

177752



T.C.

GEBZE YÜKSEK TEKNOLOJİ ENSTİTÜSÜ
MÜHENDİSLİK VE FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

DOĞAL GAZ ANA HATLARINDAKİ BASINÇ
KAYIPLARININ HESABI İÇİN BİR YÖNTEM

İlyas PARLAK

YÜKSEK LİSANS TEZİ

ENERJİ SİSTEMLERİ ANABİLİM DALI

TEZ DANIŞMANI

Yrd. Doç. Dr. İlyas KANDEMİR

GEBZE

2005



**GEBZE YÜKSEK TEKNOLOJİ
ENSTİTÜSÜ**

YÜKSEK LİSANS JÜRİ ONAY FORMU



İlyas PARLAK'ın tez çalışması, G.Y.T.E. Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 25.07.2005 Tarih ve 2005/26 sayılı kararıyla oluşturulan jüri tarafından Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS tezi olarak kabul edilmiştir.

JÜRİ

ÜYE

(TEZ DANIŞMANI) : Yrd.Doç. Dr. İlyas KANDEMİR

ÜYE

: Yrd.Doç. Dr. Ebubekir YÜKSEL

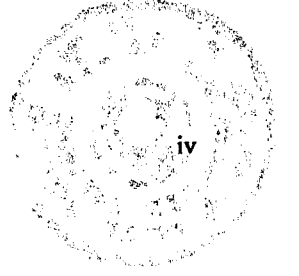
ÜYE

: Yrd.Doç. Dr. Hasan KURTARAN

ONAY

G.Y.T.E. Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 25.10.2005 Tarih ve 2005/27 sayılı kararı.





ÖZET

Her ülkenin sosyal, ekonomik ve endüstriyel gelişiminin en önemli unsurunu oluşturan enerji vazgeçilmez bir değerdir. Günümüzde, elde edilmesinden kullanımına kadar bir bütünü ifade eder. Enerji kaynaklarına sahip olmak kadar bu kaynakların üreticisi ve kullanıcısı olmak da önemlidir. Enerji, geçmişte olduğu gibi bugün de dünya ve Türkiye gündeminde büyük önem taşıyan konuların başında gelmektedir. Bugün kişi başına düşen enerji, kalkınmanın bir ölçütü olarak kullanılmaktadır. Doğal gazın enerji tüketiminde önemli bir yere sahip olması bu enerjiye yönelik ülkelerin çeşitli politikalar geliştirmesine neden olmuştur.

Bu çalışmada Türkiye'nin enerji politikası bağlamında ileriki yıllarda oluşacak enerji dar boğazını aşmak için yapmış olduğu plan ve projelerin yanı sıra yapılmış ve yapılmakta olan doğal gaz ana iletim hatları incelenmiştir. Ana hatlarda mevcut ekipmanların tanıtılmasının yanı sıra, nakil hatlarının tasarım ve dizayn standartları hakkında bilgiler sunulmuştur.

Bu çalışmada, belirlenen bir doğal gaz ana iletim hattında meydana gelen basınç kaybı değeri hesaplanmıştır. Basınç kaybını hesaplamak için akış özelliklerini tanımlayan denklemler kullanılmıştır. Basınç kaybının bulunmasında yüksek basınçlı hatlar için tanımlanmış *Panhandle A* denklemi kullanılmıştır. Sonuç olarak hesaplanan basınç kaybı değerini azaltmak için sistem içerisinde alınması gereken önlemler belirtilmiştir.



SUMMARY

The energy which is the most important factor of social, economic, and industrial development in any country is an indispensable value. Nowadays, it expresses a whole from its production up to its consumption. Being its producer and consumer is as important as having native energy sources. Energy, today, is the most important one among the biggest issues occupying the Turkey's agenda as it was in the past. Today, the amount of the consumed energy per person is regarded as a criterion of development. Due to the fact that natural gas has great share in energy consumption, countries have developed various policies on natural gas.

In this study, regarding Turkish energy politics, completed and uncompleted main natural gas transmission lines are discussed while the plan and projects to avoid from the probable energy recession in the following years are mentioned. Besides, information about the available equipments, the design standards of distribution lines are presented.

In this study, the encountered pressure loss in the main gas transmission line in interest is calculated. The flow equations describing the flow characteristics are applied to calculate the pressure loss. In the determination of pressure loss, *Panhandle A* equation which is suitable for the lines of high pressure, is used. As a result, measures which should be taken in the system are pointed out in order to decrease the calculated pressure loss.



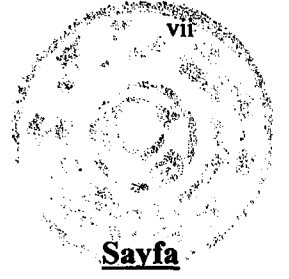
TEŞEKKÜR

Tezimin hazırlanmasında bana her türlü konuda destek olan, anlayış ve yol gösteren ve yüksek lisans eğitimim boyunca üzerimde büyük emeği olan Sayın Yrd. Doç. Dr. İlyas KANDEMİR hocama ve bana her zaman destek olan değerli arkadaşlarım Sayın Işıl ULSOY'a ve Sabri GÜL'e ve beni büyüten, yetiştiren, her zaman yanımda ve destek olan sevgili aileme katkılarında dolayı teşekkürlerimi bildiririm.

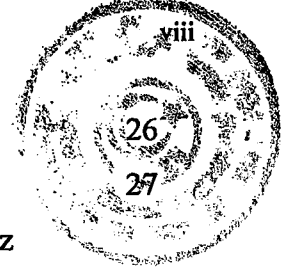
İlyas PARLAK



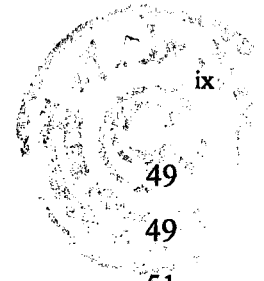
İÇİNDEKİLER DİZİNİ



ÖZET	iv
SUMMARY	v
TEŞEKKÜR	vi
İÇİNDEKİLER DİZİNİ	vii
SİMGELER VE KISALTMALAR	x
ŞEKİLLER DİZİNİ	xi
TABLolar DİZİNİ	xii
1. GİRİŞ	1
2. DOĞAL GAZ	3
2.1. Doğal Gazın Oluşumu ve Bulunuşu	3
2.1.1. Doğal Gazın Özellikleri	4
2.2. Dünya’da Doğal Gaz	5
2.3. Türkiye’de Doğal Gaz	9
2.3.1. Doğal Gazın Enerji Tüketimindeki Yeri	10
2.3.2. Sektörel Bazda Doğal Gaz Kullanımı	11
2.4. Türkiye’nin Doğal Gaz Projeleri	13
3. DOĞAL GAZ BORU HATLARI	16
3.1. Türkiye’nin Doğal Gaz Boru Hatları	16
3.2. Mevcut Doğal Gaz Ana İletim Hatları	18
3.2.1. Rusya Federasyonu – Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı	18
3.2.2. Rusya Federasyonu – Karadeniz - Türkiye (Mavi Akım) Doğal Gaz Boru Hattı	19
3.2.3. İran – Türkiye Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı	20
3.2.4. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali	21
3.3. Planlanmış Doğal Gaz Ana İletim Hatları	22
3.3.1. Yunanistan - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	22
3.3.2. Hazar Geçişli Türkmenistan – Türkiye - Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	23
3.3.3. Azerbaycan -Türkiye (ŞAHDENİZ) Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	25



3.3.4. Irak - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	
3.3.5. Mısır - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi	
3.3.6. Türkiye – Bulgaristan – Romanya – Macaristan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (NABUCCO PROJESİ)	28
3.4. Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi	29
3.4.1. Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi	29
3.4.2. Kuzey Marmara ve Değirmenköy Sahaları Yeraltı Doğal Gaz Depolama projesi	30
4. DOĞAL GAZ NAKİL HATLARI EKİPMANLARI	31
4.1. Kompresör İstasyonu	31
4.2. Hat Vanaları	33
4.3. Pig İstasyonları	34
4.4. Doğal Gaz İşletme İstasyonları	34
4.4.1. Ana Ölçüm İstasyonu	34
4.4.2. Ölçüm ve Basınç Düşürme İstasyonları	36
5. DOĞAL GAZ DAĞITIM HATLARININ TASARIM ANALİZİ	39
5.1. Teknoloji	39
5.2. Tasarım Basıncı	39
5.2.1. Gaz Taşıma Hatları Tasarım Basıncı	40
5.2.2. Gaz ve Sıvı Taşıma Hatları	40
5.3. Tasarım Sıcaklığı	42
5.4. Et Kalınlığı Sıra Numarası	42
5.5. Boru Hattı Çapının Belirlenmesi	43
5.6. Sürtünme Basınç Kaybı	43
5.7. Ekonomik Çap	44
5.8. Hattın Uzunluğu	45
5.9. Sivri Kuvvetlerin Etkin Olduğu Bölgeler	46
5.9.1. Farklı Basınca Sahip İki Hattın Birleşmesi	46
5.9.2. Dönüslere Uygulanan Statik ve Dinamik Basınç Kuvvetleri	46
5.10. Karışık Bağlantılı Hatlarda Benzerlik Çözümleri	47
5.10.1. Seri Bağlı Değişik Çaplı Hatlar	48
5.10.2. Paralel Bağlı Hatlar	48
5.11. Boru Direnç Katsayısı	49



5.12. Karışık Bağlantılarda Q, P, L/D ve Uzunlukları	49
5.12.1. Değişik Çaplı Boruların Seri ve Paralel Bağlantıları	49
5.11.2. Eşdeğer Çap ve Uzunluk Formülleri	51
5.13. Hat Tasarımında İş Programı ve Malzeme Seçimi	51
5.14. Hat Tasarımında Bilinmesi Gerekenler	52
6. DOĞAL GAZ HATLARININ MODELLENMESİ	54
6.1. Genel	54
6.2. Akış Denklemine Türetilmesi	55
6.3. Akış Denklemine Kabuller	59
6.4. Genel Akış Denklemleri	60
6.4.1. Lacey Denklemi	61
6.4.2. Polyflo Denklemi	62
6.4.3. Panhandle-A Denklemi	62
6.5. Basınç Kaybının Hesaplanması	64
7. SONUÇ	68
KAYNAKLAR	69
ÖZGEÇMİŞ	71

SİMGELER VE KISALTMALAR



P	: Akışkanın Basıncı (bar)
ρ	: Akışkanın Yoğunluğu (kg/m^3)
g	: Yerçekimi İvmesi (m/s^2)
v	: Akışkanın Hızı (m/s)
Q	: Hacimsel Debi (m^3/s)
Δh_f	: Sürtünme Kaybı
f	: Sürtünme Faktörü
D	: Boru Çapı (m)
R	: Gaz Sabiti (J/kgK)
Z	: Sıkıştırılabilirlik Faktörü
T_g	: Akışkan Gazın Sıcaklığı (K)
T_f	: Ortalama Akış Sıcaklığı (K)
L	: Boru Uzunluğu (m)
L_e	: Boru Eşdeğer Uzunluğu (m)
s	: Yükseklik Faktörü
E	: Boru İçin Verimlilik Katsayısı
P_{avg}	: Ortalama Basınç (bar)
P_g	: Gazın Basıncı (bar)
G	: Gazın Bağlı Yerçekimi Katsayısı
TEP	: Ton Eşdeğer Petrol
BCM	: Billion Cubic Meter
ANSI	: American National Standards Institute
API	: American Petroleum Institute

ŞEKİLLER DİZİNİ

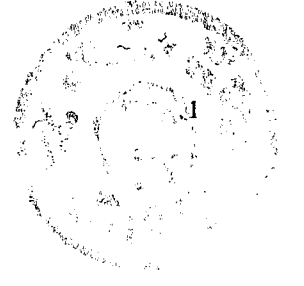
<u>Şekil</u>	<u>Sayfa</u>
2.1 Tipik bir doğal gaz rezervuarı	3
2.2 Dünyada farklı enerji kaynaklarının kullanımı ve beklenen gelişmeler	9
3.1 Türkiye'deki mevcut ve planlanan doğal gaz nakil hatları şeması	17
5.1 Seri bağlı hatlarda elektrik bağlantı özdeşliği	48
5.2 Paralel bağlı hatlarda elektrik bağlantı özdeşliği	49
5.3 Değişik çaplı boruların seri ve paralel bağlantıları	50
6.1 Boru boyunca akış	56

TABLÖLAR DİZİNİ

Tablo

Sayfa

2.1 Türkiye’de kullanılan doğal gazın kimyasal bileşenleri	5
2.2 Dünya doğal gaz rezervleri (2004)	6
2.3 Ülkeler itibariyle doğal gaz üretim – tüketim miktarları	7
2.4 Türkiye’de birincil enerji tüketimi ve kaynakların oranı	11
2.5 Türkiye’de doğal gazın sektörel bazda kullanım miktarları	12
2.6 Doğal gaz alım anlaşmaları	14
2.7 Yıllar itibariye doğal gaz ve LNG alımı	14
2.8 Yıllar itibariyle doğal gaz alım miktarları	15
5.1 Boru hattı etkin olduğu veriler	45
5.2 Eş değer çap ve uzunluk formülleri	51
6.1 Boru hattı etkin olduğu veriler	67



1. GİRİŞ

Gelişmenin vazgeçilmez unsurlarından biri olduğunu her geçen gün daha güçlü delillerle kanıtlayan enerji ve enerjinin verimli kullanımı hızlı bir küreselleşme sürecinde bulunan dünyamızda arz kaynağı ülkelerle talep merkezlerinin çeşitli taşıma yolları ve en önemlisi boru hatlarıyla birbirine bağlanmasını zorunlu kılmıştır. Çünkü gerek kara, gerekse deniz taşımacılığına göre yatırım maliyeti daha yüksek olan boru hattı taşımacılığı, diğer taşıma şekillerinden daha süratli, daha ekonomik ve daha emniyetli olup, yapılan yatırımı da kısa sürede geri kazandırmaktadır.

19. yüzyıl sonlarında, küçük çaplı ve kısa mesafeli hatlar ile başlayan petrol ve doğal gaz taşımacılığı, artan tüketime, talebe ve teknolojik gelişmelere paralel olarak, günümüzde daha büyük çaplı borularla, daha uzun mesafelere ve yüksek basınçlarda yapılmaktadır.

Türkiye, boru hattı taşımacılığında son 15 yıl içerisinde bir gelişme göstermiştir. Buna rağmen, yapılan boru hatları birbirini tamamlayıcı bir sisteme sahip değildir. Geçmiş yıllarda yapılan boru hatlarının ve projelerinin plansız, birbirinden bağımsız, kısa vadeli olması, bununla beraber yapılan yatırımlarla da mevcut kapasitesinin etkin bir biçimde kullanılmaması, alt yapının yeterince programlı bir şekilde yapılamaması doğal gaz sektörüne daha erken girmemizi engellemiştir [7].

Türkiye’de geçmişte yapılan anlaşmalara göre dizayn edilen hatlarda, ileriki yıllarda, talep artışı nedeniyle yenileme ve eklemeler yapıldı. Bunların yapılmasının amacı, kullanıcıya uygun basınçta sabit miktarda gazın ulaşmasıdır. Talep artışı ve uluslar arası anlaşmalar neticesinde ülkemize gelen gaz miktarında yıllara göre değişim yaşanmaktadır. Bunun dışında, ileriye dönük politik ve stratejik nedenlerden dolayı da gaz alım ve depolama işlemleri yapılmaktadır [5], [8].

Ülkemiz coğrafi ve jeopolitik konumu itibarıyla, doğal gaz ve doğal gaz taşımacılığı konularında büyük bir öneme sahiptir ve olmaya devam edecektir. Yakın

gelecekte yürürlüğe girecek olan Avrupa'ya gaz satım anlaşmaları da göz önüne alınırsa, ithal edilen doğal gazın depolanması ve yeni yapılan doğal gaz projeleriyle yıllık kullanım miktarlarının artması neticesinde doğal gaz şebekelerinin önemi gittikçe artacaktır [23].

Ülkemizde, doğal gaz nakil hatlarında istenilen gazın ulaştırılması için hat üzerlerinde çeşitli düzenlemelere gidilmiştir. Bu düzenlemeler belirli araştırmalar neticesinde gerçekleştirilmiştir. Bunlara örnek olarak Rusya Federasyonu'ndan Trakya üzerinden gelen doğal gaz hattında, artan talep üzerine hat üzerindeki kompresör istasyonlarının kapasitesinde artırılma gidilmesi gösterilebilir [1]. Ayrıca, İran'dan gelen doğal gaz hattındaki kompresör istasyonuna ilave kompresörler eklenmiştir [1]. Yine yeni devreye alınan Mavi Akım projesinde şu an herhangi bir basınç artırıcı tedbir alınmamıştır; ileride doğabilecek talep artışlarında ilave tedbirler alınacaktır [1].

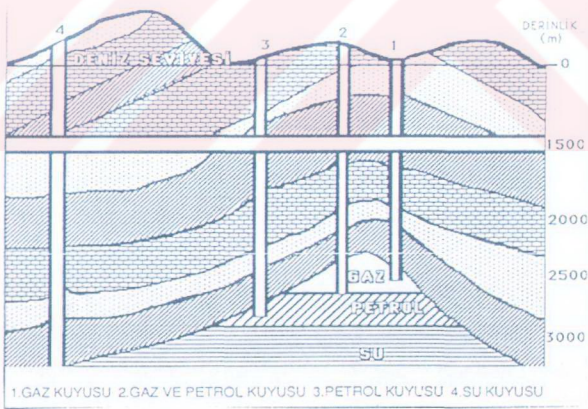
Bu çalışmanın ikinci bölümünde doğal gazın tanımı, tarihçesi, önemi ve kullanımı hakkında bilgiler sunulmuştur. Üçüncü bölümde Türkiye'deki mevcut ve planlanan doğal gaz nakil hatlarına değinilmiştir. Dört ve beşinci bölümlerde nakil hatlarındaki donanım ve tasarım esasları hakkında bilgi sunulmuştur. Altıncı bölümde ise belirli bir hat boyunca basınç kayıplarını verecek bir program için denklemler türetilmiş ve bir uygulama yapılmıştır. Sonuç bölümünde ise elde edilen sonuçlar takdim edilmiştir.

2. DOĞAL GAZ

2.1. Doğal Gazın Oluşumu ve Bulunuşu

Milyonlarca yıl önce denizlerde yaşayan mikroskobik canlılar, ölererek okyanusların altında kıta kenarlarında birikmiş ve zamanla diğer mikroorganizmalar, bitkiler ve taşlarla karışarak yeni bir oluşum meydana getirmişlerdir. Oluşan doğal gaz, bulunduğu yerdeki boşluklardan yukarı doğru yükselmekte, bu yükselme, geçirgen olmayan tabakaya ulaşınca kadar devam etmektedir. Geçirgen olmayan tabakalar arasında sıkışmış olan doğal gaz bekleyişini çıkarılana kadar sürdürmektedir.

Doğal gaz, petrolden hafif olduğu için, petrolün üzerindeki katmanda bulunan boşlukları doldurur. Alt tarafa petrol ve en altta da tuzlu su bulunur. Doğal gaz, petrolün üzerindeki katmanlarda bulunabileceği gibi, petrolün sürüklenmesi sonucu yalnız olarak da bulunabilir.



Şekil 2.1 Tipik bir doğal gaz rezervuarı

İlk doğalgaz sızıntıları M.Ö. 6000-2000 yılları arasında İran'da ortaya çıkmıştır. Bilinen ve araştırılan belgelerden, doğal gazın ilk olarak yakıt amacıyla

kullanımına M.Ö. 900'lerde Çin'de başlandığı anlaşılmıştır. M.S. 221-263 yılları arasında Çin'de Shu Han Hanedanlığı zamanında kuyular açılarak bambu kamışlarla çıkartılması yöntemi geliştirildi. Çinliler sadece doğal gazı değil, petrol ve tuzlu suyu da yerleşim merkezine içi boş bambu kamışlarıyla taşımışlardır. Avrupa'da ise ancak 1659'da İngiltere'de bulunup tanınmıştır. Allecsandro Volta, 1776'da doğal gazı "Bataklıkların Alevli Havası" olarak tanımlarken bu gazın 20. yüzyılda insanların günlük yaşamında nasıl önemli rol oynayabileceğini herhalde tahmin edemezdi. Volta bazı deneyler yaparak doğal gazın özelliklerini inceledi. Bir İtalyan bilim adamı olan Lazzaro Spallanzani, Flemenk bilim adamı Jan Baptista, Van Helmont'un 1609'da yarattığı gaz teriminden esinlenerek 1795 yılında doğal gazı "doğal gaz" diye adlandırdı [10].

2.1.1. Doğal Gazın Özellikleri

Doğal gaz, renksiz, kokusuz, yüksek kalorili ve yüksek yanma verimi olan bir yakıttır. Ancak güvenlik nedeniyle şebekeye dağıtılmadan önce kokulandırılır. Doğal gazın yoğunluğu $0,6-0,8 \text{ kg/m}^3$ arasında değişmektedir (normal basınç ve sıcaklıkta). Havaya göre daha hafif bir gaz olduğu için, açık havada uçucu özelliğe sahiptir ve kapalı bir hacim içerisinde hacmin üst kısımlarında toplanır. LPG (sıvılaştırılmış doğal gaz) ise havadan ağır bir gaz olduğu için bulunduğu mekânın zeminine çöker. Ancak, kapalı yerlerde hava içerisinde doğal gazın oranı %5-15 oranına ulaştığında patlayıcı özelliğe sahip olur [11].

Doğal gazı oluşturan ana bileşen metan (CH_4) ve etan (C_2H_6) gazlarıdır. Doğal gazın içerisinde ayrıca az miktarda propan (C_3H_8), bütan (C_4H_{10}), azot (N_2) ve karbondioksit (CO_2) bulunmaktadır. Doğal gazın çıkarıldığı kuyuya bağlı olarak bileşenleri de farklılık göstermektedir. Türkiye'de kullanılan doğal gazın bileşenleri Tablo 2.1'de verilmektedir [2].

Doğal gazın sıcaklığı derine inildikçe artmaktadır. Yerkabuğundan derine inildikçe petrol ya da gazın sıcaklık artışı $0,00164 \text{ }^\circ\text{C/m}$ ile $0,03936 \text{ }^\circ\text{C/m}$ arasında değişmektedir [2].

Tablo 2.1 Türkiye’de kullanılan doğal gazın kimyasal bileşenleri

Bileşenleri	Kimyasal Formülü	Oranları (%)
Metan	CH ₄	Minimum 85
Etan	C ₂ H ₆	Maksimum 7
Propan	C ₃ H ₈	Maksimum 3
Bütan	C ₄ H ₁₀	Maksimum 2
Azot	N ₂	2.6
Karbondiyoksit	CO ₂	Maksimum 3
Diğerleri		0.4

2.2. Dünyada Doğal Gaz

18. yüzyılın sonunda Belçikalı Minckelaers kendisine ait eczane laboratuvarında havagazını ilk elde eden kişi oldu. Gazın ticari amaçla kullanımı “Gaz Endüstrisinin Babası” olarak bilinen İskoç Mühendis William Murdock’ın (1754 - 1839) kömürden gaz elde etme tekniklerini geliştirmesiyle 19. yüzyılın başında hızlandı. Londra’da kurulan büyük bir fabrikadan elde edilen havagazı ile ilk olarak 1812 yılında Londra cadde ve sokakları aydınlatılmıştır. Daha sonraki yıllarda havagazı ile aydınlatma yaygınlaşmış, Amerika’da Baltimore şehri (1817), sonra Paris (1820) sokakları gaz ile aydınlatılmıştır. İlk büyük gaz şirketi 1812 yılında Londra’da kurulan Gas Light and Coke Co.’dur [11].

İkinci Dünya Savaşı’na kadar doğal gaz teknolojisi ABD dışındaki ülkelerde yok denecek kadar azdı. İleriki yıllarda Avrupa’da özellikle Hollanda’da, Kuzey Afrika, Pakistan ve Sovyetler Birliği’nde önemli kaynakların bulunmasıyla doğal gaz üretimi ve tüketimi yaygınlaştı.

Doğal gazın tüketim alanlarının genişlemesine paralel olarak, yeni doğal gaz kaynağı arayışları hızlanmış, üretim teknikleri geliştirilmiş ve kayıplar azaltılmıştır. Bu nedenle bilinen doğal gaz rezervlerinde sürekli bir artış gözlenmiştir. Örneğin 1994 yılı başı itibarıyla bilinen dünya doğal gaz rezervi 145 trilyon m³ olup, şu anki rezerv miktarı 172,9 trilyon m³e yükselmiştir. Tablo 2.2’de 2004 yılına ait

ispatlanmış doğal gaz rezervleri görülmektedir. 2004 yılı itibarıyla dünya üzerinde 172,9 trilyon m³'lük doğal gaz rezervi mevcuttur. Tablodan da görüleceği gibi Rusya Federasyonu dünya doğal gaz rezervlerinin %27,6 gibi büyük bir paya sahiptir. Ayrıca İran'ın da %15,5 bir rezerve sahip olması ve bu iki ülkenin de komşumuz olması bize doğal gaz erişiminde kolaylık sağlamaktadır.

Tablo 2.2 Dünya doğal gaz rezervleri (Botaş, 2004)

Ülke	Rezerv (Trilyon kübik feet)	Trilyon m ³	Toplam Rezerv İçerdiği Payı %
Dünya	6.077	172,9	100,0
Üretici 20 Ülke	5.449	154,3	87,2
Rusya Federasyonu	1.680	47,6	27,6
İran	940	26,6	15,5
Katar	910	25,7	15,0
B.A.E	212	6,0	3,5
Suudi Arabistan	231	6,5	3,8
ABD	187	5,3	3,1
Cezayir	160	4,5	2,6
Venezüella	148	4,2	2,4
Nijerya	159	4,5	2,6
Irak	110	3,1	1,8
Türkmenistan	71	2,0	1,2
Malezya	75	2,1	1,2
Endonezya	90	2,5	1,5
Özbekistan	66	1,9	1,1
Kazakistan	65	1,9	1,1
Kanada	59	1,7	1,0
Hollanda	62	1,8	1,0
Mısır	59	1,7	1,0
Avustralya	90	2,5	1,5
Diğer Ülkeler	628	17,8	10,3

Dünya doğal gaz rezervlerine sahip yaklaşık 85 ülkeden en büyük rezervlerine sahip olan 15 ülke ve Türkiye'nin 2002-2003 yıllarına ait üretim ve tüketim miktarları Tablo 2.3'de verilmektedir [3]. Tabloda ülkelerin yıl içerisindeki günlük üretim ve tüketim miktarları verilmektedir (1 kübik feet = 28,317 cm³tür). Ancak tablolarda verilen değerlerin brüt üretimler olduğuna dikkat edilmelidir. Çünkü toplamda üretilen gazın %9'u kuyulara geri enjekte edilmekte, %4'ü havaya tahliye edilmekte ve %5'i de üretim prosesleri sırasında tüketilmektedir. Dolayısıyla toplam üretimin ancak %82'si satışa hazır halde gelmektedir [11].

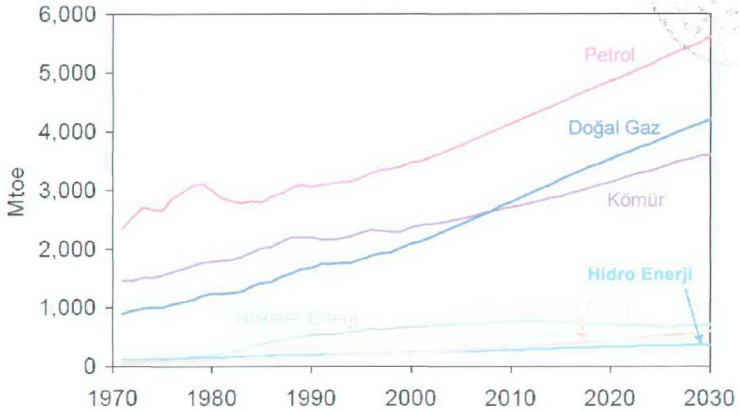
Tablo 2.3 Ülkeler itibariyle doğal gaz üretim – tüketim miktarları

Ülkeler	ÜRETİM		TÜKETİM	
	Milyon kübik feet günlük		Milyon kübik feet günlük	
	2002	2003	2002	2003
A.B.D	52,0	52,3	64,0	60,9
Kanada	18,2	17,5	8,3	8,5
Meksika	3,4	3,5	4,1	4,4
Arjantin	3,5	4,0	2,9	3,3
Brezilya	0,9	1,0	1,4	1,5
Venezüella	2,7	2,8	2,7	2,8
Danimarka	0,8	0,8	0,5	0,5
Almanya	1,6	1,7	8,0	8,3
İtalya	1,4	1,3	6,3	6,9
Kazakistan	1,0	1,3	1,1	1,2
Hollanda	5,9	5,6	3,9	3,8
Norveç	6,3	7,1	0,4	0,4
Rusya Federasyonu	53,7	56,0	37,6	39,3
Türkiye	-	-	1,7	2,0
İngiltere	10,0	9,9	9,2	9,2
İran	7,3	7,6	7,7	7,8

Dünyada doğal gaz kaynaklarının bölgesel dağılımına bakıldığında rezervlerin petrole göre daha geniş bir alanda dağıldığı görülmektedir. Ortadoğu Bölgesi petrol rezervlerinin %65'ine sahip olduğu halde doğal gaz rezervlerinin yaklaşık %40'na sahip bulunmaktadır. Sınırlı petrol rezervlerine sahip bazı bölgeler doğal gaz kaynaklarının daha büyük bir kısmına sahiptirler [4].

Bölgeler itibariyle rezerv/üretim miktarları incelendiğinde, söz konusu doğal gaz rezervlerinin kullanım ömrü Ortadoğu'da 100 yıldan fazla, Afrika'da 86 yıl, Rusya Fed. ve eski S.S.C.B ülkeleri 80 yıl, Güney ve Orta Amerika 72 yıl, Kuzey Amerika 10 yıl ve Avrupa 18 yıldır. Dünya için söz konusu ömür ortalama 61 yıldır. Bu oran petrol için ise 40 yıl seviyesindedir [5],[18]. Fakat bu doğal gaz ve petrol kaynaklarının ömrü hakkında çelişkili ifadeler mevcuttur. Bunlardan biri şudur: Türkiye Enerji Forumu 2002'de Siemens Enerji Grubu Dünya Başkanı Dr. Hans Jürgen Schloss yaptığı konuşmada "Dünya enerji üretiminde halen yüzde 20 olan doğal gazın payının, 2020 yılında yüzde 32'ye çıkacak, başta kömür ve petrol olmak üzere diğerlerinin payının azalacak, dünya doğal gaz rezervlerinin 770 yıl daha yetecektir. 1970'de yapılan tahminlere göre dünya doğal gaz rezervinin ömrü 38 yıldır; yani şimdiye kadar çoktan bitmiş olmalıydı. Bu tahminler 1980'de 50 yıla; 1990'da 64 yıla; 2000 yılında ise 110 yıla yükseldi. Buna konvansiyonel olmayan, yani çıkarılması pahalı olan gaz rezervlerini de eklersek 770 yıl yetecek kadar doğal gaz olduğunu görüyoruz" dedi.

Dünya üzerinde farklı enerji kaynaklarına sahip olmamıza rağmen, her enerji kaynağının aynı oranda kullanıldığı söylenemez. Günümüzde fosil yakıtların kullanımı fazla olan enerji kaynağıdır ve gittikçe bir gelişme içindedir. Kullanılan enerji kaynaklarının dağılımında da büyük farklılıklar söz konusudur. Petrol, kömür, doğal gaz önde gelen fosil yakıtlar olup, son yıllarda doğal gaz kullanımında önemli artışlar gözlenmektedir. Doğal gaza olan talebin artmakta olduğu ve giderek de bu talebin, önümüzdeki yıllarda artacağı yönde planlama ve uygulamaların olduğu görülmektedir. Şekil 2.2'de 2003 yılında yapılmış bir değerlendirme görülmektedir. Bu husus, enerji politikalarının oluşturulmasında doğal gazın önemini daha da arttırmaktadır [18].



*Mtoe, milyon ton eşdeğer petrol

Şekil 2.2 Dünyada farklı enerji kaynaklarının kullanımı ve beklenen gelişmeler [6].

2.3. Türkiye’de Doğal Gaz

Türkiye’de ilk gaz kullanımı 1856 yılında Dolmabahçe Gazhanesi’nden elde edilen gazın aydınlatmada kullanılması ile Beyoğlu’nda başlamıştır. İzmir 1858, Üsküdar 1865, Edirne 1887, Eminönü-Fatih (Suriçi) 1887, İstanbul Anadolu yakası 1891 yılında havagazı kullanmaya başlamıştır [10].

1970 yılında Kumrular bölgesinde varlığı tespit edilen doğal gaz, 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikası’nda kullanılmaya başlanmıştır. 1975 yılında Çamurlu sahasında bulunan doğal gaz 1982 yılında Mardin Çimento Fabrikası’na verilmiş, ancak her iki kaynaktaki rezerv ve üretim miktarı düşük olduğu için yaygınlaştırılamamıştır.

Türkiye’nin bilinen doğal gaz üretim alanları Trakya ve Güneydoğu Anadolu bölgesinde bulunmaktadır. Türkiye’nin bilinen sahalardaki doğal gaz rezervi,

rezervuardaki toplam gaz olarak 18 milyar m³, üretilebilir toplam gaz olarak 12 milyar m³ düzeyinde bilinmektedir. Ancak, yapılan kümülatif üretim 2,3 milyar m³ olduğundan, kalan üretilebilir rezerv 8.7 milyar m³'tür. Bu rezervin %72,5'i TPAO'nun (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) elindedir. Ülkemizde yeni doğal gaz alanlarının bulunması olasılığı vardır. Özellikle, Batı Karadeniz, Marmara ve İç Anadolu Bölgelerinde doğal gaz bulunma olasılığı vardır. Türkiye doğal gaz tüketiminin yaklaşık %7'sini kendisi üretmektedir [7].

18 Eylül 1984 tarihinde SSCB ve Türkiye hükümetleri arasında doğal gaz alımına ilişkin bir anlaşma imzalanmıştır. Bu anlaşmaya göre, BOTAŞ ile eski SSCB'nin gaz ticareti konusunda yetkili kuruluşu SOYUZGAZEXPORT söz konusu anlaşmaya uygun olarak, doğal gaz sevkıyatının ayrıntılı şartlarını ve fiyatını tespit ederek, bir ticari anlaşma yapmakla görevlendirilmiştir. Bu tarihten itibaren BOTAŞ tarafından çalışmalara başlanmış ve 1985 yılında yaptırılan Türkiye Doğal Gaz Kullanım Etüdü ile doğal gaz tüketim potansiyeli ve güzergahı belirlenmiştir. Bu etüde göre, Kuzeybatı Anadolu'nun enerji tüketim potansiyel açısından elverişli bir bölge olduğu görülmüş ve eski SSCB'den gelecek hattın Bulgaristan sınırından Türkiye'ye girerek, Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir güzergahını takip ederek hava kirliliğinin ciddi boyutlarda olduğu Ankara'ya ulaşmasına karar verilmiştir [1].

2.3.1. Doğal Gazın Enerji Tüketimindeki Yeri

Mevcut doğal gaz nakil hatlarından arz edilen doğal gaz miktarına bir göz atıldığında yıllar itibariyle doğal gazın birincil enerji içindeki payının gittikçe arttığı görülmektedir. Tablo 2.4'de görüldüğü gibi doğal gazın birincil enerji tüketimindeki 2001 yılında %18,9 olan pay, 2002 yılında %19,6'ya yükselmiştir. 2003 yılında ise yaklaşık %22,9 olması beklenmektedir. Türkiye enerji ihtiyacının ancak % 40'ını kendi kaynaklarıyla karşılayabilmektedir [20]. Bu durumun oluşmasında enerji yatırımlarına gereken önemin verilmemesi önemli rol oynamıştır [18], [20].

Tablo 2.4 Türkiye’de birincil enerji tüketimi ve kaynakların oranı

	2001		2002		2003*	
	Miktar (Bin TEP)	Yüzde Oran %	Miktar (Bin TEP)	Yüzde Oran %	Miktar (Bin TEP)	Yüzde Oran %
Taşkömürü	8.429	10,9	8.955	11,3	9.060	10,9
Linyit	13.104	16,9	11.380	14,4	11.203	13,5
Petrol	30.721	39,6	31.923	40,3	32.405	39,0
Doğal Gaz	14.685	18,9	15.535	19,6	19.072	22,9
Hidrolik Enerji	2.065	2,7	2.900	3,7	2.924	3,5
Yenilenebilir Enerji	2.059	2,7	2.113	2,7	2.162	2,6
Elektrik İthalatı	357	0,5	271	0,3	267	0,3
Odun	4.879	6,3	4.850	6,1	4.750	5,7
Hayvan ve Bitki Atık.*	1332	1,7	1320	1,7	1300	1,6
TOPLAM	77.631	100,0	79.246	100,0	83.142	100,0

(* tahmini) Tep: Ton Eşdeğer Petrol

2.3.2. Sektörel Bazda Doğal Gaz Kullanımı

Doğal gaz, sektörel bazda ilk olarak enerji sektöründe kullanılmaya başlanmıştır. Dünyada henüz sınırlı sayıda doğal gaz Kombine Çevrim Santrali bulunurken, Türkiye’de ilk defa Hamitabat ve daha sonra da Ambarlı’da bu santraller çok kısa sürede tesis edilerek sırasıyla 1986 ve 1988 yılından itibaren işletmeye açılmıştır.

1987 yılında ithal edilen doğal gazın %100’ü (522 milyon m³) sadece elektrik sektöründe kullanılmış, daha sonraki yıllarda ithal edilen doğal gazın diğer sektörlerde de kullanılmaya başlanması elektrik sektöründe kullanım oranını düşürmesine rağmen, miktar olarak artışını sürdürmüştür. 1990 yılında toplam doğal gaz tüketiminde %75’lik pay ile 2599 milyon m³e, 1995’te %57’lik pay ile 3857 milyon m³e, 2000 yılında %67’lik pay ile 9733 milyon m³ ve 2004 yılında %60’lik payla 13226 milyon m³e ulaşmıştır.

Gübre sektöründe 1988 yılında kullanıma geçilmiş ve toplam tüketimin içinde %13'lük pay ile 152 milyon m³'e ulaşılmıştır. 1990 yılında %15'lik pay ile 493 milyon m³'e, 1995 yılında %11'lik pay ile 732 milyon m³'e, 2000 yılında %1'lik pay ile 113 milyon m³'e indi, 2004 yılında ise %2'lik pay ile 527 milyon m³'e gerilemiştir.

Sanayi sektöründe 1989 yılında itibaren doğal gaz kullanımına geçiş başlamış, 1995 yılında %18'lik payla ile 1190 milyon m³'e, 2000 yılında %13'lük pay ile 1914 milyon m³'e, 2004 yılında %18'lik pay ile 3891 milyon m³'e ulaşmıştır.

Tablo 2.5 Türkiye'de doğal gazın sektörel bazda kullanım miktarları

	ELEKTRİK	GÜBRE	KONUT	SANAYİ	TOPLAM (Milyon m ³)
1987	522	-	-	-	522
1988	1.034	152	0.05	-	1.186
1989	2.759	382	7	5	3.153
1990	2.599	501	50	222	3.373
1991	2.908	485	190	547	4.132
1992	2.633	652	375	861	4.521
1993	2.595	797	549	1.011	4.952
1994	3.037	612	647	955	5.251
1995	3.857	732	1.014	1.190	6.793
1996	4.174	830	1.526	1.376	7.906
1997	5.019	761	2.041	1.899	9.721
1998	5.491	493	2.247	2.041	10.271
1999	7.950	144	2.429	1.858	12.382
2000	9.733	113	2.806	1.914	14.566
2001	10.994	121	2.849	2.063	16.027
2002	11.631	497	2.973	2.277	17.378
2003	13.513	469	3.944	3.013	20.939
2004	13.226	527	4.462	3.891	22.108
2005 *	2.437	76	1.755	651	4.920

* Şubat ayı itibarıyla

Konut sektöründe ise, ana iletim hattı üzerinde bulunan ve yatırım yapabilecek tüketim potansiyeline sahip ve hava kirliliğinin yoğun olduğu Ankara,

İstanbul, Bursa, Eskişehir ve İzmit'te doğal gaz kullanımı sağlanmıştır. Tablo 2.5'te yıllar itibariyle doğal gazın sektörel bazda kullanımı verilmektedir.

2.4. Türkiye'nin Doğal Gaz Projeleri

Ülkemizin doğal gaz talebinin karşılanması amacıyla, çeşitli doğal gaz alım satım anlaşmaları imzalanmıştır. Bu anlaşmalara ilaveten ülkemizin artan doğal gaz talebine paralel olarak, tek yetkili kuruluş olan BOTAŞ'ın yeni anlaşma görüşmeleri devam etmektedir.

Enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi amacıyla 14 Şubat 1986 yılında, Türkiye'nin ilk doğal gaz alımı anlaşması, eski Sovyetler Birliği (Rusya Federasyonu) imzalanmıştır. Gelişen pazarımızın ihtiyacı olan doğal gazın temini için, arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve arz güvenliği hususu da dikkate alınarak muhtemel bütün arz kaynakları da değerlendirilmelidir. Ülkemizin üç tarafının denizlerle çevrili oluşu, çevremizdeki ülkelerin zengin kaynaklara sahip olması, doğal gazın hem karadan hem de denizden temini şansını beraberinde getirmektedir. Şu anda 6 ayrı ülke ile 8 ayrı doğal gaz ve sıvılaştırılmış doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmış durumdadır. Bu anlaşmalar ile kontrata bağlanan toplam arz miktarı 67,8 milyar m³/yıl olup, bunun 62,6 milyar m³/yıl'ı doğal gaz, 5,2 milyar m³/yıl'ı sıvılaştırılmış doğal gazdır. İçinde bulunduğumuz dönem itibariyle doğal talebimiz 5 ayrı anlaşma ile karşılanmaktadır. Bu anlaşmalar, Rusya Federasyonu ile 6 milyar m³/yıl, 8 milyar m³/yıl ve 16 milyar m³/yıl için imzalanan 3 ayrı anlaşma, Cezayir ile imzalanan 4 milyar m³/yıl ve Nijerya ile 1,2 milyar m³/yıl'lık anlaşmalardır [1]. Diğer alım anlaşmalarımız ise sırasıyla devreye girecek ve buna bağlı olarak yıllık gaz alım miktarında Tablo 2.6'de görüldüğü gibi bir artış meydana gelecektir.

Tablo 2.6 Doğal gaz alım anlaşmaları

Mevcut Anlaşmalar	Miktar (Plato) (Milyar m ³ /yıl)	İmzalanma Tarihi	Süre (Yıl)	Durumu
Rus. Fed. (Batı)	6	14 Şubat 1986	25	Devrede
Cezayir (LNG)	4	14 Nisan 1988	20	Devrede
Nijerya (LNG)	1.2	9 Kasım 1995	22	Devrede
İran	10	8 Ağustos 1996	25	Devrede
Rus. Fed. (Karadeniz)	16	15 Aralık 1997	25	Devrede
Rus. Fed. (Batı)	8	18 Şubat 1998	23	Devrede
Türkmenistan	16	21 Mayıs 1999	30	2005
Azerbaycan	6.6	12 Mart 2001	15	2005
TOPLAM	67,8 Milyar m ³			

Tablo 2.7’de doğal gaz alımına başladığımız 1987 yılından itibaren yıllara ve ülkelere göre gaz alım miktarları verilmektedir. 2000 yılında 14.975 milyon m³ olan gaz alımı, 2004 yılında 22.173 milyon m³’e yükselmiştir. Bu da yaklaşık %68’lik bir artışa tekabül etmektedir [1].

Tablo 2.7 Yıllar itibariye doğal gaz ve LNG alımı [Botaş, 2005]

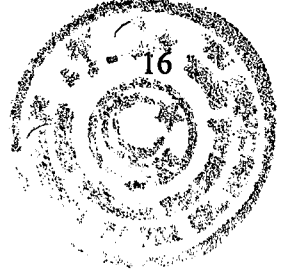
	Rusya Fed.	İran	Mavi Akım	Cezayir	Nijerya	TPAO	SPOT LNG	TOPLAM (Milyon m ³)
1987	432	-	-	-		88	-	520
1988	1.136	-	-	-		42	-	1.178
1989	2.986	-	-	-		116	-	3.101
1990	3.246	-	-	-		111	-	3.358
1991	4.031	-	-	-		66	-	4.097
1992	4.430	-	-	-		31	-	4.461
1993	4.952	-	-	-		23	-	4.975
1994	4.957	-	-	418		2	-	5.377
1995	5.560	-	-	1.058		-	240	6.859
1996	5.524	-	-	2.436		-	80	8.041
1997	6.574	-	-	3.300		-	-	9.874
1998	6.539	-	-	3.051		150	644	10.383
1999	8.693	-	-	3.256	77	299	331	12.657
2000	10.079	-	-	3.962	780	154	-	14.975
2001	10.931	115	-	3.985	1.337	-	-	16.368
2002	11.603	670	-	4.078	1.274	-	-	17.624
2003	11.422	3.520	1.252	3.860	1.126	-	-	21.179
2004	11.106	3.558	3.238	3.237	1.034	-	-	22.173
2005*	2.540	557	1.041	853	155	-	-	5.146

* Şubat ayı itibarıyla

Tablo 2.8’de Türkiye’nin yapmış olduğu anlaşmalar neticesinde yıllara göre doğal gaz alım miktarları verilmektedir. 2010 yılında 2005 yılına göre %60’lık bir artış görülmektedir. Fakat önümüzdeki yıllarda enerji sektöründe neler yaşanacağı belirsizdir [7]. Yeni anlaşmalar ve projeler hayata geçirilebilir [20], [18].

Tablo 2.8 Yıllar itibariyle doğal gaz alım miktarları (Milyon m³)(Botaş, 2005)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Rusya Fed.	5000	6000	6000	6000	6000	6000	0	0
Cezayir LNG	4444	4444	4444	4444	4444	4444	4444	4444
Nijerya LNG	1338	1338	1338	1338	1338	1338	1338	1338
İran	6689	8600	9556	9556	9556	9556	9556	9556
Rusya Fed. Batı	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Rusya Fed. Mavi	6000	8000	10000	12000	14000	16000	16000	16000
Türkmenistan	0	0	0	0	0	0	0	0
Azerbaycan	0	0	2000	3000	5000	6600	6600	6600
TOPLAM	30938	35766	40638	43587	47519	51058	47091	40791



3. DOĞAL GAZ NAKİL HATLARI

3.1. Türkiye'deki Doğal Gaz Boru Hatları

Türkiye'nin doğal gaz ile ilgili gerek Türkiye'de kullanımı ve gerekse Avrupa'ya taşınması ile ilgili olarak bir çok projesi ve uygulaması bulunmaktadır [20]. Bu projeler şunlardır:

1- Mevcut Doğal Gaz Hatları

- a) Rusya Federasyonu - Türkiye Doğal Gaz Boru
- b) Rusya Federasyonu – Karadeniz - Türkiye (Mavi Akım) Doğal Gaz Boru Hattı
- c) İran – Türkiye Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı
- d) Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali

2- Planlanmış Doğal Gaz Hatları

- a) Yunanistan - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- b) Hazar Geçişli Türkmenistan – Türkiye - Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- c) Azerbaycan -Türkiye (ŞAHDENİZ) Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- d) Irak - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- e) Mısır - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- f) Türkiye – Bulgaristan – Romanya – Macaristan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (NABUCCO PROJESİ)

3- Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi

Şekil 3.1'de Türkiye'nin şu andaki mevcut ve önümüzdeki yıllarda doğal gaz ile ilgili planladığı boru hatları verilmektedir.

3.2. Mevcut Doğal Gaz Ana İletim Hatları

3.2.1. Rusya Federasyonu - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı

1970'li yıllarda yaşanan Petrol krizlerinden sonra tüm dünyada olduğu gibi ülkemizde de alternatif enerji kaynakları arayışları başlamış, yapılan çalışmalar ve görüşmeler sonucunda 18 Eylül 1984 tarihinde, Türkiye Cumhuriyeti ve eski Sovyetler Birliği Hükümetleri arasında Doğal Gaz sevkiyatına ilişkin bir anlaşma imzalanmıştır. İmzalanan doğal gaz sevkiyatı anlaşması gereğince sorumlu kuruluş olan BOTAŞ tarafından çalışmalara başlanılmış ve 1985 yılında yapılan araştırmalar sonucunda doğal gaz tüketim potansiyeli ve muhtemel güzergah belirlenmiştir. Bunu takiben 14 Şubat 1986 yılında BOTAŞ ve SOYUZGAZEXPORT arasında 25 yıl süreli yapılan bir anlaşma ile ülkemize ilk gaz ithalatımız başlamıştır. Bu anlaşma gereğince 1987 yılından itibaren artan miktarlarda gaz alımı kararlaştırılmıştır. Anlaşma gereğince 5-6 milyar m³/yıl olan gaz akışı şu an 14 milyar m³/yıl'a ulaşmıştır. Planlanan anlaşmaya göre doğal gaz boru hattı Bulgaristan sınırındaki Malkoçlar'dan itibaren başlayarak Hamitabat, Ambarlı, İstanbul, İzmit, Bursa, Eskişehir güzergahını takip ederek Ankara'ya ulaşmaktadır.

Doğal gaz boru hattının 26 Ekim 1986 tarihinde inşasına başlanılıp, hat ile taşınan doğal gaz, 23 Haziran 1987 tarihinde Hamitabat Trakya Kombine Çevrim Santrali'ne devamında Ağustos 1988'de Ankara'ya ulaşmıştır. Doğal gaz, Temmuz 1988'de İGSAŞ'ta Ağustos 1988'de Ambarlı Santrali'nde, Ekim 1988'de de Ankara'da konut ve ticaret sektörlerinde kullanılmaya başlanmıştır. Sanayi sektöründe doğalgaz kullanımı ise, Ağustos 1989'da başlamıştır [1].

Doğal gaz iletim hattı, Hamitabat Ambarlı arası 225,4 km ve çapı 36"dir. Ambarlı'dan itibaren Marmara denizini 2 paralel 30" ve 53 km borularla geçerek, Pendik'te tekrar karaya çıkmaktadır. Buradan 36 km 36"lik bir hat Demirciler'e uzanmakta, Demirciler'den 17,8 km 24"lik bransman ile Pazarcık'a, oradan 12"lik ve 1,2 km bir hatla İGSAŞ'a uzanmaktadır. Demirciler'de bulunan diğer bir kol ile 24" ve 7,3 km'lik bir hatla Muallim mevkiine, buradan 24" ve 6 km uzunluğundaki 2 paralel hatla İzmit Körfez-Hersek bağlantısı gerçekleştirilmektedir. Hersek,

Yumurtatepe, Gemlik, Bursa, Bozüyük, Eskişehir üzerinden Ankara'ya uzanan 24" lik ve 428,9 km uzunluğunda doğal gaz boru hat yapılmıştır [1].

Doğal gaz boru hattın toplam uzunluğu 842 km olup, içinden 75 bar basınç geçecek şekilde dizayn edilmiştir. Hat boyunca Kırklareli, Pendik, Eskişehir, Ambarlı ve Bursa'da kompresör istasyonları, Malkoçlar'da ana ölçüm ve pig tesisi bulunmaktadır.

Doğal gaz ilave alımlarının tüketim noktalarına istenilen basınç ve miktarda taşınabilmesi için öngörülen yatırımlar yapılmıştır. Bunlar bazıları Malkoçlar ölçüm istasyonunun kapasitesi 8 milyar $m^3/yıl$ 'dan 14 milyar $m^3/yıl$ 'a yükseltilmiş, Kırklareli kompresör istasyonundaki mevcut 4 kompresör ünitesi güçlendirilmiştir.

3.2.2. Rusya Federasyonu – Karadeniz - Türkiye (Mavi Akım) Doğal Gaz Boru Hattı

BOTAŞ tarafından, Rusya Federasyonu'ndan alınacak 16 milyar m^3 ilave doğal gazın Karadeniz üzerinden Türkiye'ye taşınabilmesi amacıyla, 15 Aralık 1997'de Rusya Federasyonu ile 25 yıl süreli bir doğal gaz alım satım anlaşması imzalanmıştır [1].

- Rusya topraklarında İzobilnoye - Djubga arasında 56-inç çapında 307 km ve 48-inç çapında 65 km uzunluğundaki Boru Hattı Sistemi,
- Karadeniz geçişi olarak, Djubga-Samsun arasında yaklaşık 392 km. uzunluğunda 24-inç çapında paralel 2 ayrı hat,
- Türkiye topraklarında ise Samsun-Ankara arasında 48-inç çapında ve 501 km. uzunluğundaki Boru Hattı Sistemi,

olmak üzere üç ana bölümden oluşmaktadır.

Toplamı 1200 km olan boru hattının Karadeniz kısmında, 2.140 m derinliğe boru döşenerek bu alanda bir dünya rekoru kırılmıştır. Mavi Akım Projesi olarak da bilinen bu boru hattı, Türkiye topraklarında, Samsun'dan başlayarak Amasya, Çorum, Kırıkkale üzerinden Ankara'ya ulaşmaktadır. Hattın yapımı 20 Ekim 2002 tarihinde Samsun-Durusu ölçüm istasyonunda düzenlenen "Altın Kaynak" töreni ile Karadeniz'den gelen boru hattı Samsun'daki hat ile birleştirilmiştir. Gerekli test işlemlerinin tamamlanmasının ardından 20 Şubat 2003 tarihinde boru hattı sistemi devreye alınmış ve Rusya'dan gaz sevkiyatı başlamıştır.

Mavi Akım Projesi'nin en önemli özelliği Rusya Federasyonu ile daha önce yapılan iki anlaşmadan farklı olarak herhangi bir ülke üzerinde geçiş yapmayarak, doğrudan Türkiye'ye doğal gaz verecek olmasıdır.

3.2.3. İran – Türkiye Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı

Bu proje ile doğal gazda Rusya Federasyonu'na olan bağımlılığı azaltmak ve enerji çeşitliliğini sağlamak amacıyla İran gazının boru hattıyla Türkiye'ye taşınması amaçlanmıştır [18].

Bu kapsamda, 8 Ağustos 1996 tarihinde İran ile Türkiye arasında Tahran'da bir Doğal Gaz Alım Satım Anlaşması imzalanmıştır. Bu anlaşmaya göre; doğal gaz alımı 3 Milyar m³ ile başlayıp, yıllar itibarıyla artarak 10 Milyar m³/yıl'a ulaşacaktır.

Yaklaşık 1.491 km. uzunluğunda, çapı 48" ve 40" arasında değişen Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı Doğubeyazıt'tan başlayıp, Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara'ya uzanmakta bir branşman da Kayseri - Konya üzerinden Seydişehir'e ulaşmaktadır [1].

Hattın ihalesi 5 bölüm halinde yapılmış olup, bölümlerin uzunlukları:

- 291 km., 48", Doğubeyazıt-Erzurum ,
- 307 km., 48", Erzurum-Sivas,
- 256 km., 48", Sivas-Kayseri,
- 320 km., 40", Kayseri-Ankara ,
- 317 km., 40" ve 16", Kayseri-Konya-Seydişehir

İran Bazargan'daki ölçüm istasyonunun tamamlanmasıyla 10 Aralık 2001 tarihinde İran'dan gaz alımı başlamıştır [1].

3.2.4. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali

Doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi, arz güvenliğinin ve arz esnekliğinin artırılması için 14 Nisan 1988 tarihinde, BOTAŞ ile SONATRACH arasında 20 yıl süreli bir LNG Alım Satım Anlaşması imzalanmıştır. Bu anlaşmaya göre Cezayir'den yılda 2 milyar m³ doğal gaz eşdeğeri LNG alımı yapılacaktır.

Yapılan anlaşma kapsamında ithal edilecek gaz için gerek oluşacak gaz fazlalığında gazın depolanması için gerekse ani talep artışlarında devreye alınıp hatta verilmek üzere BOTAŞ tarafından 1989 yılında Marmara Ereğlisi LNG İthal Terminali yapımına başlanmıştır. Terminal 3 Ağustos 1994 tarihinde işletmeye alınmıştır [1].

Cezayir ile 1995 yılında imzalanan Zeyilname ile yıllık ithalat edilecek olan LNG miktarı 4 milyar m³'e çıkarılmıştır. Buna ilaveten 9 Kasım 1995 tarihinde de Nijerya ile 1,2 milyar m³ doğal gaz eşdeğeri LNG alımı için bir anlaşma imzalanmıştır.

Marmara Ereğlisi LNG İthal Terminali'nin iki ana fonksiyonu vardır;

- Gelen LNG'yi depolamak,
- Depolanan LNG'yi istenilen miktarda gazlaştırarak Rusya Federasyonu-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı'na sevk etmek.

LNG Terminali'nin iskelesi 300 m. uzunluğundadır. İskele 110 m'lik yaslanma hattı, 380 m'lik dolfin açıklığı ve 16 m'lik su kesimine sahiptir. Terminalde; 3 adet 16" çapında ve gemiden LNG boşaltımını sağlayan boşaltma kolları ve gemi ile gaz alışverişini sağlayan 12" çapında 1 adet yükleme kolu, her biri 85.000 m³ hacminde 3 adet LNG depolama tankı, 3 adet deniz suyu kullanan gazlaştırıcı ve 4 adet doğal gazı yakıt olarak kullanan gazlaştırıcı bulunmaktadır [1].

İskeleye yanaşan tankerlerden boşaltma kolları ile alınan LNG, çapı 30" olan boşaltma hattı ile tanklara depolanmaktadır. Gazlaştırıcılardan çıkan doğal gaz ölçüm hattının çıkışında kokulandırılıp, 24" çapında, 23 km uzunluğunda bir boru hattı ile Çorlu-Önerler'de, Rusya Federasyonu-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı'na sevk edilmektedir [1].

Terminalin maksimum ekonomik gönderme kapasitesi 1999 yılında 439.000 m³/saat'ten 685.000 m³/saat'e çıkarılmıştır. 14 Şubat 2001 tarihinde geçici kabulü yapılmış olup, sistem devreye alınmıştır [1].

3.3. Planlanmış Doğal Gaz Ana İletim Hatları

3.3.1. Yunanistan - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Türkiye ve Yunanistan arasında doğal gaz şebekelerinin enterkoneksiyonu ve Güney Avrupa Gaz Ringi'nin gerçekleştirilmesi kapsamında başlatılan Türkiye-Yunanistan Doğal Gaz Boru Hattı projesinin fizibilite çalışması 25 Mart 2002 tarihinde tamamlanmıştır [12].

28 Mart 2002 tarihinde Ankara'da, T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı ile Yunanistan Kalkınma Bakanının huzurlarında BOTAŞ ve DEPA Genel Müdürleri tarafından bir Mutabakat Zaptı imzalanmıştır. Aynı tarihte iki ülke bakanları doğal gaz ve elektrik konularında işbirliğini içeren bir de ortak bildiri imzalamışlardır.

Projenin fizibilite ile mühendislik çalışmalarının tamamlanmasının ardından, 23 Aralık 2003 tarihinde Ankara'da düzenlenen bir törenle doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmıştır. Buna göre 750 milyon m³ ile başlayacak taşıma miktarı 2012 yılında 11 milyar m³'e ulaşacaktır. Bu miktarın 3 milyar m³'ünün Yunanistan'a, 8 milyar m³'ünün İtalya'ya taşınması öngörülmektedir. 209 km'si Türkiye sınırlarında olmak üzere, toplam 300 km uzunluğundaki hattın, 2006 yılında tamamlanması planlanmaktadır [12].

Boru hattının Yunanistan'dan sonra İtalya'ya uzatılması ile ilgili çalışmalar da başlatılmış bulunmaktadır. Konu ile ilgili olarak İtalyan- Edison Gas ve DEPA bir anlaşma imzalamışlardır. Projeye finansal destek sağlanması amacı ile AB TEN programı fonuna yapılan başvuru kabul edilmiştir. Projenin ön fizibilite çalışmaları tamamlanmış olup, fizibilite çalışmasının ihalesine Edison Gas ve DEPA tarafından çıkmıştır [1].

Türkiye-Yunanistan DGBH projesi kapsamında imzalanan doğal gaz alım-satım anlaşması yürürlüğe girmesi ile projenin İtalya bağlantısı olması bakımından önemli bir aşamadır. Böylelikle Türkiye-Yunanistan DGBH Projesi'nin, Türkiye-Yunanistan-İtalya DGBH Projesi'ne dönüşme ihtimali vardır.

3.3.2. Hazar Geçişli Türkmenistan – Türkiye - Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Türkmen doğal gazının elverişli bir güzergahtan ve herhangi bir kısıtlamaya tabi olmaksızın Türkiye'ye ve Avrupa pazarlarına ihracı konusundaki çalışmalar

1991 yılı itibarıyla başlatılmıştır. 1991'den bu yana, iki ülke arasında, projenin gerçekleştirilmesi için birçok protokol ve anlaşma imzalanmıştır.

Türkmenistan'da üretilecek doğal gazın Hazar geçişli bir boru hattı ile Türkiye'ye ve ülkemiz üzerinden Avrupa'ya taşınmasını amaçlayan Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi'nin hayata geçirilmesi kapsamındaki ilk önemli anlaşma, 29 Ekim 1998 tarihinde, Türkiye ve Türkmenistan Devlet Başkanları arasında Ankara'da imzalanan anlaşmadır [1].

Türkmenistan'dan Türkiye'ye 16 BCM/Yıl ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya 14 BCM/Yıl olmak üzere toplam 30 BCM/Yıl Türkmen doğal gazını taşıyacak Hazar-Geçişli Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi'nin ifası ve Türkmenistan'dan Türkiye Cumhuriyeti'ne doğal gaz satışına ilişkin olarak imzalanan anlaşma ile taraflar 30 Mayıs 1999 tarihine kadar 16 BCM/Yıl'lık Alım-Satım Anlaşması, Gaz Boru Hattı Anlaşması'nın imzalanması; boru hattının geçtiği güzergah üzerindeki hükümetlerle ve boru hattı işletmecisi şirketlerle ev sahibi ülke anlaşmalarının hazırlanması hususlarında anlaşmaya varmışlardır [1].

21 Mayıs 1999 tarihinde, Aşgabat'ta, BOTAŞ ile Türkmenistan Devlet Başkanı arasında, 16 milyar m³/yıl düzeyinde doğal gaz alımına ilişkin doğal gaz alım-satım anlaşması imzalanmıştır. 30 yıl süreli geçerliliği olan söz konusu bu anlaşmaya göre, gaz teslimatların 2002-2004 döneminde başlaması öngörülmüştür. Doğal gaz alım-satım anlaşmasına göre, doğal gaz, Türkmenistan'dan Türkiye-Gürcistan sınırında teslim alınması kararlaştırılmıştır. Ayrıca, doğal gazı taşıyacak ve Türkmenistan'dan başlayarak Gürcistan sınırına ulaşacak boru hattının bu noktaya kadar yaptırılması ve işlettilmesi sorumluluğu tümüyle Türkmen tarafına verilmiştir [12].

Boru hattının Türkiye topraklarındaki yapım ve işletimi ise Türk tarafına aittir. BOTAŞ, özellikle İran hattının çapını 40-inç'ten 48-inç'e çıkararak ve bununla ilgili anlaşmaları imzalayıp inşaatlarına başlanmasını sağlayarak, Türkiye sınırları içinde inşa edilmesi gereken boru hatları için mühendislik, inşaat işlerinin büyük bir bölümünü yerine getirmiş bulunmaktadır.



29 Ekim 1998 tarihinde imzalanan anlaşmadaki ulusal prosedürlerin üzerine düşen tüm yükümlülüklerini Türkiye yerine getirmiştir.

Türkmenistan tarafından, 13 Şubat 1999 tarihinde, projenin General Electric Capital ve Bechtel firmalarından oluşan Pipeline Solutions Group (PSG) liderliğinde bir Konsorsiyum tarafından yürütüleceği açıklanmıştır. Ağustos 1999'da, PSG Konsorsiyumu'na Shell şirketi de iştirak etmiştir [1].

Türkmenistan'ın PSG'ye verdiği Görevlendirme Mektubu'nun (Mandate Letter) geçerlilik süresi 19 Şubat 2000 tarihi itibarıyla sona ermiştir. Türkmen tarafının bu yetkilendirme süresini uzatmaması nedeniyle, GE Capital ve Bechtel firmaları, söz konusu projenin gerçekleştirilmesi için oluşturulan PSG Konsorsiyumu'ndan çekilmişlerdir. Bu nedenle, boru hattının özellikle Gürcistan sınırına kadar olan bölümü ile ilgili çalışmalarda herhangi bir gelişme kaydedilmemiş olup, bu konuda faaliyete geçilmesi için Türkmen tarafının alacağı karar beklenmektedir [1].

3.3.3. Azerbaycan -Türkiye (ŞAHDENİZ) Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu proje ile Azerbaycan gazının Gürcistan üzerinden Türkiye'ye taşınması amaçlanmaktadır.

Ekim 2000'de başlayan Azerbaycan'dan doğal gaz alımına ilişkin müzakereler sonucunda, 12 Mart 2001 tarihinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı ile Azerbaycan Başbakan Yardımcısı tarafından Azerbaycan doğal gazının Türkiye'ye sevkıyatına ilişkin bir anlaşma yapılmıştır. Bu anlaşmayı takiben aynı tarihte BOTAS ve SOCAR arasında Doğal Gaz Alım Satım Sözleşmesi imzalanmıştır. 15 yıl süreli Doğal Gaz Alım Anlaşması, alımların 2 milyar m³ ile başlamasını ve ileriki yıllarda 6.6 milyar m³/yıl'a ulaşmasını öngörmektedir [8].



Söz konusu Alım-Satım Kontratı şartları uyarınca, doğal gazın teslim noktası Türkiye Gürcistan sınırındır. Hattın Türkiye topraklarında kalan kısmının yapım ve işletme sorumluluğu BOTAS'a ait olup, Azerbaycan topraklarından başlayarak Türkiye - Gürcistan sınırına kadar yapılacak kısmın yapım ve işletme sorumluluğu da SOCAR-Azerbaycan'a aittir [1].

Azerbaycan-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi'nin Türkiye kısmı ile ilgili olarak, Azerbaycan'dan alınacak olan doğal gazın Gürcistan-Türkiye sınırından Doğu Anadolu İletim Hattı'na 225 km'lik bir hat yapılarak bağlantı noktası olan Erzurum-Horasan'a kadar taşınması planlanmaktadır [12].

Projenin Ön Mühendislik çalışmaları tamamlanmış olup, yapım ihalesine çıkılacaktır.

3.3.4. Irak - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Bu Proje ile Irak'ta bulunan doğal gaz sahalarının geliştirilmesiyle üretilecek olan 10 milyar m³/yıl gazın, yapılacak bir doğal gaz boru hattı ile Türkiye'ye getirilmesi amaçlanmaktadır.

26 Aralık 1996 tarihinde, Ankara'da, iki ülkenin ilgili Bakanları tarafından yılda 10 milyar m³ gazın inşa edilecek bir boru hattı ile Irak'tan Türkiye'ye ihracı hususunda bir ön protokol imzalanmıştır.

Proje ile ilgili taraflar arasında, bir yandan Çerçeve Anlaşması, Ön Gaz Alım-Satım Anlaşması, Üretim Paylaşım Anlaşması ve Ortak Operasyon Şirketinin Kurulması'na yönelik anlaşmaların müzakere edilmesi ve öte yandan projenin yürütülmesi amacıyla oluşturulacak konsorsiyum ve şirketleşme çalışmalarının yapılması planlanmakta olup, bu çalışmaların gerçekleştirilerek nihai hale getirilmesi ile projenin hayata geçirilmesi, BM tarafından Irak'a uygulanan ambargoya bağlıdır [1].

Öte yandan, proje, 2 Mayıs 2001 tarihinde yürürlüğe giren Doğal Gaz Piyasası Kanunu kapsamında bulunmamakta olup, projenin yeniden değerlendirilerek Irak gazının Türkiye üzerinden Avrupa'ya taşınmasının sağlanması hususunda çalışmalar devam etmektedir [1].

3.3.5. Mısır - Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi

Doğal gaz arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi ve doğal gaz arz açığının bir kısmının Mısır'dan sağlanacak gaz ile karşılanması amacıyla geliştirilen bu proje ile ilgili çalışmalar yapılmaktadır.

2 Şubat 2000 tarihinde Ankara'da iki ülkenin ilgili Bakanları arasında imzalanan petrol ve gaz işbirliğine ilişkin bir anlaşmayla, taraflar Mısır'dan Türkiye'ye Akdeniz geçişli bir hatla, yılda 4 milyar m³ doğal gaz ihracı konusunda anlaşma sağlamıştır [1].

2 Mayıs 2001 tarihinde yürürlüğe giren 4646 sayılı yeni Doğal Gaz Piyasası Kanunu'nun Geçici 4. Maddesi'ne göre; kanunun yürürlük tarihinden sonra Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu tarafından yapılacak arz-talep dengesi çalışmaları sonucunda bir arz açığı saptanması durumunda, bu Proje ile ilgili anlaşma sonuçlandırılacaktır [1].

17 Mart 2004 tarihinde, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı ve Mısır Petrol Bakanı arasında; Türkiye'ye gaz ithalatı ve Türkiye üzerinden Avrupa'ya gaz iletimi hususlarında çerçeve anlaşma imzalanmıştır [1].

3.3.6. Türkiye – Bulgaristan – Romanya – Macaristan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi (NABUCCO PROJESİ)

Çeşitli uluslararası kuruluşlarca gerçekleştirilen projelere göre, Türkiye üzerinden Avrupa'ya artan miktarlarda Hazar ve Ortadoğu doğal gazının taşınması ve bu miktar 2010'lu yıllardan başlamak üzere özellikle 2020'lerde oldukça büyük miktarlara ulaşması ön görülmüştür. Bu projeler Avrupa'ya gaz taşıma planlarımızın Yunanistan'la yapılacak olan doğal gaz hattına ilaveten daha başka alternatifleri ortaya koymamızı gerektirmektedir. Bu kapsamda geliştirilen yeni bir proje ile Bulgaristan'dan başlayıp Romanya ve Macaristan güzergahını izleyerek Avusturya'ya doğal gazın ulaşılması planlanmaktadır.

Proje ile Bulgaristan'ın Bulgargaz, Romanya'nın Transgaz, Macaristan'ın MOL ve Avusturya'nın OMV Gas firmaları ile ortaklaşa çalışmalar yürütülmektedir. AB TEN programı fonundan fizibilite için hibe kredi almak amacıyla OMV Gas tarafından başvuru yapılmış ve 15 Temmuz 2003 tarihinde fizibilite çalışmasının yarısının TEN fonundan karşılanması şeklinde karar alınmıştır [8].

Avusturya'ya ulaşacak güzergah ile ilk etapta Bulgaristan, Romanya, Macaristan, Slovakya, Çek Cumhuriyeti gibi yeniden yapılanan ekonomilerin gaz ihtiyacı karşılanıp, diğer ülkelerin gaz talebine göre takip eden yıllarda Avusturya'nın Avrupa'da önemli bir doğal gaz dağıtım noktası olma özelliğinden faydalanılarak batı Avrupa'ya ulaşılması planlanmaktadır. AB ülkelerinin sona erecek gaz kontratlarının yerini ülkemiz üzerinden taşınacak gazla ilgili anlaşmalar alabileceği gibi, AB'nin hedeflemiş olduğu serbest gaz piyasası koşulları oluştuğunda, Avusturya dahil söz konusu ülkelerin devam eden alım kontratları, rekabetçi fiyat koşulları dahilinde yine doğumuzdaki gaz kaynakları ile yer değiştirebilecektir [8].

Projenin pazar ve modelleme çalışmalarının tamamlanmasının ardından, teknik fizibilite çalışmaları başlatılmıştır. Proje ortaklarınca Haziran 2004 tarihinde, projenin finansman ve boru hattı taşıma kapasitesinin pazarlanması işlerini yürütmek üzere Nabucco Company Pipeline Study GmGH (Nabucco Boru Hattı İş Geliştirme

Şirketi) kurulmuştur. Şirketin merkezi Viyana'dadır. Projenin Yönlendirme Komitesi kararı uyarınca; her ülkenin kendi sınırları içinde kalan boru hattı kesimi çalışmaları için alt-taşeron seçmeleri gereği; Projenin Türkiye Kesimi mühendislik çalışmasının ihalesi yapılmış ve ihaleyi kazanan firma ile Temmuz 2004 tarihinde sözleşme imzalanarak, firma çalışmalarına başlamıştır [8].

3.4. Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi

Doğal gazın kışın fazlaca kullanılması neticesi kış mevsiminde arz-talep dengesizliği ortaya çıkmaktadır. Böyle durumlarda, arz ve talebi dengelemek maksadı ile doğal gaz sisteminde regülasyonu sağlamak için başvurulacak en iyi yöntem yeraltı depolarının kullanılmasıdır.

Doğal gaz sisteminin ayrılmaz bir parçası olan "Yeraltı depolama" bütün dünyada gelişmekte ve önem kazanmakta olup, artık gaz piyasasını kontrol eden ana unsurlardan birisi haline gelmiştir. Ayrıca ani talep neticesinde fiyat dalgalanmalarının önüne geçmenin en kolay ve basit bir yöntemidir.

Doğal gazın mevsimsel, günlük ve saatlik tüketim taleplerinin düzenlenmesi; ısı farklılığına bağlı olarak talebin azaldığı yaz aylarında, doğal gazın kışın artan ihtiyacı karşılamak amacıyla yeraltında depolanması için gerekli çalışmalar hızla devam etmektedir.

3.4.1. Tuz Gölü Doğal Gaz Yeraltı Depolama Projesi

Doğal gazın yeraltında depolanabildiği en uygun ortamlardan birisi; yeraltında bulunan tuz yapılarında leaching (eritme) operasyonu ile oluşturulan büyük hacimli suni kavernalardır [12]. Tuz Gölü'nün 30-40 km güneyinde, Aksaray ili Sultanhanı ilçesi Bezirci yöresinde varlığı ispat edilmiş olan tuz domları bu iş için uygunluk arz etmektedir. Proje ile ilgili olarak 1999 yılında ihale açılmış ve yapılan ihale sonrası projeyi alan konsorsiyum ile sözleşme imzalanmış ve çalışmalara başlanılmıştır. 15

Ekim 2000 tarihi itibariyle sismik çalışmalara başlanılmış ve Kasım 2000'de bu çalışmalar tamamlanmıştır. Ham data olarak sahadan elde edilen sismik etüdü sonuçlarının değerlendirilmesine devam edilmektedir [12].

3.4.2. Kuzey Marmara ve Değirmenköy Sahaları Yeraltı Doğal Gaz Depolama Projesi

Kuzey Marmara ve Değirmenköy Sahaları Yeraltı Doğal Gaz Depolama Projesi tamamlandığında bu sahalarda yılda 1,6 milyar m³ doğal gaz depolanabilecektir. Sahalara yaz aylarında ortalama 9 milyon m³/gün ile enjekte edilecek olan gaz, kış aylarında ortalama 11 milyon m³/gün debi ile çıkartılması planlanmaktadır.

Kuzey Marmara ve Değirmenköy sahalarının yeraltı gaz deposu olarak kullanılması ile ilgili mühendislik çalışmalarına devam edilmekte olup, malzeme temin çalışmaları kapsamında 2003 yılı içerisinde satın alma şartnameleri hazırlanmış olan Start-up Isıtıcı, Gaz Dehidrasyon Ünitesi, Hidrokarbon Çiğlenme Noktası Ayarlama Ünitesi, Yakıt Gazı Sistemi, Inlet Gaz Filtreleri, Ön Separatör Ünitesi, Yüksek Basıncı Separatör, Düşük Basıncı Separatör, Glikol Enjeksiyon Üniteleri, Asma Vinç ile Gaz Ölçüm Sistemi siparişe bağlanmıştır. Kompresör ve türbin paketlerinin imalatları tamamlanmış ancak testleri devam etmektedir [12].

Ayrıca Kuzey Marmara Sahasında açılacak olan uzun açılımlı kuyuların Entegre Sondaj Servisleri işi için yetki verilen firma ile anlaşma imzalanmıştır. 2003 yılı sonunda sahada 3 uzun açılımlı kuyunun sondaj ve tamamlama işlemleri bitirilmiştir. 3 kuyuda yapılan test çalışmaları sonrasında kuyu performansları proje beklentilerini karşılar nitelikte bulunmuştur [12].

Değirmenköy sahasında toplam 7 adet kuyunun tamamlama operasyonları ve testleri gerçekleştirilmiştir. Sahaların yeraltı gaz deposu olarak kullanılmasına Nisan 2005'te başlanacağı tahmin edilmektedir [12].

4. DOĞAL GAZ NAKİL HATTI EKİPMANLARI

4.1. Kompresör İstasyonu

Bir doğal gaz boru hattında gaz kaçağı söz konusu değilse, basınç kayıpları temelde iki nedenden dolayı ortaya çıkar :

- a) Akışkan ile boru iç yüzeyi arasındaki sürtünme,
- b) Kullanıcıların borudan gaz çekmesi.

Basınç kayıplarını gidermek ve gazın akışını ayarlamak amacıyla nakil hatlarına kompresörler yerleştirilir. Kompresör istasyonu, boru hattı içerisindeki gaz basıncının ve dolayısıyla hattın kapasitesinin artırılması için gerekmektedir. Doğal gaz nakil hatlarının tasarımı aşamasında ileride meydana gelebilecek talep değişimine göre en düşük basınç değerlerinin olduğu bölgelere kompresör konulması planlanmıştır. Bir kompresör ünitesi her biri doğrudan bir gaz türbini tarafından çalıştırılan bir veya daha fazla kompresör ünitesinden oluşur [10].

Kompresör istasyonları Ankara–Yaprıcak’tan SCADA sistemi vasıtasıyla uzaktan kontrol edilebilecek şekilde dizayn edilmiştir. Doğal gaz boru hatlarında doğal afetler, yangın, saldırı vb. sonucunda meydana gelebilecek olan hasarlar bu yöntemle tespit edilebilmektedir [19]. Ayrıca kompresör istasyonları lokal olarak, otomatik ve manuel kontrolü de yapılabilmektedir.

Doğal gaz istasyona, istasyon giriş vanası vasıtasıyla girer. Devamında istasyon giriş borularından kompresör emiş başlığına doğru akar. Emiş başlığı her bir kompresör için 3 ayrı bağlantıya sahiptir. Her kompresörün emiş kısmında giriş vanaları ve gaz temizleyicileri vardır. Doğal gaz, kompresörün emiş kısmına doğru akar ve burada 71,3 bar (Kırıkkale’deki kompresör istasyonu için) basınca sıkıştırılır. Sıkıştırılan gaz hava soğutmalı soğutucuya geçer. Gaz buradan, kompresör boşaltma vanası vasıtasıyla boşaltma başlığına gelir. Gaz, istasyon çıkış boruları ve istasyon çıkış vanası ile yeniden boru hattına birleşir [10].

Kırıkkale'deki mevcut kompresör istasyonunda, ikisi çalışır, biri yedek durumda 3 adet birbirine paralel olarak çalışan % 50 gaz türbinli santrifüj kompresörü bulunmaktadır. Gaz türbinleri için gereken yakıt, istasyon giriş vanasının alt çıkış kısmından alınır. Yakıt gazı, basıncı düşürülmeden önce filtrelerde temizlenir indirekt gaz yanmalı su banyolu ısıtıcılarda ısıtılır. Gaz daha sonra türbin kızaklarının üst akış kısmına yerleştirilmiş filtreler yoluyla gaz türbinine akar [2].

Talebin az olduğu zamanlarda, örneğin yaz ayları süresince istasyona ihtiyaç duyulmazsa kompresör istasyonu giriş ve çıkış vanaları kapatılır. İstasyon giriş ve çıkış hatlarının arasında kurulan by-pass hattı vasıtasıyla doğal gaz kompresör istasyonuna girmeden ana hatta devam eder [2].

Bir kompresör istasyonundaki ekipmanlar şunlardır :

- a) Pig alıcı ve fırlatıcıları,
- b) Enstrüman gazı kurutma sistemi,
- c) Mazot deposu,
- d) Acil durumlar için mazotlu güç jeneratörü,
- e) Yangın-su deposu, su pompaları ve dağıtımı,
- f) Drenaj tankı ve pompası
- g) Otomatik boşaltma sistemi.

Her kompresör ünitesi kendi tahliye sistemine sahiptir. Kompresör ünitesinin kapanması ve gazın salıverilmesi için sinyal alındığında, emme ve boşaltma vanaları kapanır ve tahliye vanası açılır. Sistem kapatma vanasının kapanmasını takiben 1 dakika içerisinde kompresör ünitesini boşaltacak şekilde dizayn edilmiştir.

Doğal gaz nakil hatlarında en çok santrifüj kompresörler kullanılmaktadır. Santrifüj kompresörler 2/1 basınç oranında yüksek kapasiteli ve düşük basma oranlı kompresörlerdir. Bu kompresörler gaz türbini ile çalışmaktadırlar. Bir gaz türbini, sıcak gaz jeneratörü ve güç türbini olmak üzere iki önemli parçadan oluşmaktadır [2].

4.2. Hat Vanaları

Doğal gaz hatlarında belirli aralıklarla hat vanaları konulmaktadır. İki vana arasındaki mesafe 20 km ile 5 km arasında değişmektedir. Hat vanalarının 3 temel görevi vardır [2].

1- Doğal gaz akışını durdurmak; (herhangi bir kaza, sızıntı veya bakım çalışmaları sırasında iki hat vanası arasındaki bölüm boru hattının diğer kısımlarından ayrılır. Boru hattının diğer kısımlarındaki basınç seviyesi düşmez ve akışın devamı sağlanır)

2- Doldurma ve boşaltma; (iki hat vanası arasındaki boru hattının kısmen veya tamamen boşaltmak veya iki vana arasını gazla doldurmak)

3- Basınç eşitleme; (iki vana arası gazla doldurduktan sonra diğer kısımlara olan basınç farkını gidermek amacıyla her iki tarafındaki basınç eşit duruma getirilir)

Bir hat vanası; ana vana, by-pass hattı, havalandırma boruları (2 adet) olmak üzere üç kısımdan oluşmaktadır.

Hat vanaları gaz/yağ ile hareket ettirilen bir mekanizmaya sahiptir. Bunlar konulduğu hatla aynı çap değerinde ve küresel tipli vanalardır. Hat vanaları LV 100 ile 121'e kadar 34 bar, LV 122'den LV 129'a kadar 20 bar'a ayarlanmıştır. Bu basınç değerlerinin altına düştüğünde vanalar otomatik olarak kapanmaktadır. Bu işlem bütün hat vanalarında bulun otomatik kontrol sistemiyle yapılmaktadır. Ayrıca tüm hat vanaları elle kontrol edilebilir veya Ankara'da ki kontrol merkezinde kapatılması da mümkündür [2].

4.3. Pig İstasyonları

Pig atma, boru hattı içerisinde ilerleyen ve çeperlerdeki parafinleri kazımakta kullanılan kazıyıcılar için kullanılmıştır. Kullanılan kazıyıcı, karakteristik, yüksek ve domuz sesine benzer bir ses çıkardığından dolayı, benzerliği göz önünde bulundurularak, şu anda boru hattı sistemlerinde kullanılan aletlerin adı “pig” (domuz) ismi verilmiştir [10].

Pig istasyonları boru hattının yapımını müteakiben devreye alma çalışmalarında veya işletme sırasında boru iç yüzeylerinin temizlenmesi amacıyla kurulmaktadır. Boru hatlarında biriken tozlar, kompresör yağları ve çeşitli kondensatlar piglerle temizlenir. Ayrıca doğal gazda herhangi bir şekilde meydana gelebilecek yoğunlaşma pik istasyonlarıncı temizlenmektedir. Normal işletme sırasında doğal gazın kuru olması ve hattın hidrokarbon çığ noktası sıcaklığının üzerinde işletilmesi durumunda sıvı birikimi ve bunun pig işlemleriyle giderilmesi pek beklenmemektedir. Ayrıca pigler ile boru iç yüzeylerinde oluşan fiziksel ve kimyasal değişiklikler belirlenebilir. Pigler genellikle dayanıklı poliüretan veya neopren, piston şeklinde yapılmaktadır.

4.4. Doğal Gaz İşletme İstasyonları

Doğal gaz boru hattı boyunca büyük tüketicilere doğal gaz vermek için ölçüm ve basınç düşürme istasyonları ve gelen gazın miktarını ve kalitesini ölçmek için ana ölçüm istasyonları kurulmuştur.

4.4.1. Ana Ölçüm İstasyonu

Ana ölçüm istasyonlarının amacı Türkiye’ye gelen doğal gaz miktarlarını ve kalitelerinin ölçümünü yapmak, doğal gaza koku verici madde katmaktır. Ölçüm istasyonunda doğal gazın miktarının yanısıra, su ve hidrokarbon yoğunlaşma sıcaklıkları, kükürt miktarı, gaz kompozisyonu ve kalori değeri (yakma metoduyla)

ölçülmektedir. İstasyonda sıvı toplayıcılar, filtreler, ölçüm ve kokulandırma ekipmanları bulunmaktadır [11].

Bulgaristan sınırından gelen Rus doğal gazı 36" çaplı boru vasıtasıyla toprak altından kondensat toplayıcıya ulaşır. Kondensat toplayıcının üst kolunda bir gaz/yağ hareketlendirici iletim hattı giriş vanası konmuştur. Bu vana yüksek ve alçak basınçta kapama yapar. Kondensat toplama içindeki sıvıyı basınçla yakma çukuruna boşaltır. Kondensat toplayıcıda çok yüksek sıvı seviyesi oluştuğunda istasyonu devre dışına alır ve istasyonu ana boru hattından ayırır. Sıvı genişlemesinden doğabilecek aşırı basınçta, sistemin zarar görmemesi için, 82 bar'a ayarlanmış tahliye vanası ile sistem korunur [11].

Gaz, kondensat toplayıcıda, istasyon giriş vanası yoluyla filtrelerle geçer. Paralel olarak çalışan 3 adet %50 kapasiteli siklon filtre bulunmaktadır. Filtrelerde bulunan sıvı, drenaj tankında depolanıp buradan da boşaltım tankerine pompalanır.

Filtrelerden geçen doğal gaz ölçüm hatlarına girer. Burada biri yedek 4'ü çalışır durumda 5 adet paralel orifisimetre bulunmaktadır. Gaz/yağ hareketlendirici vanalar, her bir orifisimetre hattının aşağı akış hızına göre ölçüm hatlarını devre alan ya da devre dışı bırakan ölçüm kontrol sistemi ile çalışmaktadır. Ölçüm hattı üzerindeki düşük akış anahtarı en düşük akış hızını gösterir. Operasyon sırasında düşük akış anahtarı vanayı kapatarak geri akışı önler. Ölçülen gaz, çıkış vanası yoluyla hatta akar, ana hatla akıştan önce gaz analizi edilir. Analiz cihazı olarak gaz kromatografisi kullanılır. Hidrokarbon (C_1 'den C_6), CO_2 , N_2 ve ayrıca sülfür analizörü H_2S ve merkaptan analizörü bulunmaktadır [10].

Ayrıca gaz kokulandırma ünitesinde, 10-ME-3 tetrahidrotiofen adlı kokulandırıcı katılmasıyla kokulandırılır. Pig fırlatıcı, ölçüm ve kokulandırma ünitelerinin alt akış kısmındadır [11].

Bu ana istasyon dışındaki diğer tüm ölçüm ve basınç düşürme istasyonları birbirinin benzeridir.

4.4.2. Ölçüm ve Basınç Düşürme İstasyonları

Bu istasyonların amacı her bir büyük tüketiciye istedikleri basınçta doğal gaz vermek ve faturalandırmaya esas doğal gaz miktarını (enerji ve birim m^3) ölçmektir [11]. Her bir istasyonda filtreler, ısıtıcılar, basınç düşürücüler ve ölçüm cihazları bulunmaktadır.

Doğal gaz giriş vanası vasıtasıyla istasyona girer ve filtrelerle akar. Filtrelerin genellikle en az biri çalışır, diğeri yedek olmak üzere 2 adettir. Siklon filtreler, dizayn akışlarının %10'u ile %100'ü arasında ve $100000Nm^3/s$ üzerindeki akışta kullanılır. Bazı istasyonlarda belirlenen filtrasyon verimini sağlamak ve filtre üzerindeki basınç düşmesini minimumda tutmak için iki tip filtre paralel olarak yerleştirilmiştir [11].

İstasyondaki filtreler gazla birlikte taşınan sıvı ve katı partiküllerin temizlenmesi amacıyla kurulmuşlardır. Filtreler, gazın akış miktarına göre siklon veya kartuj tipindedirler. Gaz içindeki 5 mikron veya daha büyük partiküllerin %90'ını temizleyecek şekilde imal edilmiştir. Filtrelerde süzülen atık, seviye kontrolü altında drenaj tankında depolanır [2].

Filtrelerden geçen gaz eşanjörlere gelir. Gaz basıncının ani olarak düşmesi gaz sıcaklığını düşürür. Yaklaşık olarak her bir bar'lık basınç düşmesi, gazda $0,4-0,6\text{ }^{\circ}C$ soğumaya sebep olur. Gazın sıcaklığının yoğuşma sıcaklığının altına düşmesiyle su ve hidrokarbon sıvıları oluşur. Bunu önlemek için ısıtıcılar konulmuştur. Kontrol vanalarından önce gazın sıcaklığını maksimum akışta yoğuşma sıcaklığının $10\text{ }^{\circ}C$ üzerine çıkarılır. Isıtıcılar, biri yedek olmak üzere en az iki adet su banyolu ısıtıcıdan oluşmuştur. Gazın sıcaklığı, kontrol vanalarının alt akış kısmına konan, kontrol elemanları ile kontrol edilir [11].

Gaz eşanjörlerden sonra basınç düşürme bölümüne gelir. Basınç düşürme bölümünde gaz, istenen sabit çıkış basıncına ayarlanır. Çıkış basıncındaki düşme halinde kontrol vanası açılır, akış fazlaşır ve basınç sabit değerine tekrar gelir [10].

Basınç düşürme istasyonlarında biri yedek, biri çalışır şekilde en az iki adet iki basınç düşürme hattı mevcuttur.

Kontrol vanalarının alt akış kısmındaki basınç sabit tutulur ve akış değişir. Bu kısım, kontrol vanalarının yanlış fonksiyonlarından kaynaklanacak aşırı basınçtan şu şekilde korunur:

- a) Yüksek basınç alarmıyla kontrol odasına bir alarm yollanır,
- b) Pilot kumandalı basınç güvenlik vanalarının açılmasıyla,
- c) Tahliye vanasının ayarlanan basınç değerinin üzerindeki bir basınca set edilen istasyonu devre dışı bırakacak çok yüksek basınç tertibatı ile sistem korunur.

Basınç düşürme bölümünün alt akış kısmında gazın özellikleri analiz edilir. Bunlar gaz yoğunluğu, net ısı değeri ve gazın kompozisyonudur. Gazın yoğunluğu ve ısı değeri akış bilgisayarına veri olarak gider.

Gaz, basınç düşürme ünitesinden sonra gaz ölçüm ünitesine girer. Ölçüm ünitesi bir veya daha çok ölçüm hattına sahiptir.

Ölçüm hattının alt akış kısmına yerleştirilen gaz/yağ kumandalı vana, ölçülen gazın akış hızına göre ölçüm hatlarını devreye alan ya da devre dışı bırakan ölçüm kontrol sistemi ile çalışmaktadır. Ölçüm hattı üzerindeki düşük akış anahtarı en düşük akış hızını gösterir. Aktivasyon sırasında düşük akış anahtarı vanayı kapatarak geri akışı önler [11]. Ölçüm hattında bulunan elemanlar şunlardır :

- a) Bir orifis,
- b) Akış kaydedici,
- c) Basınç kaydedici,
- d) Sıcaklık kaydedici.

Ölçülen gaz, istasyon çıkış vanası vasıtası ile kullanıcıya verilir.

Tüm ölçüm ve basınç düşürme istasyonlarında ; mazot dağıtım ve depolama

tankları, acil durumlar için mazotlu güç jeneratörleri, atık depolama ve sevk etme, enstrüman ve vana akçuvatör gaz sistemleri mevcuttur [11].

Kontrol sisteminin vanayı kapatması halinde bile sabit gaz temini gerçekleştirmek için enstrüman ve vana akçuvatör gazı, istasyon giriş vanasının üst akış kısmından alınır [11].



5. DOĞAL GAZ NAKİL HATLARININ TASARIM ANALİZİ

Doğal gazın boru hatları ile uzun mesafelere taşınmasını sağlayacak uluslararası standartlar mevcuttur. Bu bölümde bu standartlar hakkında literatür bilgilere değinilmiştir.

5.1. Teknoloji

Türkiye’de boru hattı projelerinin malzeme temin ve inşasında uluslararası kabul ve geçerliliği olan standartlar uygulanmaktadır.

Doğal gaz boru hatları sisteminin dizayn ve inşasıyla ilgili olarak ANSI B 31.8 (Amerikan Ulusal Standartları Enstitüsü), söz konusu boru hattı kaynağı için API 1104 (Amerikan Petrol Standartları), sistemde kullanılan vana ve pig istasyonları için API 6D kullanılmaktadır [11], [2], [23].

Diğer taraftan, Türk Standartları Enstitüsü teknolojik gelişmelere paralel olarak, gerek ülkemizdeki mevcut, yapılmakta olan ve planlanan boru hatları gerekse Türkiye’den geçerek başka ülkelere uzanacak petrol ve doğal gaz boru hatları projeleri ile bir enerji terminaline dönüşecek olan yurdumuz için boru hatlarının önemi konusunda gerekli standartların hazırlanması çalışmalarını büyük bir hızla sürdürmektedir.

5.2. Tasarım Basıncı

Tasarım basıncı, borunun karşılaşılabileceği iç ve dış basınçlar dikkate alınarak hesaplanan en büyük basınçtır. Bir borunun en yüksek çalışma basıncı olarak da ifade edilen tasarım basıncı, borunun çapına, et kalınlığına ve malzemenin gerilme direncine, fabrikasyon özelliklerine bağlıdır [11].

5.2.1. Gaz Taşıma Hatları Tasarım Basıncı

ANSI B31.8-1975 “Gas Transmission And Distribution Systems 1982” kodunda sıcaklık faktörünü içeren metal boru hatları formülü ile plastik gaz hatları formülü yer almaktadır. Gazın sıcaklıkla genleşeceği dikkate alınarak sıcaklık faktörünü içeren formülün gaz boru hatları dizayn basıncı tespitinde kullanılması tercih edilmektedir [11].

$$P = \frac{2StE}{D} Fx C_T \quad (\text{Metal gaz boru hatları için}) \quad (5.1)$$

P = Dizayn basıncı (bar)

S = Boru malzemesinin akma dayanımı (kPa)

t = Minimum et kalınlığı (mm)

E = Boru yanal bağ faktörü (boyutsuz)

D = Boru dış çapı (mm)

F = Yer faktörü (boyutsuz)

x = Boru uzunluğu(m)

C_T = Sıcaklık faktörü (boyutsuz)

5.2.2. Gaz ve Sıvı Taşıma Hatları

Yukarıda yer alan metal boru hatları tasarım basınç formülü dışında, ANSI B31.3 1976 “Petroleum Refinery Piping” kodunda aşağıdaki iki formülden birinin kullanılması da mümkündür [11].

$$P = \frac{2S_A t E}{D - 2tY} \quad \Rightarrow \quad t = \frac{PD}{2(S_A E + PY)} + C \quad (5.2)$$

S_A = Müsaade edilen dayanım (kPa)

Y = Sıcaklık faktörü (boyutsuz)

C = Korozyon payı (mm)



Boru et kalınlığı ve tasarım basıncı formüllerinde geçen S ve S_A boyutsuz ifadeler farklı kavramlardır.

Bu formülün seçilmesinde $D/t > 4$ koşulu aranmalıdır. Y “ferritic” çelik borular için sıcaklık faktörüdür. Yüksek sıcaklıkta çalışacak boru hatlarının basınç dizaynında bu formülün kullanılması tercih edilmektedir [11].

Diğer formül “Lame denklemi” olarak bilinir. Boru et kalınlığını bulmaya göre düzenlenmiş olan Lame formülü [11]:

$$t = \frac{D}{2} \left[1 - \sqrt{\frac{SE - P}{SE + P}} \right] \quad (5.3)$$

Basınç dizayn formüllerinden hesaplanan et kalınlığı t ’nin değerine göre, boru malzemesi seçiminde aşağıdakilere dikkat edilmelidir [11].

$t \geq D/6$ veya $(P/S_A E) \geq 0.385$ ise, boru malzemesi seçiminde yorulma, bozunma ve ısı etkiler göz önünde bulundurulmalıdır [11].

F = Yer faktörü:

Karşılıklı ülkeler için	$F = 0.72$ (Tip A)
Şehir ve kasaba yakınlarında	$F = 0.60$ (Tip B)
Ticari ve özel alanlarda	$F = 0.50$ (Tip C)
Büyük alışveriş merkezleri	$F = 0.40$ (Tip D)

E = Yanal bağ faktörü:

Dikişsiz borular için	$E = 1.00$
Elektrik füzyon kaynaklı boru	$E = 0.80$
Spiral kaynaklı boru	$E = 0.80$
Dip ve kök kaynak boru	$E = 0.60$

C_T = Sıcaklık faktörü

$$T < 250 \text{ } ^\circ\text{F} \text{ için } C_T = 1.000$$

$$T = 300 \text{ } ^\circ\text{F} \text{ için } C_T = 0.967$$

$$T = 400 \text{ } ^\circ\text{F} \text{ için } C_T = 0.933$$

$$T = 450 \text{ } ^\circ\text{F} \text{ için } C_T = 0.867$$

Y: "Ferritic" çelik boruların sıcaklığa bağlı faktördür. Yüksek sıcaklıkta çalışacak boru hatlarında kullanılır.

$$T < 900 \text{ } ^\circ\text{F} \text{ için } Y = 0.4$$

$$T = 950 \text{ } ^\circ\text{F} \text{ için } Y = 0.5$$

$$T > 1000 \text{ } ^\circ\text{F} \text{ için } Y = 0.7$$

5.3. Tasarım Sıcaklığı

Normal çalışma ortamında beklenen boru metal sıcaklığıdır. $-20 \text{ } ^\circ\text{F}$ ile $250 \text{ } ^\circ\text{F}$ arasındaki metal sıcaklıklarında tasarım ve gerilim basınçlarını değiştirmeye gerek yoktur. Düşük atmosferik sıcaklıklar için uygun malzeme seçimi yapılmalıdır [11].

Yukarıdaki formüllerden biri ile hesaplanan et kalınlığı aşağıda sıralanan nedenlerden dolayı artırılabilir.

- 1) Korozyon payı
- 2) Diş açma
- 3) Bükülmeden dolayı oluşabilecek incelme
- 4) Nominal et kalınlığı için yapım hatası toleransı

5.4. Et Kalınlığı Sıra Numarası

E.K.S Numarası Amerikan boru kodu formülüne dayanır. Özellikle basınçlı sistemlerde kullanılacak borular için bilinmesi gereken bir niceliktir [11].

$$E.K.S.N = (\text{Program numarası}) = (P/S_A)1000$$

$$\text{Sıcaklık sınırı} \quad -290 < T < 650 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Amerikan boru kodu formülünde boru ağırlıkları bazı harflerle ifade edilir [11].

- STD Standart ağırlıklı boru
- HX Ekstra ağırlıklı boru
- XXH İki kat ekstra ağırlıklı boru

5.5. Boru Hattı Çapının Belirlenmesi

Genel durumlar:

- 1) İstenen debi Q, istenen çıkış basıncı P_2 ile çıkıştan alınabilmelidir.
- 2) Hattın herhangi bir noktasındaki basınç düşümü dizayn basıncına ulaşmamalıdır.
- 3) Optimum boru çapı, basınç düşümü ve boru maliyetine bağlıdır.
- 4) Herhangi bir hat içinde akış basıncına karşıt olan ve yenmeye çalışan, giderek akışın durmasına yol açan basınç sürtünme basıncıdır. Hat başından verilen enerji sürtünme basıncını yenmeye çalışır. Bunun yanında akış yerçekimine karşı, yüksek bir yere taşınıyorsa, ayrıca onun içinde enerji gereklidir. Dolayısıyla, hat başından verilen enerji, yatay olamayan bir hat için, eğer giriş çıkıştan düşük yerde ise, bir yandan sürtünme basıncını yenmeye, bir yandan da akışkanı istenen debide, istenen noktaya götürmek için kullanılacaktır [9]. Boru hattı çapı yapılan deneysel veriler neticesinde optimum çalışma aralıkları belirlenir [21].

5.6. Sürtünme Basınç Kaybı

Yatay bir hat için, basınç kaybı sürtünmeden dolayı ortaya çıkacaktır. Çapın büyüklüğünü sürtünme kaybına bağlı olarak bulmak için, sürtünme basınç düşümü bilinmelidir [11].

$$\Delta P_f = 2f_f \frac{L}{D} \frac{V^2}{g_c} \rho \Rightarrow V^2 = \left(\frac{Q}{A} \right)^2 \quad \text{İfadesi yerine yazılırsa}$$

$$\Delta P_f = \frac{32f_f L Q^2}{\pi^2 D^5 g_c} \rho \quad (5.4)$$

Boru çapı:

$$D^5 = \frac{32f_f L Q^2}{\Delta P_f \pi^2 g_c} \rho = \frac{8f L Q^2}{\Delta P_f \pi^2 g_c} \rho \quad (5.5)$$

Burada;

f_f : Fanning sürtünme faktörü

f : Moody sürtünme faktörü

g_c : yer çekimi ivmesi (m/s^2)

ΔP_f : Sürtünme basıncı (N/m^2)

ρ : Yoğunluk (kg/m^3)

Bu formülün gaz hatlarındaki basınç düşümü ve çap belirlenmesinde kullanılması için P ve Q değerlerinin veya V'nin değerinin bilinmesi gerekir.

5.7. Ekonomik Çap

Bir boru hattının ekonomik çapı, amortismanlı yatırım maliyeti ile optimum işletme maliyetinin toplamına bağlı olarak saptanır. Toplam maliyetle minimum (ekonomik) çap arasında yapılan korelasyonlar sonucunda aşağıdaki ampirik formül elde edilmiştir [11].

Tablo 5.1 Boru hattı etkin olduğu veriler

ÇAP	Etkilediği veri	Formülü
$D \uparrow$	$Q \uparrow$ (Debi)	$Q = (\pi/4)(D^2)(V)$
	$V \uparrow$ (Hız)	$V = \frac{4(Q)}{\pi D^2}$
	$\Delta P_f \downarrow$	$\Delta P_f = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2\rho_c}$
	$C \uparrow$ (Maliyet)	$C = BF(TL/m) L(m)$

Burada;

L : Hat uzunluğu (m)

V : Akışkanın hızı (m/s)

BF : Birim uzunluğunda D çapındaki borunun döşeme maliyeti ile birlikte birim fiyatı (TL/m)

Q : Debi (m^3/s)

$$D = \frac{Am^{0,45}}{\rho^{0,31}} \quad (5.6)$$

Burada:

A = Katsayı = 18,85 m = Kütlesel akış (kg/sa)

D = Ekonomik çap (cm) ρ = yoğunluk (kg/m^3)

5.8. Hattın Uzunluğu

Hattın uzunluğu işin hacmini ve maliyetini belirler. Kesin uzunluk, hat güzergahının gerçek ölçümü ile bulunur. Topografik haritalardan yararlanılarak harita üzerinden hat uzunluğu hesaplanır. Ayrıca, dere tepe geçitleri içeren bir hattın uzunluğu ölçme ile sağlıklı bir şekilde elde edilir [10].

5.9. Sivri Kuvvetlerin Etkin Olduğu Bölgeler

5.9.1. Farklı Basınca Sahip İki Hattın Birleşmesi

Farklı basınçlara sahip iki hattın birleşmesi, her ne şekilde olursa olsun, ister vana yoluyla, ister kaynak bağlantı ile olsun kullanılacak malzemeler yüksek basınç hattının malzemesine uygun olmalıdır. Çünkü, farklı basınçta çalışan iki hat bağlandıklarında, hatları ayıran vana en kötü çalışma ortamında kalacaktır. Düşük basınçlı hatta çalışan ekipmanın daha yüksek basınç bir hatta bağlanırsa hatta bulunan ekipmanın yüksek çalışma basıncına dayanır nitelikte olmalıdır [11].

5.9.2. Dönüslere Uygulanan Statik ve Dinamik Basınç Kuvvetleri

Uzun bir boru hattı pek nadir dümdüz ve dosdoğru gider. Bazı yerlerde ya istenen yönden ya da arazinin yapısından dolayı dönüşler yapar. Bu dönüşler borunun bükülebilme elastik sınırı içinde ise aradan boru bükülerek geçilir, eğer bu sınırı aşacak dönüş gerekiyorsa o durumda dirsekler kullanılır. Bükülebilirlik boru çapına ve malzemesine bağlıdır [11].

- İç basınçtan dolayı ortaya çıkan basınç kuvveti:

1) Kapalı vana ve kör flanşlar üzerine etkiyen basınç kuvveti

$$\text{Basınç kuvveti} = P \times A$$

2) Dönüşler ve dirsekler üzerine

$$\text{Basınç kuvveti} = 2 \left(\sin \frac{\theta}{2} \right) (PA)$$

- Hızdan dolayı oluşan basıncın uyguladığı kuvvet

$$\text{Dinamik kuvvet} = 2 \left(\sin \frac{\theta}{2} \right) \left(\rho \frac{Qv}{g_c} \right)$$

Toplam basınç kuvveti = Statik + Dinamik :

$$F_t = 2\left(\sin \frac{\theta}{2}\right)\left(\rho \frac{Qv}{g_c} + PA\right) \quad (5.7)$$

$Q = vA$ ifadesi yerine yazılırsa,

$$F_t = 2\left(\sin \frac{\theta}{2}\right)\left(\frac{\rho v^2 A}{g_c} + PA\right) \text{ olur.} \quad (5.8)$$

Bu denklemlerde ;

P : Statik durumdaki akışkanın boru hattı iç duvarına uyguladığı basınç (N/m^2)

A : Boru kesit alanı (m^2)

θ : Dirsek veya bükülen borunun dönüş açısı

g_c : Yerçekimi ivmesine (m/s^2)

Q : Akış miktarı (m^3/s)

v : Ortalama hız (m/s)

ρ : Yoğunluk (kg/m^3)

F_t : Kuvvet (N)

5.10. Karışık Bağlantılı Hatlarda Benzerlik Çözümleri

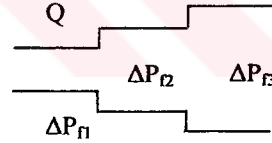
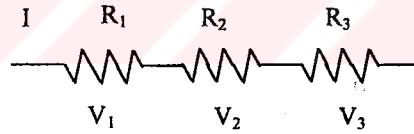
Uygulamada değişmez çaplı tek bir hat sistemine çok az rastlanır. Özellikle proses borulamada akışın birleşmesi ve ayrılmasında karmaşık yapılarla karşılaşmak mümkündür.

Çapları değişik olan boruların arka arkaya bağlanması seri bağlantı sistemine girer. Bu tür bağlantıda akış miktarı değişmez, fakat basınç kayıpları çap büyüklüklerine göre az veya çok olabilir.

5.10.1. Seri Bağlı Değişik Çaplı Hatlar

Seri bağlı sistemde akış aynıdır, fakat basınçlar değişir. Bu nedenle basınç değerleri her bir farklı çap değeri için ayrı ayrı hesaplanır [11].

Elektrik	Akışkan
Akım – Debi $I = I_1 = I_2 = I_3$	$Q = Q_1 = Q_2 = Q_3$
Gerilim – Basınç $V = V_1 + V_2 + V_3$	$\Delta P_f = \Delta P_{f1} + \Delta P_{f2} + \Delta P_{f3}$
Direnç – Direnç $\frac{V}{I} = \frac{V_1}{I_1} + \frac{V_2}{I_2} + \frac{V_3}{I_3}$	$C \frac{\Delta P_f}{Q} = \frac{\Delta P_{f1}}{Q_1} C_1 + \frac{\Delta P_{f2}}{Q_2} C_2 + \dots$
$R = R_1 + R_2 + R_3$	$K = K_1 + K_2 + K_3$



Şekil 5.1. Seri bağlı hatlarda elektrik bağlantı özdeşliği

5.10.2. Paralel Bağlı Hatlar

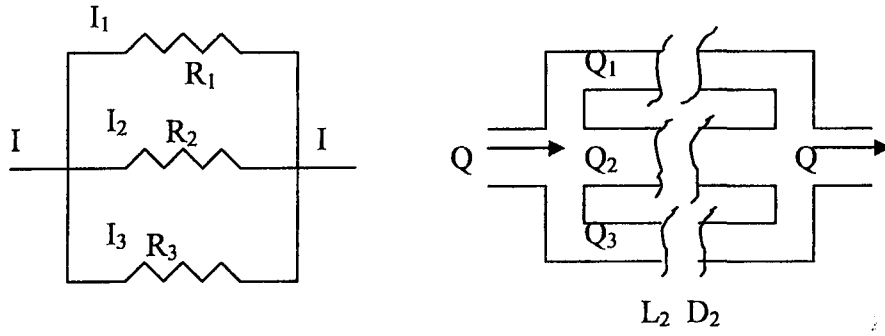
Paralel bağlı hatlarda durum seri bağlı hatlardaki durumun tersidir.

$$Q = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

$$L_1 = L_2 = L_3 \text{ ve}$$

$$D_1 = D_2 = D_3 \text{ ise}$$

$$\Delta P_f = \Delta P_{f1} = \Delta P_{f2} = \Delta P_{f3}$$



Şekil 5.2. Paralel bağlı hatlarda elektrik bağlantı özdeşliği

Eğer, çap ve uzunluklarda değişme varsa o zaman basınç düşümü olarak en büyük basınç düşümü ΔP_f olarak kabul edilir [11].

5.11. Boru Direnç Katsayısı

$$K = C\Delta P_f \Rightarrow C = f \frac{1}{\mu} AL' \text{ dir.}$$

(5.9)

C: Boru ve akışkanın değişmez özelliklerine bağlı katsayı

f: Sürtünme faktörü

AL: Boru yanal alanı

5.12. Karışık Bağlantılarda Q, P, L/D ve Uzunlukları

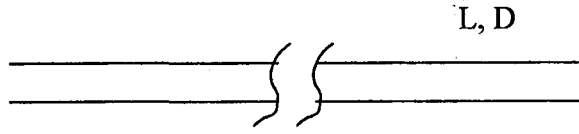
5.12.1. Değişik Çaplı Boruların Seri ve Paralel Bağlantıları

Şekil 5.2'de değişik çaplı boruların seri ve paralel bağlantılarının debi ve basınç düşümü arasındaki özdeşliği gösterilmektedir [11].

Bağlantı

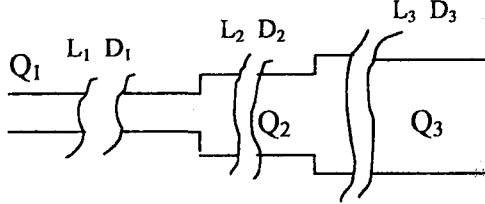
Debi ve Basınç Düşümü

Çapı değişmeyen basit tek hat



$$\Delta P_f = f \frac{Lv^2}{D2\rho_c}$$

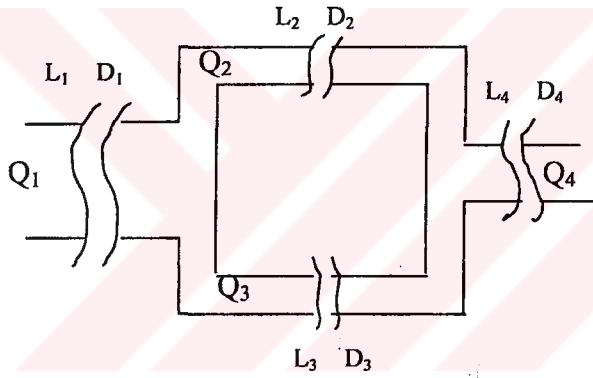
Değişken çaplı seri bağlı hat



$$Q_1 = Q_2 = Q_3$$

$$P_f = \Delta P_{f1} + \Delta P_{f2} + \Delta P_{f3}$$

Paralel bağlı hatlar



$$Q_1 = Q_4 = Q_2 + Q_3$$

$$\Delta P_f = \Delta P_{f1} + \Delta P_{f3} \text{ (veya } \Delta P_{f2}) + \Delta P_{f4}$$

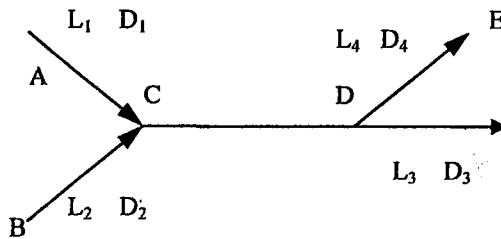
eğer

$$D_3 = D_2, L_3 = L_2 \text{ ise, } \Delta P_{f3} = \Delta P_{f2} \text{ olur.}$$

D veya L eşit değilse toplama

büyük olan ΔP_f girer.

Karışık bağlı hatlar



$$Q_3 = Q_4 + Q_5 = Q_1 + Q_2$$

$$A \text{ C arası } \Delta P_f = f \frac{L_1}{D_1} \frac{v_1^2}{2g_c},$$

diğerleri de

aynı şekilde hesaplanır.

Şekil 5.3. Değişik çaplı boruların seri ve paralel bağlantıları

5.11.2. Eşdeğer Çap ve Uzunluk Formülleri

Aynı basınç kaybına, küçük çaplı borularda daha kısa mesafede rastlanırken, geniş çaplı borularda uzun mesafede rastlanmaktadır. Bu da boru maliyeti ile basınç kaybının karşılığını göstermektedir [11].

Tablo 5.2 Eş değer çap ve uzunluk formülleri

Eşdeğer Çap ve Uzunluk		
Nicelik	Weymouth	Panhandle
Seri Bağlantı		
Eşdeğer Çap	$D_1 = D_2 \left(\frac{L_1}{L_2} \right)^{3/16}$	$L_1 = D_2 \left(\frac{L_1}{L_2} \right)^{0.2060}$
Eşdeğer Uzunluk	$L_1 = L_2 \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{16/3}$	$L_1 = L_2 \left(\frac{D_1}{D_2} \right)^{4.854}$
Paralel Bağlantı		
Eşdeğer Çap	$\frac{D_0^{8/3}}{L_0^{1/2}} = \frac{D_1^{8/3}}{L_1^{1/2}} + \frac{D_2^{8/3}}{L_2^{1/2}}$	$\frac{D_0^{2.618}}{L_0^{0.5394}} = \frac{D_1^{2.618}}{L_1^{0.5394}} + \frac{D_2^{2.618}}{L_2^{0.5394}}$

Eşdeğer uzunluklar, sürtünme basınç kaybının ekonomik yoldan hangi çaptaki boruyla karşılanabileceğinin kısa yoldan çözümüne ve aynı zamanda pompa seçimine ışık tutar [11].

5.13. Hat Tasarımında İş Programı ve Malzeme Seçimi

1. Boru hattının döşeneceği ve geçeceği yerler büyük ölçekli (1/25.000) haritalar üzerinde işaretlenir.
2. Döşenecek hattın profili çıkarılır. Profilde, dönüş noktaları “some” kazıklarıyla işaretlenir. Profilden alınan bilgiler kullanılarak basınç düşümü hesaplanır. En yüksek ve en düşük basınç noktaları belirlenir. Hattın basınçlandırılması gereken noktalarına kompresör kurulur.

3. Kanal açma işleminde kullanılacak ekipmanlar belirlenir. Kanalın kaya, toprak hafriyat miktarları ve m³ maliyetleri tahmini olarak hesaplanır. Kanal genişliği ve derinliği, hat çapına ve zeminine göre saptanır.
4. Basınç düşümüne, debiye, akışkan cinsine göre boru tipi belirlenir. Boru malzemesi, ASTM, ANSI, DIN ve TS 6047 standartlarına göre seçilebilir. TS 6047 göre boru çapı, debi miktarı ve basınç kaybı dikkate alınarak belirlenir. Borunun malzemesinin seçiminde korozyon etkisi ön plana çıkar.

5.14. Hat Tasarımında Bilinmesi Gerekenler

1. Boru hattı uzunluğu (m)
2. Kullanılacak çaplara göre metrajı(örneğin, Samsun-Ankara doğal gaz hattının uzunluğu 501 km ve 48" çaplı boruyla döşenmiştir).
3. Kullanılacak dirsekler (90⁰ LR, SR veya 45⁰ LR, SR tipler, LR: Long Radius, SR: Short Radius)
4. Kaynak elektrotlarının miktar ve tipi.
5. Boru hattının basınç düşüm profilinin çıkarılması (En yüksek ve en düşük basınç düşüm noktalarının belirlenmesi, kompresör istasyonları yer tespiti).
6. Basınç, sıcaklık, akış ölçüm aletlerinin firma, model, sayı, ölçüm kapasitelerinin ve ölçüm birimlerinin belirlenmesi, bağlantı şemalarının çıkarılması.
7. Güvenlik aygıtlarının saptanması: basınç emniyet vanaları (PSV: Pressure Safety Valve), kontrol vanaları, basınç anahtarları (PSh: Pressure Switch High). Emniyet vanaları çıkış kapasitelerinin hesaplanması [11].

8. Kanal hafriyatında engel aşımı için gerekli işlemlerin tespiti, gerekiyorsa patlayıcı miktarının tespiti ve gerekli izinlerin alınması.

9. Mühendis, teknisyen, kaynakçı gibi elemanların seçilmesi, eğitimi.

10. Hat işletme sistemi seçimi:

- a) Her şey operatörlerce açılıp kapatılabilir olmalı. (Manuel sistem)
- b) Yarı otomatik sistem (Vanaların bazıları otomatik bazıları manuel)
- c) Tam otomatik (Operatörler sadece gözlemcidir, arıza halinde müdahale ederler.)
- d) Tam otomatik uzaktan kumandalı sistem. (Elektro-pnömatik bilgisayar kontrol sistemidir. Bir vananın açma-kapama işlemi km.lerce öteden yapılabilir.) Bu tip otomatik sistemler, uzaktan kumandalı sistem SCADA (System of Controlling And Data Aquisition) olarak adlandırılır [11].

6. DOĞAL GAZ HATLARININ MODELLENMESİ

Doğal gazın boru hatlarında uzun mesafelere taşınması için, gazın boru hattında akışını karakterize eden akış denklemlerinin bilinmesi gerekir. Bu denklemler, deneysel ve uygulama alanı bakımından pek çok çeşidi kullanılan ve temel olarak gazların dairesel kesitli borular içinde sürtünmeli akışını temsil eden denklemlerden ibarettir. Basınç kaybı bir işletme için istenmeyen bir değerdir. Basınç kaybı ne kadar azaltılırsa verim o kadar artar. Bu bölümde basınç kaybı değeri hesaplamak için denklemler çıkartılmıştır.

6.1. Genel

Bu bölümde amaç seçilen her hangi iki şehir arasındaki doğal gaz boru hattında akış denklemlerini tanımlamaktır. Akışkanın özelliklerine göre boru hattı içerisinde meydana gelen basınç kaybını veren denklemler çıkartılmıştır. Elde edilecek denklemler vasıtasıyla bulunan basınç kaybı değerinin azaltılmasına yönelik nasıl bir çalışma yapılmalı konusuna değinilmiştir

Bu tezde devreye yeni girmesi ve ileride daha fazla yatırım yapılacak olan Mavi Akım hattının Samsun-Ankara istasyonları arasındaki kısmında meydana gelen basınç kaybının belirlenmesi tasarlanmıştır. Samsun'dan itibaren başlayan doğal gaz iletim hattı Ankara'da son bulmaktadır. Rusya'dan gelen gaz sadece Ankara'da kullanılmaktadır. Samsun, Amasya, Tokat, Çorum, Çankırı ve Kırıkkale şehirlerine şimdilik gaz verilmemektedir. Samsun'dan gelen gazın tamamı Ankara'ya ulaşmaktadır. Bu sebeple giriş basıncı, debisi bilinen akışkanın istenilen bölgedeki basınç, debi, yoğunluk değerleri hesaplanabilir. Fakat BOTAŞ tarafından gizlilik nedeniyle Ankara istasyonundaki basınç değerini öğrenilemediği için bu tezde bulunan sonuçlar bu denklemler çerçevesinde doğrudur. Gerçek değerlerle test edilememiştir.

Bu bölümde doğal gazın Ankara şehrine gelene kadar ne kadarlık bir basınç kaybına uğradığını bulmaktır. Bu bölümün son kısmında geçen Panhandle A denklemi bir program haline dönüştürerek istenilen basınç kaybı bulunabilir.

İleriki yıllarda doğabilecek olan talep fazlılığı veya bu iletim hattı üzerinden diğer şehirlere gaz dağıtımı olacaktır. Yine bu denklemleri kullanarak bölge bölge basınç değerleri hesaplanabilir. Sonuçta en düşük basınç olan kısımlarda gerekli tedbirler alınır. Bu tedbirler arasında ilk sırada kompresör istasyonu kurmaktır.

6.2. Akış Denkleminin Türetilmesi

Doğal gaz dağıtım dizayn ve imalatında akış denklemlerinin kullanılması en önemli faktördür. Yapılacak olan akış denklemi boru içerisindeki mevcut durumu doğru olarak belirtmelidir. Denklemler akışın davranışını etkileyen unsurları içerecek şekilde olmalıdır. Boru akışı hakkında birçok denklem vardır, fakat çoğu evrensel değildir. Boru içerisindeki sürtünme faktörünü belirlemek zordur ve bunu tespit etmek için bir çok formül türetilmiştir. Bu sürtünme faktörü akışın şeklini belirleyen faktörlerin başındadır.

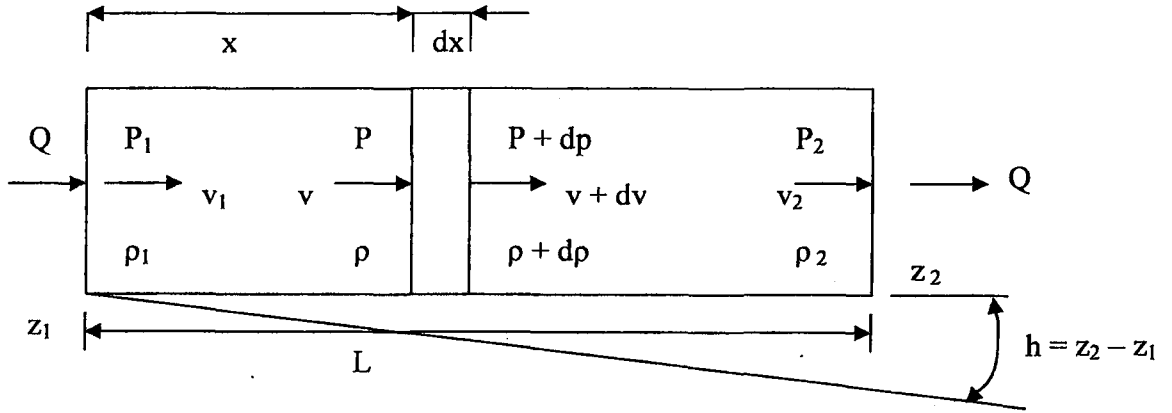
Genel akış denklemleri, (Şekil 6.1) boru boyunca sabit bir kesitte ele alınan bir elementin termodinamik eşitlik ve karalı durum akışı şartları altında (6.1) denklemi yazılabilir [9].

Bernoulli denklemi,

$$\frac{dp}{\rho} + \frac{v dv}{g} + dz = 0 \quad (6.1)$$

Boru içerisinde sisteme giren akışkan miktarı ile sistemden çıkan akışkanın miktarı aynıdır. dx birim kesit alanına giren ve çıkan akışkanın enerji denklemini yazılırsa [13].

$$\frac{p}{\rho g} + \frac{v^2}{2g} + z = \frac{p + dp}{\rho g} + \frac{(v + dv)^2}{2g} + (z + dz) + dh_f \quad (6.2)$$



Şekil 6.1. Boru Boyunca akış

Akış sistemi içindeki sürtünmeye bağlı sürtünme kaybı Darcy denklemine göre şu şekildedir [13],

$$dh_f = \frac{f}{D} \frac{v^2}{2g} dx \quad (6.3)$$

Şimdi, (6.2) denklemindeki boru hattında kinetik enerji değişimini ihmal edersek,

$$-\frac{dp}{\rho g} = \frac{f}{D} \frac{v^2}{2g} dx + dz \quad (6.4)$$

dp terimi yalnız bırakılırsa,

$$-dp = \frac{f \rho v^2}{2D} dx + \rho g dz \quad (6.5)$$

Süreklilik denkleminde [9],

$$\rho v = \rho_1 v_1$$

$$v = \frac{\rho_1}{\rho} v_1$$

(6.6)

Sürtünmeden dolayı oluşan enerji kaybı termal enerjiye dönüşür. Oluşan bu enerji kaybı borunun iç yüzeyi çevresinde dağılmaktadır. Gazın sıcaklığının ortalama aynı değerde olduğunu farz edelim (İzotermal durum) [9].

$$\frac{P}{\rho} = \frac{P_1}{\rho_1}$$

$$\rho = \frac{P}{P_1} \rho_1 \quad (6.7)$$

(6.6) ve (6.7) denklemlerini (6.5) denkleminde yerine yazarsak,

$$-p dp = \frac{f}{2D} \rho_1 v_1^2 p_1 dx + \frac{p^2}{p_1} \rho_1 g dz \quad (6.8)$$

İdeal gaz denkleminden [15],

$$P_1 = \rho_1 Z R T \quad (6.9)$$

Z sıkıştırılabilirlik faktörüdür ve aşağıdaki denklemle ifade edilebilir [13],

$$Z = \frac{1}{1 + \frac{5.172 \times 10^{-5} P_{avg} 10^{1.785G}}{T^{3.825}}} \quad (6.10)$$

(6.8) denkleminin içine (6.9) denklemini koyulursa,

$$-p dp = \frac{f}{2D} \rho_1^2 v_1^2 Z R T dx + \frac{p^2}{Z R T} g dz \quad (6.11)$$

P_{avg} terimi 1 ve 2 noktaları arasında ortalama basınç değeridir, (6.12) denklemle elde edilir [13].

$$P_{avg} = \frac{2}{3} \left[P_1 + P_2 - \frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right] \quad (6.12)$$

Boru içerisinde her hangi bir kütle kaybı veya kaçağı olmadı varsayarsak. Süreklilik denkleminde [15],

$$\rho_1^2 v_1^2 = \rho_g^2 v_g^2 = \rho_g^2 \frac{Q_g^2}{A^2} = \frac{\rho_g^2 Q_g^2}{\left(\frac{\pi D^2}{4} \right)^2} \quad (6.13)$$

(6.11) denkleminde yerine koyarsak,

$$-p dp = \frac{8}{\pi^2} \frac{f \rho_g^2 v_g^2}{D^5} Z R T dx + \frac{P_{avg}^2}{Z R T} g dz \quad (6.14)$$

(6.13) denkleminde n standart şartlardaki durumu gösterir. Standart şartlardaki hava ve gazın hal denklemleri yazılırsa [9],

$$\begin{aligned} \text{Gaz için :} \quad P_g &= \rho_g R T_g \\ \text{Hava için :} \quad P_h &= \rho_h R_h T_h \end{aligned} \quad (6.15)$$

Üsteki hal denklemlerini birbirine bölünürse, sonuçta

$$\begin{aligned} \frac{\rho_g}{\rho_h} &= \frac{R_h}{R} = G \\ R &= \frac{R_h}{G} \end{aligned} \quad (6.16)$$

Burada G gazın özgül yerçekimi katsayısıdır.

$$\rho_g = \frac{P_g}{R T_g} = \frac{G P_g}{R_h T_g} \quad (6.17)$$

R ve ρ denklemlerini (6.14) denkleminde yerine koyulursa,

$$-p dp = \frac{8 f G Z T}{\pi^2 R_h D^5} Q_g^2 \left(\frac{P_g}{T_g} \right)^2 dx + \frac{P_{avg}^2}{Z R_h T} g dz \quad (6.18)$$

Şimdi, (7.18) denklemini $x=0$, $P=P_1$, ile $x=L$, $P=P_2$ aralığında integralini alalım. E boru verim faktörüdür, yapılan deneyler sonucunda belirlenir [13].

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{16 f G L Z T}{\pi^2 R_h D^5} \left(\frac{P_g}{T_g} \right)^2 \frac{Q_g^2}{E^2} + \frac{2 P_{avg}^2 G}{Z R_h T} g h \quad (6.19)$$

(6.19) denkleminde Q debi ifadesini çekilirse,

$$Q_g = E \sqrt{\frac{\pi^2 R_h}{64} \left(\frac{T_g}{P_g} \right)} \left[\frac{\left((P_1^2 - P_2^2) - \frac{2 P_{avg}^2 G g h}{Z R_h T} \right) D^5}{f G L Z T} \right]^{1/2} \quad (6.20)$$

(6.20) denklemi gaz akışında kararlı durum için genel akış denklemini ifade etmektedir [13].

6.3. Akış Denklemindeki Kabuller

Kararlı durumdaki akış denklemlerinin çözümlemesi yapılırken denklemleri daha basit hale indirgemek için bazı kabuller yapılmaktadır.

1- Farz edelim ki akışın izotermal olduğu veya izotermal koşula yaklaşık bir kabul yapılabilir. Bu durumda akış sıcaklığı başlangıç sıcaklığına çok yakın bir değer olarak tanımlanır [13].

2- Akışın sıkıştırılabilir ve sürekli olduğu kabul edilir.

3- Kinetik enerji değişiminin boru içerisinde ihmal edilebilir bir değerde olduğu kabul edelim. Bu nedenle kinetik enerji terimi yok sayılır [13].

4- Darcy-Weisbach sürtünme kaybı Δh_f bağıntısını boru hatlarında kullanabilir [13].

5- Sürtünme katsayısının boru yüzeyi boyunca devamlılık gösterdiği kabul edilir [23].

6- Mach değeri 0,3 değerinden küçük olduğu düşünülüyor bu şartlarda akış subsonik yani hızın yoğunluk üzerindeki etkisi azdır. Basınç yoğunluğu değiştiren faktördür. Bu nedenle akış formülleri sıkıştırılmaz olarak kabul edilebilir [15].

7- Boru üzerinde vana, dirsek, orifis gibi akışa karşı direnç gösteren ekipmanlar yok farz edilir.

6.4. Genel Akış Denklemleri

Basınç kaybını hesaplamak için birçok akış denklem tanımlanmıştır. Bu tezde farklı basınç değerlerine ifade eden 3 farklı akış denklemi incelenecektir.

Hat basıncı 75 mbar'dan küçük ise Lacey denklemi kullanılır. Orta basınç 75 mbar – 7 bar arasında Polyflo denklemi kullanılır. Son olarak yüksek basınçlı hatlarda 7 bar üstü Panhandle-A denklemi kullanılır.

6.4.1. Lacey Denklemi

Bu denklem düşük basınçlı, manometre basıncı 0-75 mbar arası olan boru hatları sistemlerinin çözümü için ifade edilmiştir [11].

$$Q_g = 5.72 \times 10^{-4} \sqrt{\frac{(P_1 - P_2) D^5}{f G L}} \quad (6.21)$$

$(P_1^2 - P_2^2)$ ifadesi basitleştirilmiş hale dönüştürülürse,

$$(P_1^2 - P_2^2) = 2 \frac{(P_1 + P_2)}{2} (P_1 - P_2) = 2 P_{av} (P_1 - P_2) \quad (6.22)$$

Burada P_{av} ifadesi boru içerisindeki ortalama basınç değeridir.

Sürtünme faktörü olan f düşük basınçlarda aşağıdaki şekilde ifade edilir. Bu sistemde boru çapı genellikle 90 mm'den büyük değildir [13].

$$f = 0.0044 \left(1 + \frac{12}{0.276 D} \right) \quad (6.23)$$

Yukarıdaki sürtünme faktörü denklemini [13], (6.21) denkleminde yerine koyup düzenlenirse,

$$P_1 - P_2 = \frac{G}{(7.1 \times 10^{-3})^2} \left[\frac{L}{D^5} Q_g^2 \right] \quad (6.24)$$

Bu denklemde: P (mbar), L (m), D (mm) ve Q_n (m³/h)'dır.

6.4.2. Polyflo Denklemi

Bu denklem manometre basıncı 0.75-7 bar olan orta basınçlı boru hattı sistemlerinde kullanılır [11].

$$Q_g = 7.57 \times 10^{-4} \frac{T_g}{P_g} \sqrt{\frac{(P_1 - P_2) D^5}{f G L T}} \quad (6.25)$$

Bu denklemde: P(bar), $Q_n(m^3/h)$ 'dir.

Bu denklemdeki sürtünme faktörü f aşağıdaki denklemle hesaplanır [13].

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 11.98 \times E \left(\frac{G Q_g}{D} \right)^{0.076} \quad (6.26)$$

(6.26) denklemi (6.25) denkleminde yerine konulup yeniden düzenlenirse [13],

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{T Z G^{0.848}}{(7.57 \times 11.98 \times 10^{-4})^2} \left(\frac{P_g}{T_g} \right)^2 \left[\frac{L}{E^2 D^{8.48}} Q_n^{1.848} \right] \quad (6.27)$$

Bu denklemde : P(bar), D(mm), L(m), T(K) ve $Q_n(m^3/h)$ 'dir.

6.4.3. Panhandle-A Denklemi

Bu denklemle basıncı 7 bar üzerindeki boru hattı sistemleri için basınç kaybını hesaplamak için kullanılır [11].

$$Q_n = 7.57 \times 10^{-4} \frac{T_g}{P_g} \sqrt{\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^5}{f G L_e T}} \quad (6.28)$$

Bu denklemde: P(bar), $Q_n(m^3/h)$ 'dir.

Panhandle-A denkleminde yükseklik faktörü ihmal edilemez. (6.28) denkleminde s aşağıdaki denklemle hesaplanır [9].

$$s = \frac{0.0684(H_2 - H_1).G}{T_f.Z} \quad (6.29)$$

Bu denklemde T_f ortalama akış sıcaklığıdır. (6.28) denkleminde geçen L_e (m) boru eşdeğer uzunluğu aşağıdaki gibi tanımlanır [13].

$$L_e = L \frac{(\exp(s) - 1)}{s} \quad (6.30)$$

Panhandle-A denkleminde sürtünme faktörü f aşağıdaki denklemle ifade edilebilir [13].

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.0 \log \left(\frac{r}{3.7} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f}} \right) \quad (6.31)$$

(6.31) denkleminde pürüzlülük katsayısı $r = \epsilon/D$ 'dir. (6.10) denklemiyle z sıkıştırılabilirlik faktörünü tanımlanmıştır.

İzotermal gaz denklemi için iletim faktörü F [13],

$$F = \sqrt{\frac{4}{f}} \quad (6.32)$$

(6.31) denklemini (6.28) denkleminde yerine yazılırsa,

$$P_1^2 - e^s P_2^2 = \frac{T_f Z G^{0.854}}{(7.57 \times 14.94 \times 10^{-4} \times F)^2} \left(\frac{P_g}{T_g} \right)^2 \left(\frac{e^s - 1}{s} \right) \left[\frac{L_e Q_g}{D^{4.854}} \right] \quad (6.33)$$

(6.33) denkleminde P_2 ifadesini yalnız bırakılırsa,

$$P_2 = \sqrt{\frac{1}{e^s}} \sqrt{(P_1)^2 - \left[\frac{1}{7.57 \times 14.94 \times 10^{-4} \times F \left(\frac{T_g}{P_g} \right)} G^{0.854} T_f Q_g \left(\frac{e^s - 1}{s} \right) L_e \frac{Z}{(d^{4.854})} \right]^2} \quad (6.34)$$

(6.34) denkleminde P(bar), D(m), L(m), T(K) ve $Q_n(m^3/h)$ 'dır. Bu denklemle elde edilecek P_2 basınç değeri vasıtasıyla boru hattında oluşan basınç kaybı değeri hesaplanabilir.

6.5. Basınç Kaybının Hesaplanması

Rusya-Türkiye mavi akım projesi çerçevesinde Samsun Ankara arasındaki doğal gaz ana iletim hattındaki basınç kaybını hesaplamak için Samsun bölümündeki bilinen verileri yazmakla başlayalım. Samsun girişindeki bazı değerler BOTAŞ'tan alınmıştır.

SAMSUN istasyonu

Bilinen değerler;

Akışkan gazın basıncı P_1 :...75 bar:.....7,5 MPa

Gazın sıcaklığı T_g :.....293 K

Boru çapı : D: 48" 1,219 metre

Boru iç çapı :.....1,191 metre

Alan :.....1,113 m²

Akışkanın debisi Q :.....369634,7032 m³/h :.....102,68 m³/s

Hesaplanan değerler,

Akışkanın hızı $V_1=Q/A$ dan

Akışın hızı V_1 :.....92,2 m/s

Yoğunluk ρ_1 :.....63,65 kg/m³ ($P_1=7,5$ MPa ve $T_g=293K$ için [17])

Viskozite μ_1 :.....15,76 10⁻⁶ Pa.s ($P_1=7,5$ MPa ve $T_g=293K$ için [17])

İlk önce akışın türünü belirlenir.

$$Re = \frac{\rho v_l d}{\mu_l} = 443 \times 10^6 \text{ değeri bulunur.}$$

Boru kesitli akışlarında Re sayısı 2300 değerinde büyük olduğu için akış türbülanslı akıştır [9].

Akış denklemlerinin belirlenmesi için Mach sayısını hesaplanır.

$$\text{Mach } M_a = \frac{v_l}{a}, \quad a^2 = \gamma \cdot R \cdot T, \quad \gamma = \frac{C_p}{C_v} \text{ ve } R = C_p - C_v \text{ 'dir.}$$

a gaz için ses hızı, C_p ve C_v gazın özgül ısı kapasitesidir. Doğal gazın %85 den fazlası metan içerdiği içi metanın özgül ısı kapasite değerleri kullanılır [16].

Metan için $C_p = 2,48 \cdot 10^3 \text{ J/kgK}$, $C_v = 1,88 \cdot 10^3 \text{ J/kgK}$ 'dir. $T = 293 \text{ K}$ değerleri yerlerine yazılırsa [16],

$a = 481,566 \text{ m/s}$ bulunur. Buradan $V_l = 92,2 \text{ m/s}$ için Mach sayısı;

$\text{Mach} = 0,191$ olarak bulunur. Mach değeri 0,3'ten küçük olduğu için yukarıda yazılan Panhandle A denklemi kullanılabilir.

ÖRNEK

$$Q_1 = 102,68 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$d_1 = 1,191 \text{ m}$$

$$Re = 443 \cdot 10^6 \text{ (Yukarıda hesaplandı)}$$

$$G = 0.72 \text{ (Sıkıştırabilirlik faktörü)}$$

$$T_f = 293.95 \text{ K}$$

$$T_g = 293.95 \text{ K}$$

$$P_g = 75 \text{ bar}$$

$$H_2 - H_1 = 2.88 \text{ m ve } L_1 = 23.268 \text{ km}$$

Ticari çelik borular için $\varepsilon_s = 0.04572$ mm'dir [9]. $r = \varepsilon/d_1$ ifadesinde yerlerine konulursa

$r = 3.8 \cdot 10^{-5}$ değeri elde edilir.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.0 \log \left(\frac{r}{3.7} + \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right) \quad (6.31) \text{ denkleminde}$$

$f = 0.01$ değeri verilerek bir değere yakınsatılırsa, sonuçta f ;

$f = 10.074 \cdot 10^{-3}$ değeri elde edilir.

Sırada izotermal akış için iletim faktörü F (6.32) denkleminde;

$$F = \sqrt{\frac{4}{f}} \quad \text{Buradan } F = 19.93 \text{ değeri bulunur.}$$

İterasyon 1:

$$P_2 = (2/3) \cdot P_1 \implies P_2 = 50 \text{ Bar}$$

$$P_m = \frac{2}{3} \left[P_1 + P_2 - \frac{P_1 P_2}{P_1 + P_2} \right] \quad (6.12) \implies P_m = 63.3 \text{ bar değeri bulunur.}$$

Z sıkıştırılabilirlik faktörü (6.10) denkleminde;

$$Z = \frac{1}{1 + \frac{5.172 \times 10^{-5} P_m 10^{1.785G}}{T_r^{3.825}}} \quad \text{Değerler yerlerine yazılırsa ;}$$

$Z = 0.814$ değeri bulunur.

Yükseklik faktörü S (6.29) denkleminde;

$$s = \frac{0.0684(H_2 - H_1)G}{T_r \cdot Z} \implies s = 0.001 \text{ değeri bulunur.}$$

Boru eşdeğer uzunluğu L_e (6.30) denkleminde;

$$L_e = L \frac{(\exp(s) - 1)}{s} \implies L_e = 23274.9 \text{ m olarak bulunur.}$$

Bulunan P_m , T_b , P_b , F , G , T_f , Q_1 , L_e , Z değerleri (6.34) denkleminde yerlerine konulursa;

$$P_2 = \sqrt{\frac{1}{e^s}} \sqrt{\left((P_m)^2 - \frac{1}{7.57 \times 14.94 \times 10^{-4} \times F \left(\frac{T_g}{P_g} \right)} \right)^2 G^{0.854} T_f Q_1 \left(\frac{e^s - 1}{s} \right) L_e \frac{Z}{(d^{4.854})}}$$

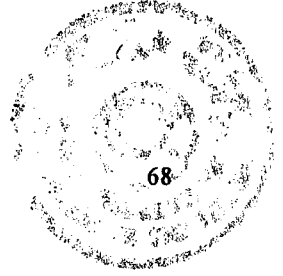
$P_2 = 63.3$ Bar basınç değeri olarak 1. iterasyon sonucunda bulunur.

Bulunan P_2 basınç değeri 1. iterasyonda tekrar P_1 olarak yerine yazılarak 2. iterasyona devam edilir. Bu şekilde bir kaç iterasyon sonucunda bir değere yaklaştığı görülür.

Samsun Ankara arasını 6 bölgeye böler ve her bir bölge için (6.34) denklemi ve yukarıdaki iterasyon uygulanırsa aşağıdaki Tablo 6.1'de değerler elde edilir.

Tablo 6.1. Samsun Ankara arası elde edilen değerler

Bölge	P Basınç (Bar)	ρ Yoğunluk (kg/m ³)	V Hız (m/s)	Q Debi (m ³ /s)	ΔH Yükseklik (m)	L Uzunluk (km)
Samsun	75	63,650	92,2	102,68	2,88	23,268
Amasya	72,16	61,240	95,83	106,659	478	120,41
Tokat	62,185	52,778	111,19	123,754	299	21,583
Çorum	56,944	48,326	121,433	135,154	-54	69,98
Çankırı	55,30	46,931	125,042	139,171	-69	86,91
Kırıkkale	53,90	45,743	128,289	142,785	519	82,944
Ankara	47,70	40,482	144,96	161,340	-227	78,9



7. SONUÇ

Bu çalışmada, birincil enerji kaynakları arasında birçok yönden en temiz enerji kaynağı olan doğal gazın her geçen gün boyunca öneminin arttığı tablolarla göz önüne sunulmuştur. Bu bağlamda altyapı yatırımlarının ve boru dizayn standartlarının yeni koşullara göre daha verimli hale getirilmesi gerekmektedir.

Türkiye son yıllarda artan enerji talebini karşılamak, enerji çeşitliliğini sağlamak için doğal gaza büyük yatırımlar yapmaktadır. Yapılan plan ve projeler neticesinde birçok boru hattı devreye sokulmuştur ve devamı gelecektir. Mevcut hatlarda ileriye dönük talep artışını karşılamak için yeterli tedbirler alınmamıştır.

Bu çalışmada yapılan hesaplamalar sonucunda Samsun istasyonunda 75 bar basınç ile Türkiye'ye gelen doğal gazın Ankara istasyonunda 47,7 bar basınca düştüğü görülmüştür.

Samsun-Ankara arasındaki 27,3 bar olan basınç kaybı değeri çok yüksektir. Ancak, Ankara istasyonuna giden gaz miktarında, aradaki şehirleri beslemek gayesiyle azalma olmadığı için şimdilik bu boru hattı üzerine basınç arttırıcı tedbirler alınmamıştır. İleride bu hat üzerindeki başka bölgelere gaz verilmeye başlandığında Ankara istasyonundaki gazın basıncı daha az olacaktır.

Doğal gaz ana hatlarında basınç kaybı belirli bir değeri aştığı zaman hattın belirlenen bir veya birkaç yerine kompresör istasyonu kurulur. Bu kompresör istasyonları sayesinde boru içerisindeki gaz istenilen basınç değerine yükseltilir. Bu çalışmada geliştirilen lineer iterasyon algoritmasının kullanımı ile doğal gaz ana hatları ile ilgili gerek tasarım gerek değişiklik projelerinde basınç kaybı hesabı yapılabilir.

KAYNAKLAR

- [1] www.botas.gov.tr BOTAŞ verileri
- [2] Dağsöz A.K., 1997, “Doğal Gaz Tanımı, Cihazları, Devreleri, Hesabı, Demirdöküm”
- [3] BP Statistical Review of World Energy, June 2004
- [4] www.eia.doe.gov, 2003, Energy Information Administration, World Natural Gas Reserves
- [5] www.dtm.gov.tr, 2001, T.C Başbakanlık Dış Ticaret Müsteşarlığı Verileri
- [6] Dr. Birol, Fatih, 2003, International Energy Agency
- [7] 2. Doğal Gaz ve Enerji Yönetimi Kongre ve Sergisi 2003 - Gaziantep
- [8] www.dpt.gov.tr T.C Devlet Planlama Teşkilatı 2003 yılı Kalkınma Planı
- [9] Peker, S., Ş. Helvacı, Ş., 2003, “Akışkanlar Mekaniği”
- [10] F. Albayrak A., 1999, “Doğal Gaz Hatlarında Meydana Gelen Kirlenme”
Y.LİSAN TEZİ
- [11] Gündoğmuş H., 1993, “Doğal Gaz Tekniği”
- [12] Boru Hattı Ulaştırma Alt Komisyonu Raporları, 2004
- [13] Öner, D., 1997, “Optimization of Natural Gas Distribution Networks”
- [14] Doç. Dr. Soğukoğlu, M., 1995, “Akışkanlar Mekaniği”
- [15] Yrd. Doç. Dr. Kandemir, İ. , “Viskoz Akışlar Teorisi Ders Notları”
- [16] www.engineeringtoolbox.com
- [17] M. J. Assael, N. K. Dalaouti, V. Vesovic., 2001, “International Journal of Thermophysics”
- [18] Kiliç, A.M., Cukurova University, 2003, Turkey’s natural gas necessity, consumption and future perspectives
- [19] Yesilnacar, E., Topal, T., Middle East Technical University, 2005, Landslide susceptibility mapping; A comparison of logistic regression and neural networks methods in a medium scale study
- [20] Sarak, H., Satman, A., İstanbul Technical University, 2002, The degree-day method to estimate the residential heating natural gas consumption in Turkey: a case study

- [21] Y.-D. Jo , Ahn. B.J, Korea Polytechnic University, 2002, Analysis of hazard areas associated with high-pressure natural-gas pipelines
- [22] L.M.C. Gato, J.C.C. Henriques, 2005, “Dynamic behaviour of high-pressure natural-gas flow in pipelines”,
- [23] Horalek, Vladimir., 2003, European Gas Pipeline Incident Data Group, Gas Pipeline Incidents





ÖZGEÇMİŞ

Doğum Tarihi : 16.06.1980
Doğum Yeri : Of / TRABZON
Lise : 1997 İzmit Gazi Lisesi
Lisans : 1997-2001 Karadeniz Teknik Üniversitesi
Mühendislik ve Mimarlık Fakültesi
Makine Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans : Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü
Fen Bilimleri Enstitüsü
Enerji Sistemleri Anabilim Dalı

