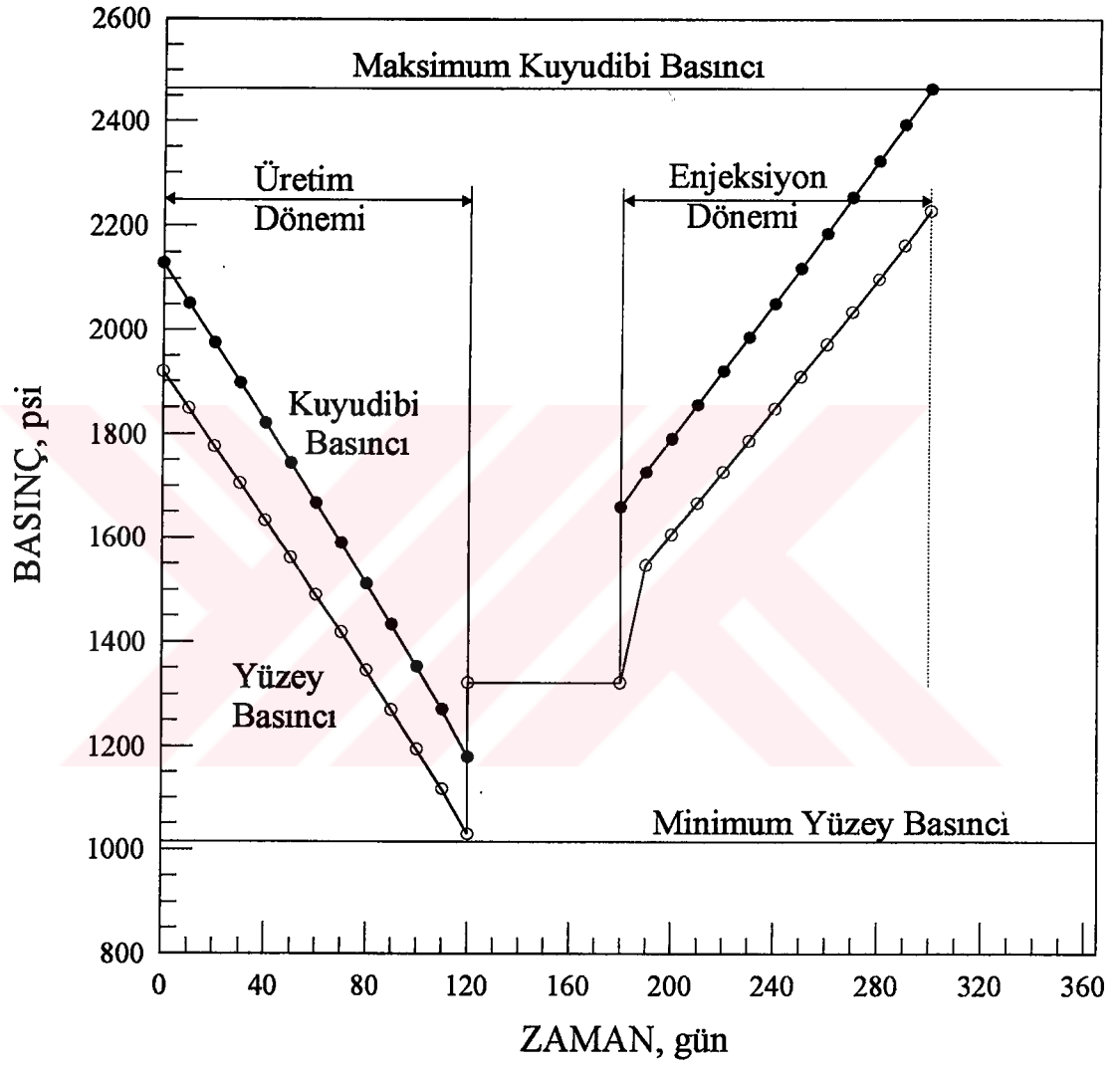
Şekil 5.7 En Yüksek ve Temel Gaz Basınçlarının Bulunması.



Şekil 5.8 Sahanın İşletme Sınırları.



Şekil 5.9 Üretim ve Enjeksiyon Programı.



Şekil 5.10 Üretim ve Enjeksiyon Dönemindeki Kuyubaşı ve Kuyudibi Basınçlarının Zamana Karşı Grafiği.

BÖLÜM 6

SONUÇLAR VE ÖNERİLER

- Doğal gaz dağıtımında arz-talep dengesinin dağıtımın verimli olması amacıyla, iyi kurulmuş olması gerekir. Özellikle konut-ısıtma ve ticari-ısıtma gruplarının yılın soğuk dönemindeki yüksek taleplerin karşılanabilmesi diğer tüketici gruplara verilen gazda kısıntıya gidilmesi veya çok daha kalıcı, çağdaş ve ekonomik olarak talep fazlasının depolanmış gazdan karşılanması ile mümkündür.
- BOTAŞ'ın gaz dağıtım kuruluşlarına soğuk dönemlerdeki yüksek talepleri karşılayacak şekilde gaz verebilmesi için ise BOTAŞ'ın endüstri sektörüne veya güç sektörüne verdiği gazda önemli oranda kısıtlamalara gitmesi gerekir[13]. Bu yaklaşım ise kalıcı ve ekonomik değildir. Mevcut olanaklara göre BOTAŞ'ın talebi karşılayabilmek amacıyla Marmara Ereğlisi'ndeki LNG terminalini depo olarak kullanılması seçeneği akla gelebilirse de söz konusu terminalden çekilebilecek gazın sınırlı hacimde olması ve LNG terminalindeki gazın yakınında yapılmakta olan çevrim santralında kullanımının planlanıyor olması bu seçeneği zayıflatmaktadır. Kaldı ki, soğuk dönemlerdeki talep fazlalığı sadece İstanbul'dan değil, Ankara, Bursa, İzmit ve yakında Eskişehir ve Adapazarı'ndaki gaz dağıtıcılarından da gelecektir. Bu durum çözümü daha da zorlaştırmaktadır.
- Bölüm 3'te sunulan çalışmanın sonuçları, kullanılan varsayımların geçerliliğine bağlı olarak niceliksel olarak tam gerçekleşmese bile niteliksel veya oransal olarak, doğal gaz dağıtımında yeraltı gaz depolarının önemini vurgulamaktadır. Pazar gereksinimi ve depolama programına bağlı olarak yeraltı gaz depolama olanaklarının ülkemizde gerçekleştirilmesi gerekmektedir.
- Doğal gaz arzının 2010 yılında yaklaşık $30-50 \times 10^9 \text{ sm}^3$ arasında olacağı tahmin edilmektedir. Konut sektörünün toplam tüketim içindeki payının ise % 15 olarak sabit kalacağı varsayılırsa, konut sektörünün doğal gaz arzı yaklaşık

$4.5-7.5 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olacaktır. Oysa 2010 yılında sadece Malkoçlar-Ankara doğal gaz boru hattı üzerindeki yerleşim alanlarındaki konutların % 100'ünün doğal gaz tüketimi yapması durumunda bile doğal gaz tüketiminin $10.67 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca 2010 yılında Malkoçlar-Ankara hattının yanısıra şu anda yapılmakta olan veya yapılması planlanan doğal gaz boru hatlarının geçtiği bölgelerdeki yerleşim alanlarındaki konutların % 100'ünün gaz kullanması durumunda konut sektörünün doğal gaz tüketimi $14.41 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca İran'dan gelecek olan boru hattının geçtiği bölgeler ile sanayileşmenin ve kirlenmenin olduğu bölgelerdeki konutların % 100'ünün doğal gaz kullanması durumundaki toplam tüketimin ise $16.42 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olacağı tahmin edilmektedir ki bu miktarların $4.5-7.5 \times 10^9 \text{ sm}^3$ lük doğal gaz arzı ile karşılanması mümkün gözükmemektedir.

- Ülkemizde konut ısıtmacılık sektörünün doğal gaz talebi hızla artmaktadır. Tüketimle birlikte depolama kapasitesinin de birlikte düşünülmesi ve planlanması zorunludur. Depolama kapasitesine kesin çözüm olan ve ayrıca doğal gaz stratejik rezervine olanak sağlayacak yeraltı gaz depolarının oluşturulması çalışmalarına hız verilmelidir.
- Bir doğal gaz sahasının yeraltı gaz deposu olarak kullanılması durumunda, rezervuar ve akışkan özelliklerinin yanısıra:
 - Üretim veya enjeksiyon debisi,
 - İşletilen gaz hacmi,
 - İşletilen gazın enjeksiyon veya üretim süresi,
 - Kuyu sayısı

önemli parametrelerdir.

- Yeraltı gaz depolaması tasarımı, yukarda sıralanan parametrelere bağlı bir optimizasyon problemidir.
- Bu çalışmada sunulan basit ve kullanımı kolay yaklaşımla, Kuzey Marmara gaz sahası gibi gaz sahalarının gaz depolama amacıyla tasarımı ve işletilmesi modellenebilir. Kuyu sayısı ve üretim/enjeksiyon verilerine bağlı olarak işletilen gaz miktarı ve üretim/enjeksiyon debisi ilişkileri bulunabilir.
- Giderek artan doğal gaz talebini karşılayabilmek için yakın bir gelecekte yeraltı gaz depolarının oluşturulması kaçınılmazdır. Bu nedenle yapılan bu çalışmada

Trakya'daki gaz sahaları arasında depolamaya en uygun görünen Kuzey Marmara gaz sahası incelenmiştir.

- Yapılan bu modelleme çalışması sonucunda yüzey basıncının 70 bar (1015 psi) ve işletilen gaz kapasitesinin $1.3 \times 10^9 \text{ sm}^3$ olması durumunda bu kapasitenin 100 günde üretilmesi veya enjekte edilebilmesi için yaklaşık 33 kuyu, 500 günde üretilmesi veya enjekte edilebilmesi için yaklaşık 7 kuyu, 1000 günde üretilmesi veya enjekte edilebilmesi için yaklaşık 4 kuyu ve 2000 günde üretilmesi veya enjekte edilebilmesi için ise yaklaşık 2 kuyu gerekmektedir. Bu sonuçlardan da anlaşılabileceği gibi Kuzey Marmara gaz sahasında açılmış olan 3 kuyu ile depolama yapılması mümkün değildir, ek kuyuların açılması gerekmektedir. 1000 ve 2000 gün içinde üretim veya enjeksiyon yapılması durumunda şu andaki kuyularla depolama yapılması mümkün gözükmeyle birlikte bu süreler içinde üretim veya enjeksiyon yapılması doğal gaz tüketiminde oluşacak açıkların karşılanması için çok uzun bir süredir.
- Modelleme çalışması yapılırken veri eksikliğinden dolayı zorunlu olarak bazı varsayımlar yapılmıştır. Burada verilen sonuçlar basit bir modelleme çalışması sonuçları olarak algılanmalıdır. Güvenilir sonuçlara ulaşabilmek için, doğru verilerin kullanıldığı, ilgili kurumların da birlikte görev alacağı daha titiz bir çalışmanın yapılması uygun olacaktır.
- Trakya'daki diğer sahaların da depo olarak kullanılması olanaklarının araştırılması için gerekli modelleme çalışmaları devam etmektedir.

KAYNAKLAR

- [1] SATMAN, A., Doğal Gaz Mühendisliği, İ.T.Ü. Yayınları, İstanbul, Şubat 1986.
- [2] SATMAN, A., KARAALİOĞLU, H., KIZILÖREN, H., Türkiye' de Yeraltı Gaz Depolaması Olanakları, Türkiye 11. Petrol Kongresi ve Sergisi Bildiriler Kitabı, s. 289-299, Ankara, Nisan 1996.
- [3] SATMAN, A., KIZILÖREN, H., Türkiye' de Yeraltı Gaz Depolaması Gereksinimi ve Olanakları, Doğal Gaz Dergisi, sayı 40, s. 110-118, Eylül/Ekim 1995.
- [4] BP Statistical Review of World Energy 1996, Group Media and Publications - The British Petroleum Company.
- [5] HAFIZ, A.Y., GÜNAY, T., Dünya Enerji Sisteminde Türkiye' nin Yeri, PETGAZ Dergisi, sayı 1, s. 10-18, Ocak/Şubat 1996.
- [6] İNAN, F., Dünyada ve Türkiye' de LNG ve Doğal Gaz Hareketleri, PETGAZ Dergisi, sayı 1, s.22-29, Ocak/Şubat 1996.
- [7] ÇELTİK, L., Türkiye' de Doğal Gaz, PETGAZ Dergisi, sayı 1, s. 42-45, Ocak/Şubat 1996.
- [8] ŞAHİN, Ş., Türkiye' deki Doğal Gaz Boru Hatları, PETGAZ Dergisi, sayı 4, s. 11-14, Temmuz/Ağustos 1996.
- [9] SATMAN, A., Konut Isıtılmasında Doğal Gazın Kullanımı, Türkiye 10. Petrol Kongresi ve Sergisi Bildiriler Kitabı, s. 25-32, Ankara, Nisan 1994.
- [10] SATMAN, A., ALTUN, G., Konut Isıtmacılığında Doğal Gazın Kullanım Potansiyeli, ETKB 9. Enerji Tasarrufu Semineri, s. 15-16, İstanbul, Ocak 1991.
- [11] SATMAN, A., Doğal Gaz Mühendisliğinde Özel Konular, Yüksek Lisans Ders Notları, 1995.
- [12] KARAALİOĞLU, H., Sıvılaştırılmış Doğal Gaz, Bitirme Ödevi, İ.T.Ü. Petrol Mühendisliği Bölümü, İstanbul, Haziran 1993.
- [13] SATMAN, A., Doğal Gazın Dağıtımında Yük Faktörleri ve Depolamanın Programlanması - İstanbul İçin İnceleme, Doğal Gaz Dergisi, sayı 45, s. 225-230, Temmuz/Ağustos 1996.

- [14] **KATZ, D.L., LEE, R.L.**, Natural Gas Engineering Production and Storage, McGraw - Hill Book Company, New York, 1990.
- [15] **TEK, M. .R.**, Underground Storage of Natural Gas, Gulf Publishing Company, Volume 3, Houston, 1987.
- [16] **ÖZDEMİR, Z.**, Doğal Gazın Depolanması, Bitirme Ödevi, İ.T.Ü. Petrol Mühendisliği Bölümü, İstanbul, Haziran 1993.
- [17] **İKOKU, C.U.**, Natural Gas Reservoir Engineering, John Willey and Sons. Inc., 1984.
- [18] **ÇINAR, G., DÖLEK, T.**, Türkiye Petrolleri A.O. Trakya Havzası Doğal Gaz Arama ve Üretim Faaliyetleri, Uluslararası Doğal Gaz Kongre ve Sergisi'nde sunuldu, TMMOB Makina Mühendisleri Odası, s. 7-17, Ankara, 1-4 Kasım 1995.
- [19] **CULLENDER, M. H., SMITH, R. V.**, Practical Solution of Gas-Flow Equations for Well and Pipelines with Large Temperature Gradients, Trans., AIME, Vol 207, pp. 281-287, 1956.
- [20] **SATMAN, A.**, Doğal Gaz Kuyularında Dağıtımlılık İlişkisi, Yayınlanmamış Rapor, Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü, İ.T.Ü., İstanbul, Aralık 1996.
- [21] **LEE, A.L., GONZALEZ, M.H., EAKIN, B.E.**, The Viscosity of Natural Gases, Trans., AIME, Vol. 237, pp. 997-1000, 1966.
- [22] **DRANCHUK, P.M., PURVIS, R.A., RABINSON, D.B.**, Computer Calculation of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlations, Institute of Petroleum Technology, IP-74-008, 1974.
- [23] **McVay, D.A., SPIVEY, J. P.**, Optimizing Gas Storage Reservoir Performance, Bildiri SPE 28639, SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition'da sunuldu, New Orleans, 25-28 Eylül 1994.
- [24] **GOLAN, M, WHITSON, C.H.**, Well Performance, Prentice Hall, New Jersey, pp. 158, 1991.



EK A

DÜŞÜK BASINÇLI REZERVUARLAR İÇİN DAĞITIMLILIK VEYA AKIŞ PERFORMANS EĞRİSİ

Gazların gözenekli ortamda laminar, yarı kararlı ve çevrel akışı

$$Q = 0.703 \frac{k h}{T [\ln(r_e / r_w) - 0.75]} \times 2 \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} \frac{p}{\mu z} dp \quad (A.1)$$

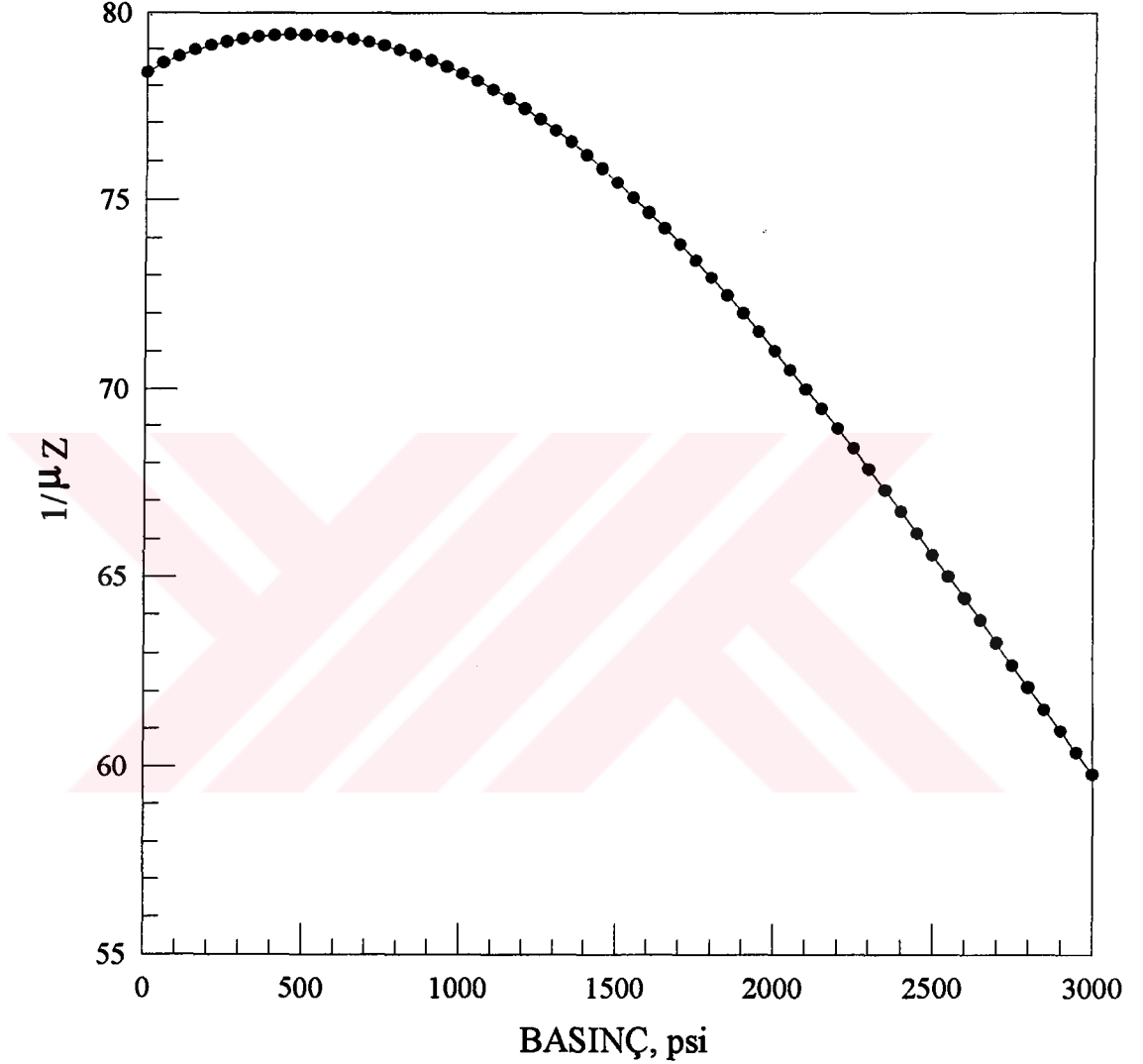
olarak verilir. Burada:

- Q : 14.7 psi ve 60°F'da gaz akış debisi, MMSCF/gün
- k : Geçirgenlik, md
- h : Formasyon kalınlığı, ft
- $\bar{p}$: r_e yarıçapındaki rezervuar basıncı, psi
- p_{wf} : Kuyudibi akış basıncı, psi
- μ : Akmazlık, cp
- T : Sıcaklık, °R
- z : Gaz sapma faktörü
- r_e : Rezervuar yarıçapı, ft
- r_w : Kuyu yarıçapı, ft

Gaz akış denklemi olan Denklem A.1'in integral içindeki terimi basınç değerine bağlı olarak farklı davranış gösterir. Örneğin; düşük basınç değerinde ($p/\mu z$) değeri basınçla doğrusal olarak artarken, yüksek basınç değerinde ise ($p/\mu z$) değeri sabit kalır. Dolayısıyla akışın geçerli olduğu basınç aralığına ($\bar{p} - p_{wf}$) bağlı olarak Denklem A.1 basitleştirilebilir.

Bu çalışmada modellenen Kuzey Marmara gaz sahasının basınç değerinin uygunluğundan dolayı Denklem A.1'in düşük basınçlı akış durumundaki davranışı incelenmektedir.

Düşük basınç değerlerinde ($p < 1500-2000$ psia), $(p/\mu z)$ ile p arasındaki ilişki doğrusal olup, $(1/\mu z)$ değeri yaklaşık olarak sabittir. Kuzey Marmara gaz sahasından üretilen gaz için bu ilişki Şekil A.1'de verilmektedir.



Şekil A.1 Kuzey Marmara Gaz Sahası İçin $p - (1/\mu z)$ Grafiği.

Düşük basınçta akış durumunda,

$$2 \int_{p_{wf}}^{\bar{p}} \frac{p}{\mu z} dp = \frac{\bar{p}^2 - p_{wf}^2}{\mu z} \quad (A.2)$$

olur.

Denklem A.2'nin Denklem A.1'de yerine yerleştirilmesiyle:

$$Q = 0.703 \frac{k h}{T \mu z} \frac{(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)}{[\ln(r_e / r_w) - 0.75]} \quad (A.3)$$

düşük basınçlarda geçerli laminar, yarı kararlı ve çevrel akış denklemi elde edilir.

Eğer zar faktörü ve türbülans akış etkisi gözönüne alınırsa Denklem A.3:

$$Q = 0.703 \frac{k h}{T \mu z} \frac{(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)}{[\ln(r_e / r_w) - 0.75 + s + Dq]} \quad (A.4)$$

olarak yazılabilir. Burada Dq debiye bağımlı zar faktörü olarak bilinir ve D sabiti

$$D = 2.222 \times 10^{-18} \frac{\gamma_g k}{\mu r_w h} \beta \quad (A.5)$$

ilişkisiyle verilir. Türbülans faktörü olarak bilinen β ise

$$\beta = 2.73 \times 10^{10} k^{-1.1045} \quad (A.6)$$

olarak verilir.

Gaz kuyuları için saha sonuçlarına dayanarak geliştirilmiş ve doğal gaz mühendisliğinde kabul görmüş dağıtımlılık denklemi olarak aşağıdaki ilişki de geçerlidir.

$$Q = c(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (A.7)$$

Bu basitleştirilmiş ilişkide n değeri 0.5 ile 1.0 arasında değişirken ($n = 1.0$ laminar akış ve $n = 0.5$ ise türbülanslı akış için geçerlidir), c ise bir sabittir. Denklem A.4 ve A.7 karşılaştırılırsa c sabiti bilinen akışkan ve rezervuar parametreleriyle ilişkilendirilebilir.

a. Laminer Akış Durumu

Laminer akış durumunda $n = 1.0$ olup, Dq değeri ihmal edilebilecek düzeyde olduğundan, Denklem A.4 ve A.7'den:

$$c = \frac{0.703 k h}{T \mu z [\ln(r_e / r_w) - 0.75 + s]} \quad (A.8)$$

olarak bulunur.

b. Türbülanslı Akış Durumu

Türbülanslı akış için ise Golan-Whitson [24] tarafından verilen aşağıdaki ilişki geçerlidir:

$$c = \frac{(0.703 k h)^n}{(T \mu z)^n D^{1-n} [\ln(r_e / r_w) - 0.75 + s]^{2n-1}} \quad (A.9)$$

Denklem A.9'dan anlaşılabileceği gibi c katsayısı k, h, μ , T, z, D, s, r_e , r_w ve n'ye bağlıdır. Genelde üretim veya enjeksiyon sırasında diğer parametreler sabit kalırken μ ve z basınca bağlı olarak değişir. Dolayısıyla c değeride basınca bağlı olarak değişecektir.

EK B

İKİNCİ MODELLEME ÇALIŞMASINDA KULLANILAN YAKLAŞIMLAR [23]

- 1.İstenilen kuyu sayısında kuyu içeren bir rezervuar modeli hazırlanır.
- 2.Yerinde gaz miktarına karşılık (GIP), ortalama rezervuar basıncı ($\bar{p}$) grafiği hazırlanır.

Üretim Performans Eğrisinin Oluşturulması

- 3.İstenilen maksimum enjeksiyon basıncından yüksek olan bir rezervuar başlangıç basıncıyla başlayarak, sabit bir minimum kuyubaşı basıncında model üretilir. Bu yaklaşım istenilen minimum kuyubaşı basıncındaki üretim için üretim performans eğrisini verir. Maksimum işletilen kapasitedeki bir rezervuar için, sabit üretim dönemi sonundaki üretim debisi ve ortalama rezervuar basıncı bu eğri üzerindedir.
- 4.Üretim döneminin başlangıcındaki ortalama rezervuar basıncına karşılık, üretim döneminin sonundaki ortalama rezervuar basıncı grafiği aşağıdaki gibi hazırlanır. Üretim performans eğrisi üzerindeki her nokta için;
 - a.Üretim dönemi sonundaki ortalama rezervuar basıncı için yerinde gaz miktarı belirlenir.
 - b.Üretim debisi üretim dönemindeki gün sayısı ile çarpılır ve 4a'da bulunan yerinde gaz miktarına eklenir. Böylece üretimin en son gününde istenilen debide üretim yapılabilmesi için üretim döneminin başında gerekli olan yerinde gaz miktarı bulunur.
 - c.Üretimin başındaki ortalama rezervuar basıncı yerinde gaz miktarından belirlenir.
 - d.Üretimin başındaki ortalama rezervuar basıncı, üretimin sonundaki ortalama rezervuar basıncının fonksiyonu olarak çizilerek üretim performans eğrisi oluşturulur.

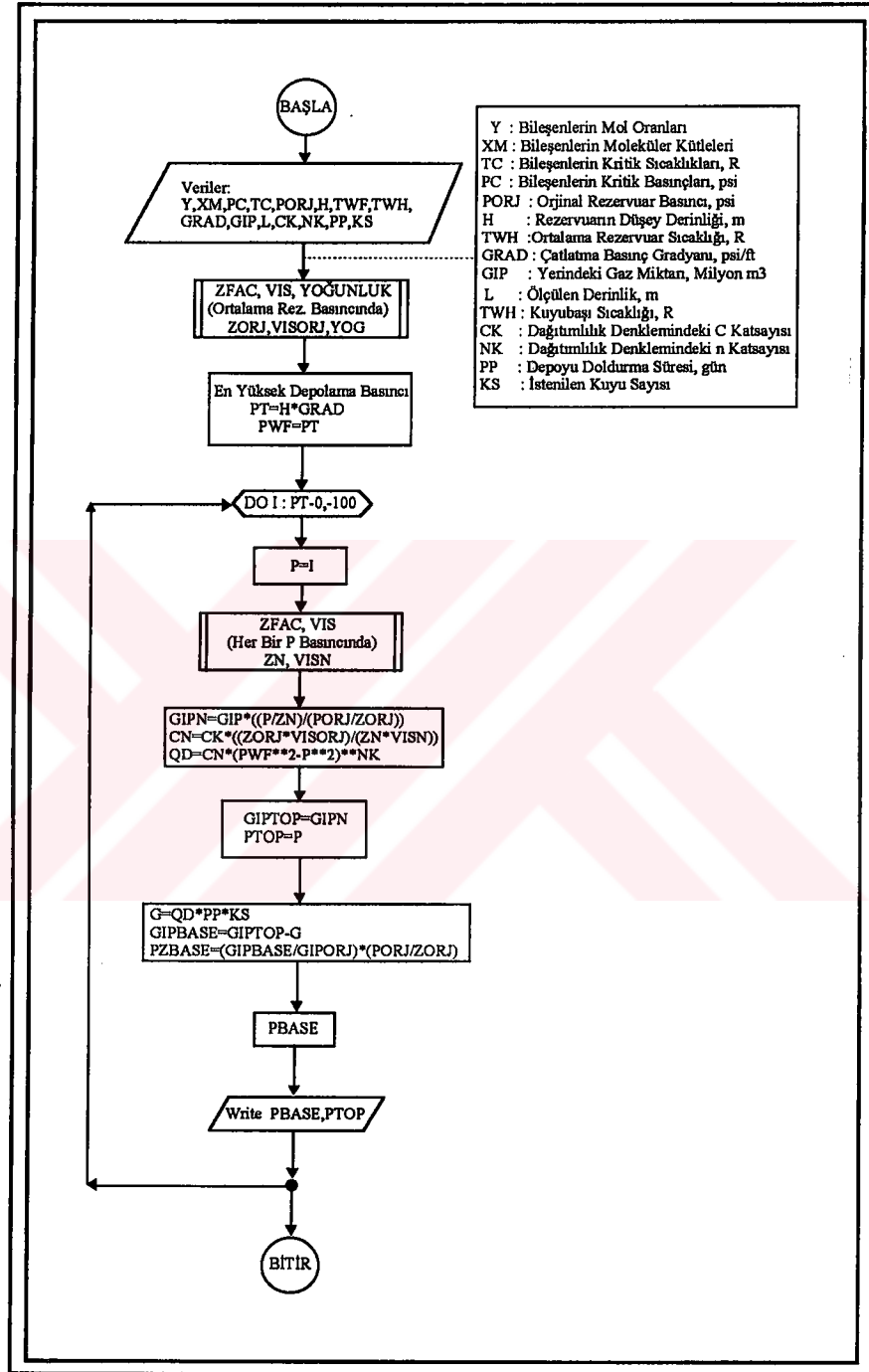
Enjeksiyon Performans Eğrisinin Oluşturulması

- 5.İstenilen minimum üretim basıncından daha düşük olan bir rezervuar başlangıç basıncıyla, sabit bir maksimum kuyudibi basıncında enjeksiyon yapılır. Bu yaklaşım maksimum kuyudibi enjeksiyon basıncındaki enjeksiyon performans eğrisini verir. Maksimum işletilen kapasitedeki bir rezervuar için, enjeksiyon dönemi sonundaki enjeksiyon debisi ve ortalama rezervuar basıncı bu eğri üzerindedir.
- 6.Enjeksiyon döneminin başlangıcındaki ortalama rezervuar basıncına karşılık, enjeksiyon döneminin sonundaki ortalama rezervuar basıncı grafiği aşağıdaki gibi hazırlanır. Enjeksiyon performans eğrisi üzerindeki her nokta için;
 - a.Enjeksiyon dönemi sonundaki ortalama rezervuar basıncı için yerindeki gaz miktarı belirlenir.
 - b.Enjeksiyon debisi enjeksiyon dönemindeki gün sayısı ile çarpılır ve 6a'da bulunan yerindeki gaz miktarından çıkarılır. Böylece enjeksiyonun en son gününde istenilen debide enjeksiyon yapılabilmesi için enjeksiyon döneminin başında gerekli olan yerde gaz miktarı bulunur.
 - c.Enjeksiyon döneminin başındaki ortalama rezervuar basıncı yerinde gaz miktarından belirlenir.
 - d.Enjeksiyon döneminin sonundaki ortalama rezervuar basıncı, enjeksiyon döneminin başındaki ortalama rezervuar basıncının fonksiyonu olarak çizilerek enjeksiyon performans eğrisi oluşturulur.

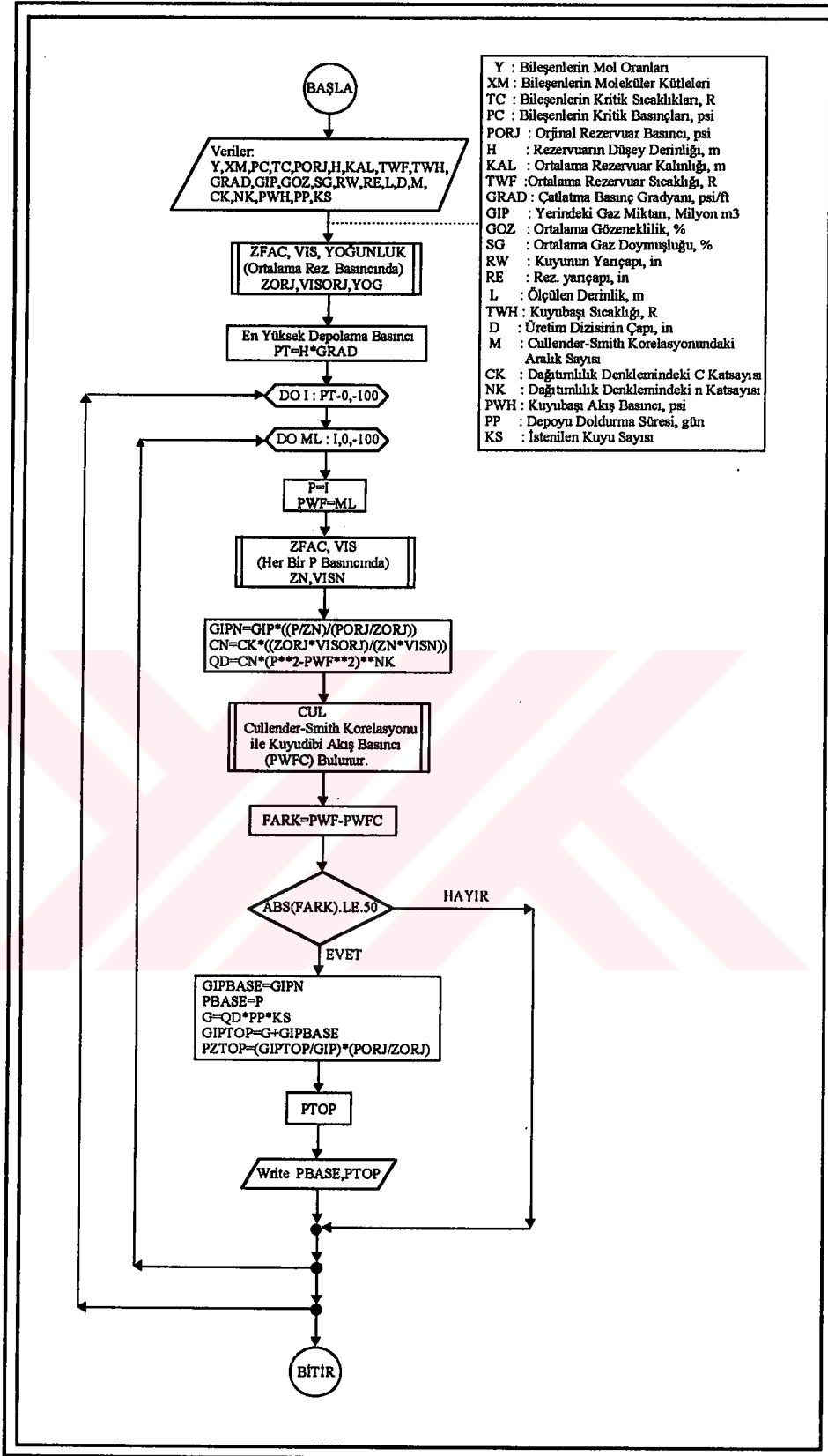
Temel Gaz ve İşletilen Gaz Miktarının Belirlenmesi

- 7.Elde edilen bu iki eğrinin x-y koordinatlarındaki kesişim noktaları maksimum işletilen kapasitedeki minimum ve maksimum ortalama rezervuar basınçlarını verir.
- 8.GIP - $\bar{p}$ grafiği kullanılarak, temel gaz depolama kapasitesi minimum ortalama rezervuar basıncından ve en yüksek gaz depolama kapasitesi ise maksimum ortalama rezervuar basıncından elde edilir. Bu iki kapasite arasındaki fark ise işletilen gaz miktarını belirler.
- 9.Üretim ve enjeksiyon debileri, işletilen gaz miktarını üretim ve enjeksiyon dönemindeki gün sayısına bölerek elde edilir.
- 10.Bulunan debi değerleri kullanılarak üretim ve enjeksiyon dönemi süresince kuyubaşı ve kuyudibi akış basınçlarının zamana karşı değişimi incelenir.

EK C



Şekil C.1 Enjeksiyon Performans Eğrisinin Oluşturulmasında Kullanılan Bilgisayar Programının Akış Şeması.



Şekil C.2 Üretim Performans Eğrisinin Oluşturulmasında Kullanılan Bilgisayar Programının Akış Şeması.

ÖZGEÇMİŞ

Hülya KARAALIOĞLU
20 Ocak 1997

29 Haziran 1972'de İstanbul'da doğdu. 1989 yılında Nişantaşı Kız Lisesi'nden mezun oldu. Aynı yıl girdiği İstanbul Teknik Üniversitesi - Maden Fakültesi Petrol Mühendisliği Bölümü'nden 1993 yılında petrol mühendisi olarak mezun oldu. İstanbul Teknik Üniversitesi İngilizce Hazırlık Programı'nda bir yıl İngilizce öğrenim gördükten sonra 1994 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi - Fen Bilimleri Enstitüsü'nün Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Programı'nda yüksek lisans öğrenimine başladı. 1995 yılı Ocak ayından buyana İstanbul Teknik Üniversitesi - Maden Fakültesi Petrol ve Doğal Gaz Mühendisliği Bölümü'nde araştırma görevlisi olarak çalışmaktadır.