



T.C.
KIRŞEHİR AHİ EVRAN ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
İLERİ TEKNOLOJİLER ANABİLİM DALI

DOĞALGAZ ANA İLETİM İSTASYONLARI İÇİN
ÇOK YÖNLÜ KOLLEKTÖR TASARIMI VE
ANALİZİ

Ersin GÖK
YÜKSEK LİSANS TEZİ

KIRŞEHİR / 2022



T.C.
KIRŞEHİR AHİ EVRAN ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
İLERİ TEKNOLOJİLER ANABİLİM DALI

DOĞALGAZ ANA İLETİM İSTASYONLARI İÇİN
ÇOK YÖNLÜ KOLLEKTÖR TASARIMI VE
ANALİZİ

Ersin GÖK

YÜKSEK LİSANS TEZİ

DANIŞMAN

Dr. Öğr. Üyesi Merdin DANIŞMAZ

KIRŞEHİR / 2022

TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade bilginin kaynağına eksiksiz yapıldığını bildiririm.

Ersin GÖK



20.04.2016 tarihli Resmi Gazete 'de yayımlanan Lisansüstü Eğitim ve Öğretim Yönetmeliğinin 9/2 ve 22/2 maddeleri gereğince; Bu Lisansüstü teze, Kırşehir Ahi Evran Üniversitesi'nin aboneli olduğu intihal yazılım programı kullanılarak Fen Bilimleri Enstitüsü'nün belirlemiş olduğu ölçütlere uygun rapor alınmıştır.



ÖNSÖZ

Yüksek Lisansa başlamamda ve yüksek lisans ders sürecinde kendisini tanıdığım günden bu yana gösterdiği sakin ve sabırlı hali ile her zaman bana örnek olmasının yanı sıra bir bilim adamının nasıl çalışması gerektiğini kendisinden öğrendiğim değerli danışmanım Dr. Öğr. Üyesi Merdin DANIŞMAZ'a büyük bir içtenlikle teşekkür ederim. Tezimin her aşamasında gerek sorularıyla gerekse alt ayda bir yapılan tez izleme komitesi sunumlarında tezin şekillenmesinde ve nihai hale gelmesinde katkıları olan değerli jüri üyelerim Doç. Dr. Osman ÖRNEK ve Dr. Öğr. Üyesi Cevdet DEMİRTAŞ'a teşekkürlerimi içtenlikle sunarım.

Tezi yazma sürecimde sorularıma verdikleri cevap ile bana destek olan Prof. Dr. Ali Osman KURBAN, Doç. Dr. Levent URTEKİN ve Dr. Öğr. Üyesi Fatih KOÇ'a teşekkür ederim. Çalışmamın düzenlenmesi ve yazımı konusunda desteğini esirgemeyen Gülçin ÇALIŞKAN'a ayrıca teşekkür ederim.

Tezimi, başta eşim Burçin ÇALIŞKAN GÖK, oğlum M. Murat GÖK olmak üzere aileme ithaf ederim.

Ekim, 2022

Ersin GÖK

İÇİNDEKİLER

	Sayfa No
ÖNSÖZ	iv
İÇİNDEKİLER.....	v
ŞEKİLLER LİSTESİ	viii
TABLolar LİSTESİ	x
SİMGE VE KISALTMA LİSTESİ.....	xi
ÖZET	xiii
ABSTRACT	xiv
1. GİRİŞ.....	1
1.1. Amaç	1
1.1. Önem	4
2. GENEL KISIMLAR	5
2.1. Tarihi Süreci.....	5
2.2. Doğal Gazın Özellikleri ve Avantajları.....	6
2.3. Türkiye’de Doğal Gaza Geçiş Süreci.....	7
2.4. Doğalgaz İletim Sistemi	9
2.5. Doğal Gazın Taşınması	10
2.5.1. Boru Hattı Gaz Taşımacılığı	11
2.5.2. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz Taşımacılığı	12
2.6. Doğal Gaz Depolama Süreci	13
2.6.1. İletim Hatlarında Depolama	14
2.6.2. Yeraltı Depolama Sistemleri	14
2.6.3. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz Depolama.....	15
2.7. Doğal Gaz Dağıtım Süreci	16
2.7.1. Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonları	17
2.8. Kompresör İstasyonları	20
2.8.1. Gaz Kompresörleri	21
2.8.2. Gaz Türbinleri	22
2.8.3. Siklon Filtreler.....	24
2.8.4. Separatör Filtreler.....	25
2.8.5. Gaz Soğutma Sistemleri	26
2.8.6. PIG İstasyonları.....	27

2.8.7. SCADA Sistemleri	28
2.9. Ölçüm sistemleri.....	28
2.9.1. Ultrasonikmetreler.....	29
2.9.2. Orifis Plakaları	29
2.10. Endüstriyel Vanalar.....	30
3. MATERYAL VE YÖNTEM.....	35
3.1. Kompresör İstasyonu Uygulamaları.....	35
3.2. Gazların Özellikleri.....	35
3.2.1. Gaz Kütlesi.....	35
3.2.2. Gaz Hacmi.....	36
3.2.3. Gaz Yoğunluğu	36
3.2.4. Özgül Ağırlığı	36
3.2.7. İdeal Gazlar	38
3.2.8. Gerçek Gaz Hesaplamaları.....	38
3.3. Basınç Kayıp Hesapları.....	40
3.3.1. Reynold Sayısı.....	42
3.3.2. Sürtünme Faktörünün Hesaplanması	42
3.4. Sistemin Enerji Hesapları.....	44
3.4.1. Boru Akış Denklemlerinin Formülasyonu	45
3.5. Boru Hattı Hesapları.....	46
3.5.1. Genel Gaz Denklemi	47
3.5.2. Colebrook- White Denklemi	48
3.5.3. Değiştirilmiş Colebrook- White Denklemi	49
3.5.4. Weymouth Denklemi	49
3.5.5. Panhandle A Denklemi.....	50
3.5.6. Panhandle B Denklemi.....	51
3.5.7. AGA (Amerikan Gaz Birliği) Denklemi.....	51
3.6. Standart Bir Kompresör İstasyonunun Boru Hatlarına Bağlantısı	52
3.7. Alternatif Tip İstasyon için Modelleme Metodu.....	55
4. BULGULAR	60
4.1. Hesaplamalar ve Analizler	60
4.2. Kollektör Çalışma Alternatifleri	64
4.3. B-1 Alternatif Çalışma Hesaplamaları ve Analizler	65

4.3.1.	B-1 Giriş Hattı Basınç Kaybı Hesaplamaları	67
4.3.2.	B-1 Çıkış Hattı Basınç Kaybı Hesaplamaları.....	69
4.3.3.	B-1 Sisteminin Toplam Basınç Kaybı Hesaplamaları.....	69
4.4.	B-2 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler.....	70
4.4.1.	B-2 Basınç Kaybı Hesaplamaları	72
4.5.	B-3 Alternatif Çalışma Hesaplamaları ve Analizler	74
4.5.1.	B-3 Basınç Kaybı Hesaplamaları	75
4.6.	B-4 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler.....	77
4.6.1.	B-4 Basınç Kaybı Hesaplamaları	79
4.7.	B-5 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler.....	80
4.7.1.	B-5 Basınç Kaybı Hesaplamaları	82
4.8.	B-6 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler.....	84
4.8.1.	B-6 Basınç Kaybı Hesaplamaları	86
4.9.	D-1 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler	87
4.9.1.	D-1 Basınç Kaybı Hesaplamaları.....	89
4.10.	D-2 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler.....	90
4.10.1.	D-2 Basınç Kaybı Hesaplamaları.....	92
4.11.	D-3 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler.....	94
4.11.1.	D-3 Basınç Kaybı Hesaplamaları.....	96
4.12.	D-4 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler.....	97
4.12.1.	D-4 Basınç Kaybı Hesaplamaları.....	99
4.13.	D-5 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler.....	100
4.13.1.	D-5 Basınç Kaybı Hesaplamaları.....	102
5.	TARTIŞMA VE SONUÇ.....	104
	KAYNAKLAR.....	107
	EKLER	111
	Ek 1. MATLAB Analiz Kodları.....	111
	ÖZGEÇMİŞ	116

ŞEKİLLER LİSTESİ

	Sayfa No
Şekil 2.1. Doğal Gazın İçeriği	6
Şekil 2.2. Türkiye Doğal Gaz ve Petrol Boru Hatları Haritası	11
Şekil 2.3. Çelik Boru Kesiti	11
Şekil 2.4. Doğal Gaz Üretim, İletim ve Dağıtım Şeması	16
Şekil 2.5. Avrupa ve Türkiye Doğal Gaz Dağıtım Şebeke Uzunlukları	17
Şekil 2.6. Basınç Düşürme İstasyonları Basınç Seviyeleri Şeması	18
Şekil 2.7. Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyon Şeması.....	19
Şekil 2.8. Endüstriyel Bir Doğal Gaz Kompresör İstasyonu	20
Şekil 2.9. Santrifüj Gaz Kompresörü	21
Şekil 2.10. Üç Adet Santrifüj Kompresör Ünitesi Bulunan Kompresör İstasyonu.....	22
Şekil 2.11. İdeal Brayton Çevrim Şeması	23
Şekil 2.12. Gaz Türbin Bölümleri	23
Şekil 2.13. Siklon Filtreler	24
Şekil 2.14. Siklon Filtre Gaz Akış Şeması	25
Şekil 2.15. Gaz Separatör Filtresi.....	25
Şekil 2.16. Kartuş Filtreler	26
Şekil 2.17. Gaz Soğutma Ünitesi	27
Şekil 2.18. PIG Görseli	28
Şekil 2.19. Ultrasonikmetre.....	29
Şekil 2.20. Orifis Plakalı Ölçer ve Yapısı	30
Şekil 2.21. Küresel Vana	30
Şekil 2.22. Flanş Bağlantılı Küresel Vana	31
Şekil 2.23. Yeraltı Küresel Vanası	32
Şekil 2.24. Plug Vana Kesiti	32
Şekil 2.25. Tipik Çek Vana Çeşitleri.....	33
Şekil 2.27. Hidro-Pnömatik Aktuatör	34
Şekil 2.26. Globe Vana Görseli.....	33
Şekil 3.1. Kompresör İstasyonu Gaz Akış Şeması.....	35
Şekil 3.2. Gazların Viskozite Grafiği	37
Şekil 3.3. Metan Gazı için Sıkıştırılabilirlik Diyagramı	39
Şekil 3.4. Kompresör İstasyonu Gaz Giriş, Çıkış Şeması	40
Şekil 3.5. SolidWork Programında Tasarlanan Kompresör	42
Şekil 3.6. Moody Diyagramı	43
Şekil 3.7. Boru Görseli	45
Şekil 3.8. Akış Denklemlerinin Karşılaştırılması.....	46
Şekil 3.9. Basınçlandırılan Akışkan Debisi Hesaplamada Farklı Denklemlerin Karşılaştırılması.....	47
Şekil 3.10. İletim Hattının Kompresör İstasyonuna Bağlantı Şeması.....	52
Şekil 3.11. Kompresör Gaz Akış Şeması 2	53
Şekil 3.12. Kollektör Tasarımı ve Kompresör Bağlantı Hattı Genel Görünümü.....	56
Şekil 3.13. Tasarlanan Yeni Tip İstasyon.....	57

Şekil 3.14. Akışkan Özellikleri Belirlenen Sistem Ekranı	57
Şekil 3.15. Meshing Uygulaması	58
Şekil 3.16. Kollektör Giriş Koşulları Örneği	59
Şekil 3.17. Kollektör Çıkış Koşulları Örneği	59
Şekil 4.1. 1,5 Basınçlandırma Oranı Olan Kompresör Akış Simülasyonu	60
Şekil 4.2. Kompresör İstasyonu Basınç Kayıp Analizi	61
Şekil 4.3. Kompresör İstasyonu Boru Gazı Sıcaklık Analizi	62
Şekil 4.4. Kompresör İstasyonundaki Gaz Akış Hızı.....	62
Şekil 4.5. Kollektör Tasarımı ve Kompresör Bağlantı Hattı Üst Görünüşü.....	63
Şekil 4.6. Kollektör Gaz Akış Şeması.....	63
Şekil 4.7. Kollektör Bağlantı Şeması	64
Şekil 4.8. B1 Alternatif Çalışma Şeması.....	66
Şekil 4.9. B1 Alternatif Çalışma Sistemi Basınç Kayıp Analizi	68
Şekil 4.10. B1 Alternatif Çalışma Sıcaklık Değişim Analizi	68
Şekil 4.11. B1 Alternatif Çalışma Hız Değişim Analizi	68
Şekil 4.12. B-1 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi.....	70
Şekil 4.13. B-2 Alternatif Çalışma Şeması	71
Şekil 4.14. B-2 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi.....	73
Şekil 4.15. B3 Alternatif Çalışma Şeması.....	74
Şekil 4.16. B-3 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi.....	76
Şekil 4.17. B-4 Alternatif Çalışma Şeması	78
Şekil 4.18. B-4 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi.....	80
Şekil 4.19. B5 Alternatif Çalışma Şeması.....	81
Şekil 4.20. B-5 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi.....	83
Şekil 4.21. B6 Alternatif Çalışma Şeması.....	84
Şekil 4.22. B-6 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi.....	87
Şekil 4.23. D1 Alternatif Çalışma Şeması.....	88
Şekil 4.24. D-1 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi	90
Şekil 4.25. D2 Alternatif Çalışma Şeması.....	91
Şekil 4.26. D-2 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi	93
Şekil 4.27. D3 Alternatif Çalışma Şeması.....	94
Şekil 4.28. D-3 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi	96
Şekil 4.29. D4 Alternatif Çalışma Şeması.....	98
Şekil 4.30. D-4 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi	100
Şekil 4.31. D5 Alternatif Çalışma Şeması.....	101
Şekil 4.32. D5 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi.....	103

TABLolar LİSTESİ

	Sayfa No
Tablo 2.1: Doğal Gazın Kimyasal Özellikleri	7
Tablo 2.2: 1987-2007 Yılları Doğal Gaz İthalat Miktarları	8
Tablo 2.3: 2010-2021 Yılları İthalat Yapılan Ülkeler ve Doğal Gaz Miktarları	9
Tablo 2.4: API Çelik Boru Standartları Tablosu	12
Tablo 2.5: Metan Faz Diyagramı	13
Tablo 3.1: Doğalgazı Oluşturan Gazların Fiziksel Sabitleri	40
Tablo 3.2: Standart Kompresör İstasyonu Gaz Akış Yönü	53
Tablo 3.3: Yüksek Basınçlı Boru Tesisatı Eşdeğer Uzunluk Tablosu	54
Tablo 3.4: Mevcut Kompresör İstasyonu Giriş Hattı Ekipmanları	54
Tablo 3.5: Mevcut Kompresör İstasyonu Çıkış Hattı Ekipmanları	55
Tablo 4.1: Kollektör Çalışma Alternatifleri Tablosu	65
Tablo 4.2: B1 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	67
Tablo 4.3: B2 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	72
Tablo 4.4: B3 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	75
Tablo 4.5: B4 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	78
Tablo 4.6: B5 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	82
Tablo 4.7: B6 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	85
Tablo 4.8: D1 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	88
Tablo 4.9: D2 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	92
Tablo 4.10: D3 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	95
Tablo 4.11: D4 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	99
Tablo 4.12: D5 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu	102

SİMGE VE KISALTIMA LİSTESİ

Kısaltmalar	Açıklama
ABD	: Amerikan Birleşik Devletleri
AB	: Avrupa Birliği
EIA	: U.S. Energy Information Administration (EIA)
ORC	: Organik Rankine Çevrimi
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
SSCB	: Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
EGO	: Elektrik Gaz Otobüs Genel Müdürlüğü
İGDAŞ	: İstanbul Gaz ve Doğalgaz Dağıtım Anonim Şirketi
BOTAŞ	: Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi
İZGAZ	: İzmit Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi
API	: Amerikan Petrol Enstitüsü
KSI	: Kip İnç Kare
CNG	: Sıkıştırılmış Doğal Gaz
GT	:Gaz Türbini
CC	: Santrifüj Kompresör
EM:	: Elektrik Motoru
CC	: Santrifüj Kompresör
PİG	: Pipeline Inspection Gauge
SCADA	: Kontrol ve Veri Toplama Sistemi
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
VOC	: Uçucu Organik Bileşikler
ORC	: Organik Rankine Çevrimi

Simgeler	Açıklama
c	: Ses Hızı
c_p	: Sabit Basınçta Özgül Isı
c_v	: Sabit Hacimde Özgül Isı
f	: Sürtünme Faktörü
h	: Isı Aktarımı Katsayısı

g	:Yer Çekimi İvmesi
k	: Özgül Isı Kapasitesi
Le	: Eşdeğer Boru Uzunluğu
L	: Boru Uzunluğu
n	: Mol
P	: Basınç
P_d	: Kompresör Giriş Basıncı
P_s	: Kompresör Çıkış Basıncı
P₁	: Boru Hattı Gaz Giriş Basıncı
P₂	: Boru Hattı Gaz Çıkış Basıncı
P_b	: Atmosfer Basıncı
q	: Isı Akısı
R	: İdeal Gaz Sabiti (= 8.4 J/molK)
Re	: Reynolds Sayısı
Nu	: Nusselt Sayısı
T	: Sıcaklık
T_b	: Atmosfer Sıcaklığı,
T_f	: Ortalama Gaz Akış Sıcaklığı
Z	: Sıkıştırılabilirlik Faktörü
ε	: Boru İç Pürüzlülüğü
μ	: Dinamik Viskozite
v	: Kinematik Viskozite
ΔP	: Basınç Farkı
ṁ	: Kütleli Debi
Q̇	: Akış Debisi
ρ	: Yoğunluk
τ	: Kayma Gerilmesi
D	: Boru İç Çapı
e	: Logaritma tabanı (e= 2.718)
Ẇ	: Net Yapılan iş
E	: Boru Hattı Verimliliği

ÖZET

YÜKSEK LİSANS TEZİ

DOĞALGAZ ANA İLETİM İSTASYONLARI İÇİN ÇOK YÖNLÜ KOLLEKTÖR TASARIMI VE ANALİZİ

Ersin GÖK

Kırşehir Ahi Evran Üniversitesi

Fen Bilimleri Enstitüsü

İleri Teknolojiler Anabilim Dalı

Danışman: Dr. Öğr. Üyesi Merdin DANIŞMAZ

Dünyadaki enerji talebinin hızla artış gösterdiği günümüzde, ülkeler temiz, ucuz ve alternatif enerji kaynaklarına ulaşmak için yatırımlar yapmaktadır. Enerji politikaları gereği arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi, enerji fiyatlarının değişkenliği, uzun vadeli anlaşmalar, ülkelerin ihracat kapasiteleri, coğrafi mesafeler, doğalgaz sondaj çalışmaları gibi nedenlerle farklı ülkelerden, belirli miktarlarda, belirli sürelerde gaz ithalatı sağlayacak alternatif yön, basınç ve kapasitelerde çalışabilecek kompresör istasyonlarında uygun borulama tesisatının geliştirilmesine gerek duyulmuştur. Bu çalışmada, doğalgaz iletim sisteminde ihtiyaç duyulan kompresör istasyonlarının projelendirme aşamasında bulunduğu coğrafi konumu dikkate alarak çok yönlü, alternatif basınç ve debilerde çalışabilmesine imkân sağlayabilecek kolektör tasarımı yapılmıştır. Böylece, dört farklı güzergâh üzerindeki iletim hatlarının kesişme bölgesinde bulunan kompresör istasyonunu hizmeti yapılacaktır. Bu istasyon farklı yönlere ayrılan iletim hatlarına, değişken debilerde yönlendirme olanağı da sağlamaktadır.

Ekim 2022, 132 Sayfa

Anahtar Kelimeler: Doğalgaz, RMS, Doğalgaz İletim Hatları

ABSTRACT

M.Sc. THESIS

VERSATILE COLLECTOR DESIGN AND ANALYSIS FOR NATURAL GAS MAIN TRANSMISSION STATIONS

Ersin GÖK

**Kırsehir Ahi Evran University
Graduate School of Sciences and Engineering
Department of Advanced Technologies**

Supervisor: Assist. Prof. Merdin DANIŞMAZ

In today's world, where the energy demand in the world is increasing rapidly, countries are making investments to reach clean, cheap and alternative energy sources. Due to the diversification of supply sources due to energy policies, variability of energy prices, long-term agreements, export capacities of countries, geographical distances, natural gas drilling works, etc., appropriate piping installation at compressor stations that can operate at alternative directions, pressures and capacities that will provide gas imports from different countries in certain quantities and for certain periods. development was required. In this study, considering the geographical location of the compressor stations needed in the natural gas transmission system during the project design phase, a versatile collector design has been made that will allow it to operate at alternative pressures and flow rates. Thus, the compressor station located at the intersection of the transmission lines on four different routes will be able to serve. This station also provides the possibility of routing the transmission lines separated in different directions at variable flow rates.

October 2022, 132 Pages

Keywords: Natural Gas, RMS, Natural Gas Transmission Line

1. GİRİŞ

1.1. Amaç

Dünya çapında doğal gaz talebi her yıl %1,7 oranında artış göstermekte ve bu talebin 2040 yılına kadar yaklaşık %50 artacağı beklenmektedir. Doğal gaz talebindeki artışa sanayi ve enerji sektörlerinin payı ana pay olarak kabul edilmektedir. Ulaştırma sektöründe ise bu artış diğer sektörlerle göre küçük hacimli fakat hızlı büyüme göstermektedir. Doğal gazdaki talebin artmasında Çin'de enerji kaynağı olarak kömürden doğal gaza geçilmesi, özellikle büyük gaz kaynaklarına sahip Ortadoğu ve Afrika'daki endüstriyel yatırımların olması ve ülke ekonomilerinin gelişmesinin etkili olduğu gözlemlenmiştir. Çin ve Rusya'nın üretimindeki artışla beraber küresel gaz üretimi sektörünün %50 si Amerika Birleşik Devletleri (ABD), Katar ve İran tarafından gerçekleştirilmektedir. Bununla birlikte doğal gaz talebinin büyüme hızının altyapıların oluşturulma hızına bağlı olduğu görülmüştür (BP, 2019).

Türkiye'de doğal gaz ve elektrik talebinin her yıl %8 oranında artması beklenmektedir (Erdoğan, 2010). Türkiye'nin yıllık toplam ithalatının %70'den fazlasını doğal gaz ithalatı oluşturmaktadır. Türkiye'nin enerji politikaları oluşturulurken, enerji ithalatında %40'dan fazla bir oranda herhangi bir ülkeye bağımlı olunmaması ve arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi hedeflenmiştir. Türkiye'nin ekonomik, sürdürülebilir ve kaliteli arz kaynaklarına ulaşma arayışının devam ettiği görülmektedir. Ayrıca Türkiye'nin jeopolitik konumu, arz kaynaklarına yakın olması ve enerji koridorunda bulunması Avrupa Birliği (AB) ile işbirliği fırsatı sunmaktadır (Öztürk, 2011). Doğal gaz arzındaki potansiyel artış, yeni doğal gaz şebekelerinin inşa edilmesi ve genişletilmesi sürecinde stratejik, jeopolitik ve operasyonel seviyelerde kararlar alınması gerektiğini göstermektedir.

Doğal gaz; arama, çıkarma, üretim, iletim, depolama ve dağıtım aşamalarından geçerek tüketicilere ulaştırılır. İletim aşamasında arz kaynaklarından alınan yüksek basınçlı gaz, büyük çaplı boru hattı sistemiyle uzun mesafelere, boru hatları ve kompresör istasyonları ile dağıtım merkezlerine ulaştırılır. Birçok ülke doğal gaza artan talebi verimli ve uygun maliyetli bir şekilde karşılamak için doğal gaz iletim hatlarını geliştirmekte ve kompresör

istasyonları kurmaktadır. İletim sistemin önemli parçalarından olan kompresör istasyonlarının yatırım maliyetlerinin yüksek olması kompresör istasyonlarıyla ilgili geleceğe dönük projelendirme ve planlama yapılması gerektiğini göstermektedir (Üster & Dilaveroğlu, 2014). Bu yüksek maliyetleri minimize edip, gerekli doğal gaz debiyi sağlayacak iletim sistemleriyle ilgili optimizasyon çalışmaları yapılmıştır.

Seri çalışmaya uygun tasarlanmış kompresörleri içeren doğal gaz boru hatları sisteminin ilk optimizasyon çalışmalarından biri Larson ve Wong (1968) tarafından yapılmıştır. Yapılan çalışmada, dinamik programlama çözüm tekniği kullanılarak, sabit sayıda kompresör istasyonlarının optimum emiş ve deşarj basınçları hesaplanmıştır (Wong, 1968).

Edgar, 1978 yılında yaptığı çalışmada eşzamanlı olarak gerekli kompresör istasyonlarının yerlerini, sayılarını, kapasitelerini, kompresör istasyonlar arasındaki boruların çaplarını, uzunluklarını ve karı maksimize edip maliyeti minimize edecek bir kompresör istasyon çalışma şartlarını belirleyebilen algoritma geliştirmiştir (Edgar, 1978). El-Shiekh, çalışmasında günde 150-550 milyon standart fit küp doğal gaz taşıyan farklı çaplara ve 1-1,5 sıkıştırma oranına sahip çelik iletim boru hatlarının optimizasyonunu lingo yazılımını kullanarak yapmıştır (El-Shiekh, 2013).

Okoro, boru hattı kapasite hesaplamalarında (Okoro, 2018) Weymouth denkleminde faydalanmıştır. Okoro, literatür araştırmalarında gazın özgül ağırlığı ve sıkıştırılabilirlik faktörünün sabit olarak kabul edildiğini ve bu durumun yanlış sonuçlar verdiğini savunmuştur. Bununla birlikte gaz akış kapasitesinin %10 oranında bu ihmal edilen değerlerden kaynaklandığını bu yüzden özgül ağırlık ve sıkıştırılabilirlik faktörünün ihmal edilemez etkisini ortaya koymuştur.

İletim hatlarını besleyen farklı kaynaklardan gelen gazın farklı özgül ağırlıklarının olması muhtemeldir. Sánchez ve Haugland (2011), boru hatları birleşme noktasındaki gazın özgül ağırlığının, giren gazların özgül ağırlığı ortalamasını alan (Sanchez & Dag Haugland, 2011) ayrıca sabit sıcaklık ve sabit sistem olarak kabul ederek maksimum akış ve basınç değişimlerini deneysel olarak incelemişlerdir.

Egbe ise kurulum maliyetlerinin minimizasyonuna dayalı bir doğal gaz boru hattı şebekesi tasarımının optimizasyonu üzerine bir çalışma yapmıştır (G.Egbe & Takim, 2016). Bu çalışmada gelişmiş maliyet tahmini bilgisayar programını kullanarak, farklı doğal gaz boru hattı şebekelerinin kurulum maliyetleri ile inşaat sermayesini karşılaştırmış ve kritik

parametrenin boruların çapı olduğu sonucuna varmıştır. Boruların çapı ile kompresör istasyon sayıları arasında ilişki kurarak şebekenin kurulum maliyetlerinin düştüğünü kanıtlamıştır.

Dünyanın ilgi odağında atmosferdeki sera gazlarının azaltılarak, küresel ısınmanın artış seviyesinin sınırlandırılması yer almaktadır. Emisyonların düşürülmesi, sınırlandırılarak kontrol altına alınabilmesi amaçlı teknolojik araştırma ve geliştirmeler her alanda devam etmektedir.

(Tavakkoli, 2016) Tavakkoli (2016) yaptığı bir çalışmada ABD'deki doğal gaz kompresör istasyonlarının ısı kayıplarını araştırmıştır. Kompresör istasyonunda kullanılan yakıt enerjisinin yaklaşık üçte ikisinin atık ısı olarak sıcak baca gazları ile kaybedildiğini belirlemiştir. Termodinamik analiz, yük faktörü gibi parametreler, ve U.S. Energy Information Administration (EIA) alınan verilerle, atık ısı miktarını ve CO₂ bölgesel dağılımı elde etmiştir. Atık ısıların kazanımı ile günde 47000 ton CO₂ emisyonun azaltılabileceğini hesaplamıştır.

(Hendryxa, 2020) Enerji talebindeki artış, doğal gaz ihtiyacının artmasına ve doğal gaz altyapı ve tesislerinin artmasına neden olmuştur. Hendryxa (2020) çalışmasında kompresör istasyonlarında oluşan emisyonların insanlığın üzerindeki etkilerini araştırmıştır. Çalışmada, kompresör istasyonlarındaki emisyonlarda (VOC) uçucu organik bileşiklerden 1,3-bütadien dahil olmak üzere uçucu bileşiklerin ortaya çıktığı, asetaldehit, benzen, etilbenzen, formaldehit, propilen diklorür, stiren ve vinil klorürün insanlar için kanserojen içerdiği ve ayrıca kardiyovasküler, solunum, nörolojik, üreme, kromozomal, veya bağışıklık sisteminin işlevselliğini bozabildiği görülmüştür. Bu nedenle de ölüm oranı artmaktadır.

Literatürde, kompresör istasyonlarındaki atık ısıyı geri kazanmak için yeni yöntemlerin araştırıldığı gözlenmektedir. Branchini (2019) kompresör istasyonlarında oluşan atık ısının kazanılması için bir Organik Rankine Çevrimi (ORC) uygulamasının fizibilite çalışmasını yapmıştır. Bunun için bir doğal gaz kompresör istasyonunda bulunan türbinlere Rankine çevrimleri eklemiş ve 7 yıllık bir süre boyunca yeni sistemin detaylı teknik, ekonomik ve çevresel analizini oluşturmuştur. Analiz sonuçları, ORC sayesinde 114GWh/yıllık bir enerji miktarının geri kazanıldığını ve CO₂ emisyonunun 29.600 ton/yıl azaltıldığını göstermektedir (Branchini, 2019).

Çevre kirliliği ile mücadelenin bir başka yolu olarak doğal gaz kompresör istasyonlarındaki gaz türbinlerinin işletme verimliliğini artırması önerilmiştir. Başka bir deyişle, kompresör istasyonlarındaki doğal gaz türbinlerinin optimizasyonu sağlanarak yakıt tüketimini, dolayısıyla emisyonları azaltmak, bakım maliyetlerini düşürmek ve istasyonun kapasitesini artırmak amaçlanmıştır (Kurz, 2019).

Trijenerasyon, aynı zamanda doğal gazın yanmasından kaynaklanan egzoz gazlarda bulunan enerjiden yararlanma yöntemidir. Bir kompresör istasyonunun enerji ihtiyacını yaklaşık %30 oranında azaltabilecek ve dolayısıyla CO₂ emisyon miktarlarını da azaltabilecek bir trijenerasyon sisteminin fizibilite çalışmasını yürütmüştür (Silva & Aldo, 2017).

1.1. Önem

Yukarıda bir kısmından bahsedilen literatür çalışmaları incelendiğinde, düşük, orta ve yüksek kapasiteli basınç düşürme ve ölçüm istasyonlarının tamamında iyileştirme çalışmaları yapıldığı açıkça görülmektedir. Teknolojik gelişmeler ve istasyon ihtiyaçlarına paralel olarak bu çabalar devam ettirilmektedir. Ancak bu çalışmaların çoğunda istasyon enerji verimliliği ve kapasite değişimleri temel araştırma konusu olmaktadır. Türkiye'nin coğrafi yapısı ve doğalgaz giriş noktaları değişkenlik gösterdiğinden bu konuda özel istasyon yapılarına ihtiyaç duyulmaktadır. Ülkeye girişi sağlanan doğalgaz teslim noktalarının değişken olması ile birlikte ülke içi talep ve dağıtım noktaları da oldukça değişkendir. Bu durumda istasyonun borulama ve kollektör tasarımının çok yönlü çalışmaya imkân verecek nitelikte tasarlanması bir ihtiyaç olarak karşımıza çıkmaktadır. Küresel çapta artan doğal gaz talebi Türkiye'de de paralel artış gösterdiği görülmektedir. Kesintisiz arz, artan boru hatları, devam eden sondaj çalışmaları, uluslararası anlaşmalar doğal gaz iletim sistemlerine yatırımların hızla devam edeceğini göstermektedir.

Bu tez kapsamında doğal gaz iletim sisteminde ihtiyaç duyulan kompresör istasyonlarının projelendirme aşamasında bulunduğu coğrafi konumu dikkate alarak çok yönlü, alternatif basınç ve debide çalışabilmesine imkân sağlayabilecek kollektör tasarımı yapılmıştır.

2. GENEL KISIMLAR

2.1. Tarihi Süreci

Doğal gazın enerji kaynağı olarak kullanılması M.Ö. 900'lü yıllarda Çinliler tarafından olduğu görülmesine rağmen Yunanlılar tarafından keşfedilmiştir. Çinliler farklı bitkilerin gövdelerini boru olarak kullanmış ve gazın farklı yerlere iletimini sağlamışlardır. Gaz iletim sistemlerinin borularla yapılmasının temelleri bu tarihlerde atılmıştır (Bülbül Mustafa Oğuzcan, 2007, p. 8). Avrupa doğal gaz ile 17. yüzyılın ikinci yarısında İngilizlerin keşfetmesiyle tanışmıştır. Avrupa'da doğal gaz şehirlerin aydınlatma sistemleri, binaların aydınlatılması ve motorlarda kullanılarak devam etmiştir (Beyri, 2009).

Doğal gaz ABD'de 17. yüzyılın ilk yarısında yerli halk tarafından keşfedilmiştir. Sokak aydınlatmalarında kullanımı ile başlamış ve ilk doğal gaz üretimi için kuyu 1821 yılında New York' da açılmıştır. Robert Bunsen'ın 1885'de keşfettiği doğal gaz ve oksijen karışımını ayarlayan ihtiyaç halinde kullanılmasını sağlayan aygıt sayesinde doğal gaz konutlarda kullanılmaya başlamıştır. Amerika'daki doğal gaz iletim hatlarının toplam uzunluğu 1890 yılının sonunda 40.000 km civarındadır (Beyri, 2009).

1960'lı yıllarda yaşanan teknolojik gelişmeler sayesinde doğal gazın kullanımı yaygın hale gelmeye başlamıştır. Doğal gaz kullanımındaki artış; üretim kuyularından son tüketiciye iletimini sağlayan kompresör, boru hatları ve kaynak teknolojilerinin gelişmesine bağlı olarak ivme kazanmıştır (Pala, 2003).

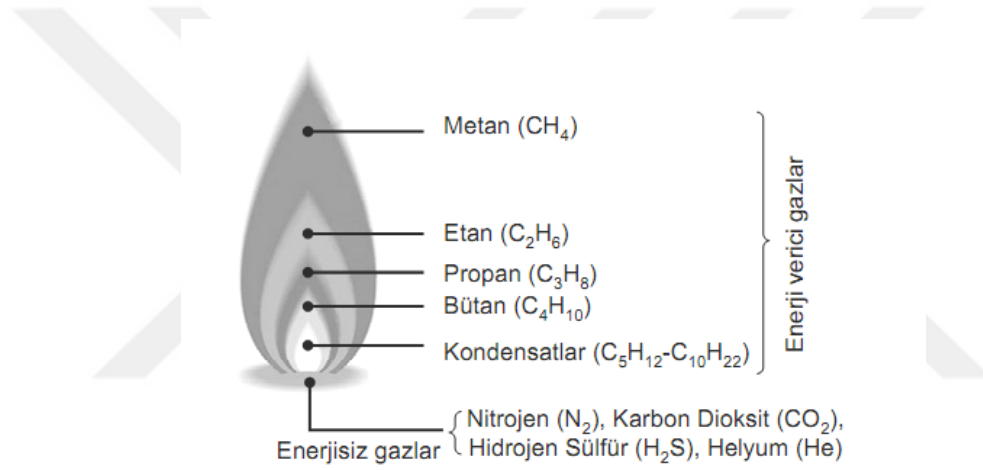
Doğal gazın tarihi araştırıldığında 1930'lu ve 1960'lı yıllar arasında, aydınlatma sistemleri ve motorlarda kullanılması ayrıca sanayi devriminde yaşanan gelişmelerin olması doğal gazı stratejik ve ekonomik bir enerji kaynağı haline getirmiştir. Çevresel etkiler ve teknolojik gelişmelerle birlikte doğal gaz kullanımı zamanla petrolden daha fazla kullanılabilir hale gelmiştir. Dünya, doğal gazın önemli bir enerji kaynağı olduğunu 1970' li yıllarda başlayan petrol kriziyle kabul etmiştir (Yayla, 1996).

Doğal gaz, gaz şeklinde boru hatları aracılığıyla taşınabileceği gibi; sıvılaştırılarak LNG (Liquified Natural Gas, Sıvılaştırılmış Doğalgaz) olarak da ticarete konu olabilmektedir. 1997 yılında doğal gaz sıvılaştırılmış ve ticari olarak sadece helyum gazı üretiminde

kullanılmıştır. “Sıvılaştırılmış Doğal gaz” döneminin milâdı olarak 1997 yılı kabul edilmektedir (Pamir, 2007).

2.2. Doğal Gazın Özellikleri ve Avantajları

Yeryüzü katmanları arasında organik maddeler olan hayvan ve bitki atıklarının milyonlarca yıl içerisinde, oksijen olmayan ortamda sıcaklık ve basıncın etkisiyle kimyasal etkileşim sonucu fosil yakıtlardan doğal gaz, petrol ve kömür meydana gelir. Doğal gaz, yanıcı gazlardan meydana gelen, renksiz, kokusuz ve havadan hafif olan bir hidrokarbondur. İçerisinde metan, etan, propan, bütan, pentan gibi yanıcı gazlar, azot ve karbondioksit karışım olarak bulunur (PETGAZ, 1995)



Şekil 2.1. Doğal Gazın İçeriği (Bilsen, 2007)

Doğal gaz, çıkarıldığı bölgeye ve rezervuara göre değişmektedir. Şekil 2.1’de bileşimi %70-90 arasında değişen metan ve bileşimi %0-20 değişen etandır ve propan oranı etandan daha azdır. Doğal gazın büyük bölümünü metan oluştur ve yüksek kalorifik değere (8250-10300 kcal/m³) sahiptir. Temiz yakıt olarak doğal gaz, diğer fosil yakıtların aksine yakılması sonucunda havaya karbondioksit, su buharı ve çok az miktarda nitrojen oksit emisyonu çıkaran gaz çeşididir (Bilsen, 2007).

Tablo 2.1’ de görüldüğü gibi doğal gaz -162 °C’de sıvılaşmakta ve -182,5 °C’de katı hale dönüşmektedir. Doğal gazın 15 °C sıcaklık ve 1 atm basınç altında yoğunluğu 0,71 kg/Sm³ dür. Doğal gazın yanabilmesi için hava ile %5-15 arasında karışım yapması gerekmektedir. Karışım oranı bu aralığın altında ya da üstünde olursa doğal gaz yanmayacaktır. En iyi yanma karışımı %9 oranında doğal gaz ve %91 oranında havanın

olduğu karışımdır. Doğal gazın havada kendi kendine yanma sıcaklığı (tutuşma sıcaklığı) karışıma bağılı olarak 580 ila 650 °C arasında değişmektedir. Doğal gaz tam yanma anında mavi bir alevle yanmakta ve teorik yanma sıcaklığı ise 1960°C olmaktadır. Doğal gazın havada maksimum yanma hızı 0,43 m/sn'dir (Türkel, 2012).

Tablo 2.1: Doğal Gazın Kimyasal Özellikleri (Türkel, 2012)

Kimyasal Özellikleri	Doğal Gaz	
Kaynama Noktası @1 atm	-162	°C
Kritik Nokta (Sıcaklık-Basınç)	-83	°C
	45,39	atm
Yoğunluk (Gaz-@1 atm, 15°C)	0,71	kg./Sm ³
Yoğunluk (Sıvı)	0,46	kg./lt.
Kendiliğinden tutuşma sıcaklığı	580	°C
Alt Isıl Değer	8250	kcal/Sm ³
Üst Isıl Değer	9155	kcal/Sm ³

2.3. Türkiye’de Doğal Gaza Geçiş Süreci

1970 yılında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı’nın (TPAO) Hamitabat ve Kumrular bölgesinde yaptığı keşif ve üretimle ortaya çıkan doğal gaz, ilk olarak 1976 yılında Pınarhisar Çimento farikasında kullanılmıştır (EPDK, 2012).

Endüstriyel yatırımlar ve sanayileşmenin etkisi, göçlerin oluşturduğu nüfus artışına bağılı hava kirliliği ve dünyada yaşanan petrol krizi gibi nedenler ülkeleri ekonomik enerji kaynaklarında alternatif çözümler aramasını sağlamıştır. Doğal gazın endüstride kullanımını artırmak için, 1984 yılında Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği (SSCB) ile Türkiye Cumhuriyeti arasında anlaşma yapılarak alternatif bir kaynak bulunmuştur. SSCB – Türkiye Doğal gaz Boru Hattı yaklaşık 842 km olarak inşa edilmiştir.1987 yılında Bulgaristan sınırından Türkiye’ye giriş yapmıştır (EPDK, 2012).

Türkiye’de doğal gazın yaygın olarak kullanımı, 1987 yılında Hamitabat Doğal Gaz Santrali’nde başlamıştır. Konutlarda kullanımı ise 1988 yılında Ankara’da Elektrik Gaz Otobüs Genel Müdürlüğü (EGO) ile başlamış, 1992 yılında İstanbul’da İstanbul Gaz ve Doğalgaz Dağıtım Anonim Şirketi, (İGDAŞ) ve Bursa’da Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ) ile devam etmiştir. Eskişehir’de BOTAŞ, İzmit’te İzmit Gaz

Dağıtım Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi (İZGAZ)'nin sektöre girmesi ile doğal gazın konut sektöründeki pazarı genişlemiştir.

Tablo 2.2'de 1987-2007 yılları arasında BOTAŞ'ın doğal gaz ve LNG alım miktarlarını göstermektedir. Bu miktarlar, 1987'de 520 milyon m³ olarak gerçekleşmiş olup, 2007 yılında ise 35,170 milyar m³'e ulaşmıştır. Tablo 2.3'te ise 2010-2020 yılları arasında BOTAŞ'ın doğal gaz ithalatı yaptığı ülkeler ve ithalat miktarları gösterilmektedir. İthalat miktarı 2010 yılında 38.036 milyar m³ iken 2017 yılında 55.250 milyar m³ ile en yüksek seviyesine ulaşmıştır. Bu miktar 2020 yılında ise 48.138 milyar m³'e düşmüştür. Ülkemizde 2020 yılı itibarıyla 81 il, 589 ilçe, 173 OSB(Organize Sanayi Bölgesi) olmak üzere 67,7 milyon nüfusa doğal gazın ulaştığı görülmüştür (BOTAŞ, 2020).

Tablo 2.2: 1987-2007 Yılları Doğal Gaz İthalat Miktarları (TMMOB, 2008)

Yıl	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	-	3.102
1990	3.246	-	-	-	-	111	-	3.357
1991	4.031	-	-	-	-	66	-	4.097
1992	4.430	-	-	-	-	31	-	4.461
1993	4.952	-	-	-	-	23	-	4.975
1994	4.957	-	-	418	-	2	-	5.377
1995	5.560	-	-	1.058	-	-	240	6.858
1996	5.524	-	-	2.439	-	-	80	8.043
1997	6.574	-	-	3.300	-	-	-	9.874
1998	6.539	-	-	3.051	-	150	644	10.384
1999	8.693	-	-	3.256	77	299	331	12.656
2000	10.079	-	-	3.962	780	154	-	14.975
2001	10.931	115	-	3.985	1.337	-	-	16,368
2002	11.603	670	-	4.078	1.274	-	-	17.625
2003	11.422	3.520	1.252	3.860	1.126	-	-	21.180
2004	11.106	3.558	3.238	3.237	1.034	-	-	22.173
2005	12.857	4.322	4.969	3.851	1.030	138	-	27.167
2006	12.246	5.691	7.403	4.203	1.118	-	80	30.741
2007	13.799	6.158	9.346	4.277	1.420	-	170	36,450

Tablo 2.3: 2010-2021 Yılları İthalat Yapılan Ülkeler ve Doğal Gaz Miktarları (EPDK, 2021)

Ülke	Rusya		İran		Azerbaycan		Cezayir		Nijerya		Diğer**		Toplam
	Miktar	Pay	Miktar	Pay	Miktar	Pay	Miktar	Pay	Miktar	Pay	Miktar	Pay	
2010	17.576	46,21	7.765	20,41	4.521	11,89	3.906	10,27	1.189	3,13	3.079	8,09	38.036
2011	25.406	57,91	8.190	18,67	3.806	8,67	4.156	9,47	1.248	2,84	1.069	2,44	43.874
2012	26.491	57,69	8.215	17,89	3.354	7,30	4.076	8,88	1.322	2,88	2.464	5,37	45.922
2013	26.212	57,90	8.730	19,28	4.245	9,38	3.917	8,65	1.274	2,81	892	1,97	45.269
2014	26.975	54,76	8.932	18,13	6.074	12,33	4.179	8,48	1.414	2,87	1.689	3,43	49.262
2015	26.783	55,31	7.826	16,16	6.169	12,74	3.916	8,09	1.240	2,56	2.493	5,15	48.427
2016	24.540	52,94	7.705	16,62	6.480	13,98	4.284	9,24	1.220	2,63	2.124	4,58	46.352
2017	28.690	51,93	9.251	16,74	6.544	11,85	4.617	8,36	1.344	2,43	4.804	8,70	55.250
2018	23.642	47,02	7.863	15,64	7.527	14,97	4.521	8,99	1.668	3,32	5.061	10,21	50.282
2019	15.196	33,61	7.736	17,11	9.585	21,20	5.678	12,56	1.756	3,88	5.260	11,63	45.211
2020	16.166	33,59	5.321	11,06	11.548	24,00	5.573	11,58	1.358	2,82	8.159	16,95	48.138
2021	26.343	44,87	9.434	16,07	7.986	13,60	5.987	10,20	1.249	2,13	7.706	13,13	58.704
Pay: % olarak verilmiştir													

2.4. Doğalgaz İletim Sistemi

Doğal gaz iletim sistemi, uzun mesafelere gaz veya sıvıların boru hatları aracılığıyla taşındığı, nihai dağıtım noktalarına kadar uzanan sistemler bütünüdür. Dünyadaki enerji merkezleri, kesintisiz arz ve enerji tedarikini sağlamaları için gelişmiş enerji altyapılarına sahip olmalıdırlar. Bunlar; boru hattı ağı, doğalgaz santralleri, depolama sistemleri, rafineriler ve petrokimya altyapılarından oluşur (Winrow, 2011).

Şekil 2.2’de Türkiye’nin doğal gaz iletim boru hatlarını, kompresör istasyonlarını, depolama tesislerini ve ithal edilen ülkeleri göstermektedir. Şekil 2.2’de doğal gaz iletim boru hatları olarak;

- 1987, Rusya Federasyonu - Türkiye Doğal Gaz Ana İletim Hattı (Bulgaristan sınırından Türkiye’ye giriş yapmakta ve 845 km uzunluğundadır)
- 2001, İran -Doğu Anadolu Doğal Gaz Ana İletim Hattı (Doğubayazıt’tan giriş yapan boru hattı, Erzurum, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara’ya ulaşmaktadır ve 1.491km uzunluğundadır)
- 2003, Rusya - Samsun - Ankara Doğal Gaz İletim Hattı (Mavi Akım Samsun’dan başlayarak Amasya, Çorum, Kırıkkale üzerinden Ankara’ya ulaşmaktadır.)
- 2007, Azerbaycan - Türkiye (Şah Deniz I) Doğal Gaz Boru Hattı (Gürcistan üzerinden Türkiye’ye giriş yaparak, Horasan yakınlarında Doğu Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı ile birleşmekte ve böylelikle Batı tarafına taşınmaktadır)

- 2018, TANAP (Trans Anadolu Doğal Gaz Boru Hattı Projesi) (Doğal gazın öncelikle Gürcistan üzerinden Türkiye'ye, ardından Avrupa'ya taşınmasını sağlamaktadır)
- 2020, Türk Akım Açık Deniz Boru Hattı (Rusya kıyısında başlayıp Karadeniz altından 930 kilometre ilerleyerek Türkiye'ye giriş yapan boru hattı, doğalgaz dağıtım şebekesine bağlayarak Türkiye, güney ve güneydoğu Avrupa'ya gaz taşınmaktadır)

Şekil 2.2'de yer altı doğal gaz depolama olarak;

- 2016, Silivri Yer Altı Doğal Gaz Depolama (2,841 milyar Sm³ depolama ve 25 milyon Sm³/gün geri üretim kapasitesine sahiptir)
- 2017, Tuz Gölü Yer Altı Doğal Gaz Depolama (1 milyar Sm³ çalışma gazı kapasitesine ve 40 milyon Sm³ günlük geri üretim kapasitesine sahiptir)

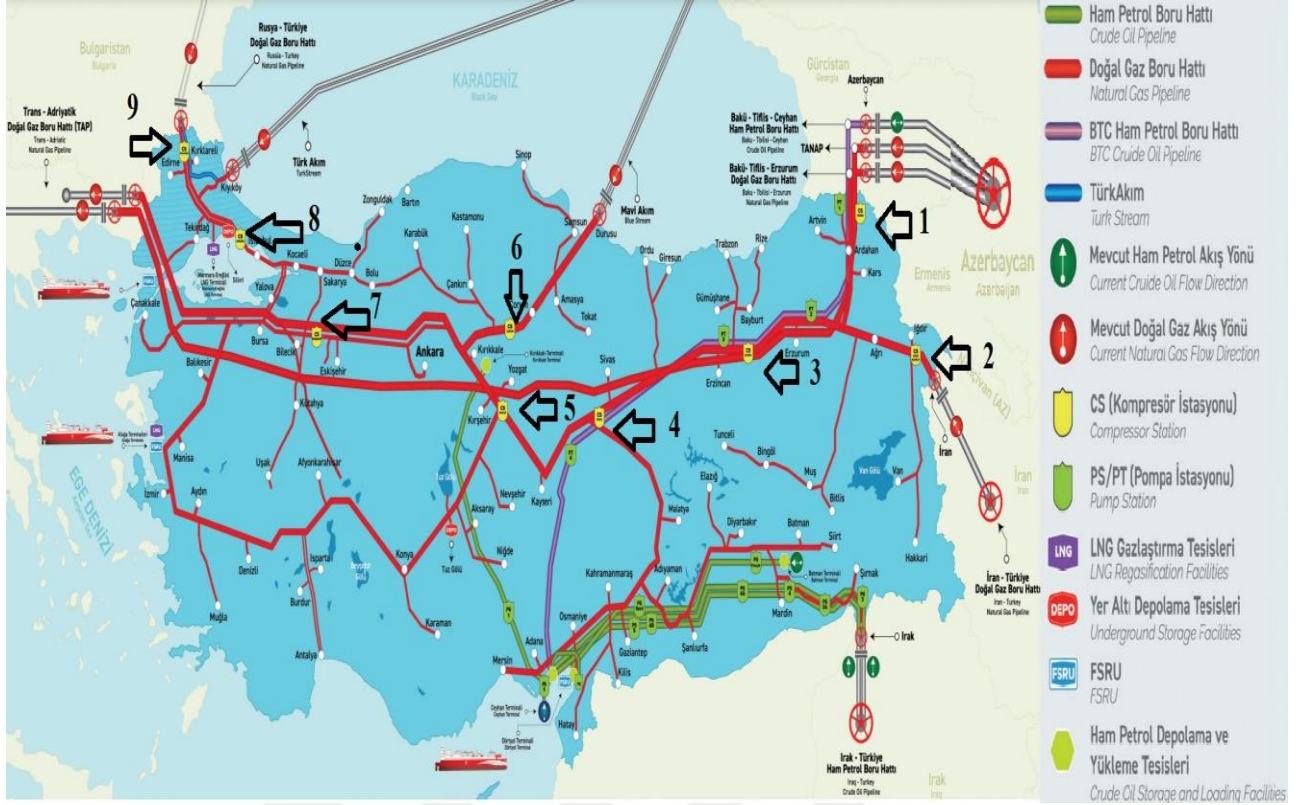
Şekil 2.2'de kompresör istasyonları olarak;

- Kırklareli (9), Ambarlı(8), Eskişehir(7), Çorum(6), Hanak(1), Doğubayazıt(2), Erzincan(3), Sivas(4) ve Mucur'da(5) kompresör istasyonları bulunmaktadır (BOTAŞ, 2020).

Bu nedenle doğal gazın üretildiği bölgeden tüketim noktalarına kadar etkin ve verimli bir şekilde taşınması için kapasitesi yeterli boru hattı şebekesinin kurulması gerekmektedir.

2.5. Doğal Gazın Taşınması

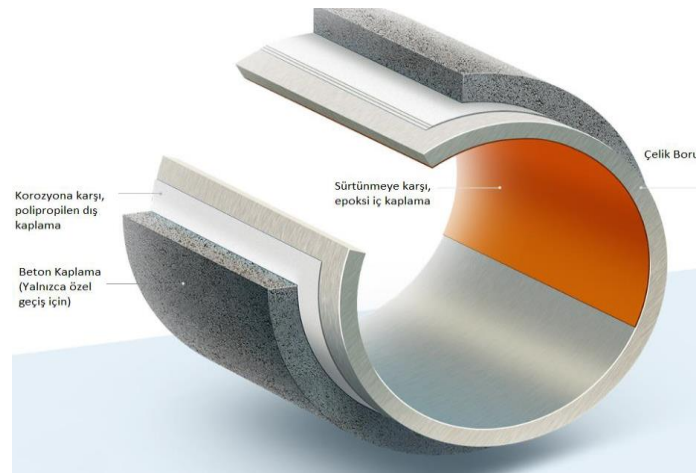
Doğalgaz boru hatlarıyla taşınır ve dağıtım noktalarına iletilir. Ayrıca LNG olarak taşıma işlemi genel olarak deniz yoluyla ve özel tasarlanan tankerlerle yapılmaktadır.



Şekil 2.2. Türkiye Doğal Gaz ve Petrol Boru Hatları Haritası (BOTAŞ, 2020)

2.5.1. Boru Hattı Gaz Taşımacılığı

Borular genelde toprak altına gömülü olarak konumlandırılır ve korozyona karşı korumak için dış yüzeyine polipropilen kaplama yapılmış, katodik koruma ile elektriksel olarak izole edilmiş çelik borulardan oluşmaktadır. Şekil 2.3'te çelik borunun bir kesiti gösterilmektedir.



Şekil 2.3. Çelik Boru Kesiti (Yürekli, 2019)

İletim boru hatları, projelendirilen güzergâh boyunca genelde yüksek karbon çelik alaşımlarından üretilmiş borulardan oluşmaktadır. Amerikan Petrol Enstitüsü (API) standartlarına uygun olarak boruların üretimi ve testleri yapılmaktadır. Genel olarak API-5L sisteminde X60 standardında ki borular kullanılmaktadır. Tablo 2.4'te API standartlarında üretilen boruların teknik özellikleri gösterilmiştir.

Tablo 2.4: API Çelik Boru Standartları Tablosu (Suppliers, 2022)

Seviye	Kimyasal bileşim								Akma Dayanımı dk. (KSI)	Gerilme Direnci dk. (KSI)	Çekme Verim Oran (maks)	Uzama %
	C	Si	Mn	P	S	V	Not	Ti				
<u>API 5L X52</u>	0.16	0.45	1.65	0.020	0.010	0.07	0.05	0.04	52	66	0.93	21
<u>API 5L X56</u>	0.16	0.45	1.65	0.020	0.010	0.07	0.05	0.04	56	71	0.93	19
<u>API 5L X60</u>	0.16	0.45	1.65	0.020	0.01	0.08	0.05	0.04	60	75	0.93	19
<u>API 5L X65</u>	0.16	0.45	1.65	0.020	0.010	0.09	0.05	0.06	65	77	0.93	18
<u>API 5L X70</u>	0.17	0.45	1.75	0.020	0.010	0.10	0.05	0.06	70	82	0.93	17

API 5L özelliği, doğal gaz ve petrol endüstrilerinde gaz, su ve petrolün taşınmasında kullanıma uygun boru standartları sağlamaktadır. API 5L, dikişsiz ve kaynaklı çelik boruları kapsamaktadır. KSI (Kip İnç Kare), 6,894 N/mm² eşittir ve API standartları tablolarında KIP kullanılmaktadır. Boru hattı taşımacılığında gazın kimyasal ve fiziksel değişmeden iletilmesi avantaj olmasına rağmen boru hattının uzunluğu, çapına göre değişen başlangıç yatırım tutarları dezavantaj olarak görülmektedir.

2.5.2. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz Taşımacılığı

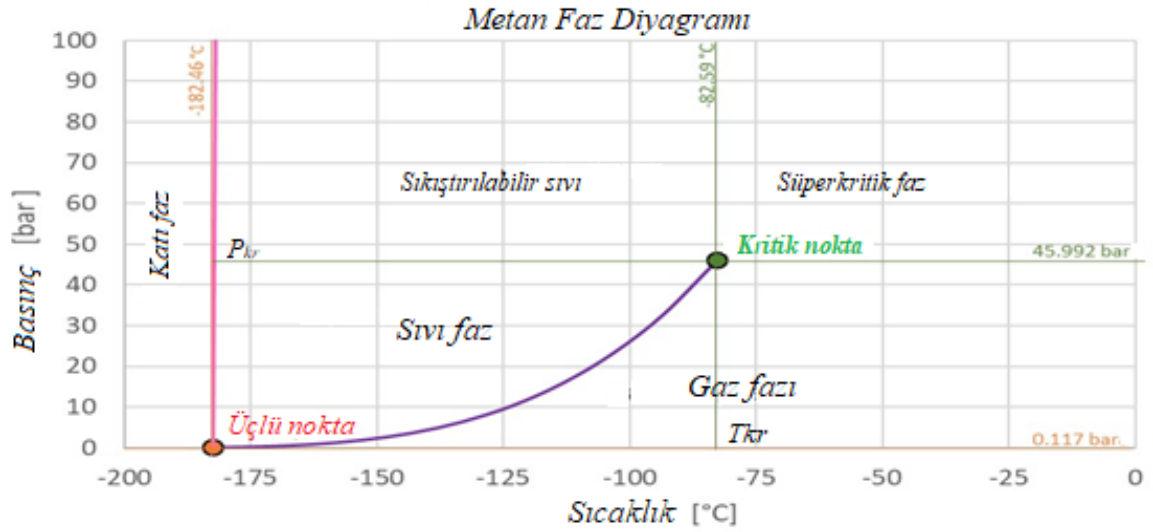
Doğal gaz iletim boru hattının yapılmasının mümkün olmadığı durumlarda, gaz kesintilerinin olmaması için acil durumlara alternatif olarak LNG kullanılmaktadır. İngilizce literatürde sıvılaştırılmış doğalgaz (Liquefied Natural Gas-LNG) olarak adlandırılır.

Doğal gaz üretim kuyularından gaz fazında çıkarılan gaz belirli şartlar sağlanarak sıvılaştırılmaktadır. LNG'nin taşınma işlemi genel olarak deniz yoluyla ve özel tasarlanan tankerlerle yapılmaktadır. LNG normal atmosferik basınçta (1,013 bar) ve -163⁰C sıcaklığı

sürekli sağlayabilen tankerlerde taşınmaktadır. LNG gemileri limanlara yanaşma, boşaltma ve bu işleri yürütme esnasında yüksek teknoloji emniyet tedbirlerine sahiptirler (Bilsen, 2007)

Doğal gazın içeriğindeki metan oranının yüksek olması nedeniyle doğal gazın fiziksel özelliklerinin metan davranışlarının neredeyse aynı olduğu varsayımı yapılabilmektedir. Tablo 2.5'te görüldüğü gibi doğal gaz kritik sıcaklığı -83°C 'dir (ToolBox, 2022). Bu sıcaklık üzerinde gaz fazında bulunurken, sıvı fazında bulunması için gerekli basıncın sağlanması gerekmektedir. Tablo 2.1'de atmosfer basıncında ve -162°C sıcaklıkta gazın sıvı faza geçtiği görülmektedir. Sıvılaştırılan doğal gazın 1 m^3 'ü 460 kg, 1 litresi 0,46 kg gelmektedir. Sıvılaştırılan doğal gazın hacmi $1/600$ oranında azalmaktadır. Başka bir ifadeyle gaz fazında 600 m^3 'lük hacim kaplayan doğal gaz, sıvı fazına geçtiği zamana sadece 1 m^3 'lük hacim kaplamaktadır.

Tablo 2.5: Metan Faz Diyagramı (ToolBox, 2022)



2.6. Doğal Gaz Depolama Süreci

Doğal gaz tüketimi yıl boyunca sabit değildir. Boru hatlarının yetersiz kalması, pik tüketimler, acil durumlar ve sektörlerin mevsimlere göre değişken talepleri yıllık dalgalı bir arz talep dengesi kurulması gerektiğini göstermektedir.

Arz güvenliği ve kesintisiz gaz temini amacıyla Avrupa'daki ülkeler yıllık doğal gaz tüketimlerinin yaklaşık %20'sini depoladıkları görülmektedir. Türkiye'de 2020 yılı doğal gaz ithalatı $48,138\text{ milyar sm}^3$ gerçekleşmiştir ve 2023 yılında hedeflenen depolama

kapasitesi 11 milyar sm^3 olarak belirtilmiştir (BOTAŞ, 2020). Doğal gazın depolanması iletim hatlarında depolama, yeraltı depolama ve sıvılaştırılmış doğal gaz depolama şeklinde 3 farklı şekilde yapılmaktadır.

2.6.1. İletim Hatlarında Depolama

Doğal gazın depolanması kesintisiz arz güvenliğinin sağlanması açısından önem arz etmekte ve depolama sistemlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Doğal gaz taşımacılığında önemli yer tutan doğal gaz iletim hattı boruları basınç oranı değişimine bağlı olarak kısa vadede depo görevi gören ve talepleri dengeleyen sistemlerdir.

2.6.2. Yeraltı Depolama Sistemleri

Keşfedilen yeraltındaki su ve gölet boşlukları, gaz üretimi tamamlanan rezerv boşlukları olmak üzere keşfedilen, genişletme projeleriyle yapılan depolama sistemleridir. Yeraltı depolama sistemleri yıllık arz talep dengesini sağlayan önemli depolama sistemlerindedir.

Gaz fazında yüksek basınç (250 bar ve üstü) altında sıkıştırılan gaz depolanmaktadır. Sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) kullanımı için uygun basınç düşürme istasyonları vasıtasıyla basınç düşürülerek depolardan boru hattına veriler ve gaz fazında kullanımı sağlanır.

Grafik 2.1’de doğal gazın gaz fazında yoğunluğunun, normal şartlar altında sabit sıcaklık ve hacimde basınç artışına bağlı olarak arttığı görülmektedir.



Grafik 2.1: Doğal gaz Yoğunluk-Basınç Grafiği (Önder, 2019)

Normal şartlarda altında bir (1) atmosfer basınç ve 15°C sıcaklıkta doğal gazın gaz fazında yoğunluğu 0,71 kg./Sm³ tür. Basınç artışına bağlı olarak yoğunluğun değişimi grafiğe göre sabit sıcaklık ve hacim altında, 1 atm 15 °C sıcaklıkta doğal gaz yoğunluğu 0,71 kg./Sm³ dir. 100 atm basınç altında yoğunluk 98,21 kg/Sm³ ve 150 atm basınç altında yoğunluk 157,47 kg/Sm³ dir. 200 atm basınç altında yoğunluk 200,78 kg/Sm³, 250 atm basınç altında ise 232,3 kg./Sm³ olmaktadır.

2.6.3. Sıvılaştırılmış Doğal Gaz Depolama

Doğal gazın sıvı fazda, atmosfer basıncında ve -163⁰C'de taşınması ve depolanması gerekmektedir. LNG depolama sistemleri, sıcaklık basınç dayanım sınıfları sürekli sıvı fazda muhafaza edebilen sistemlerdir (Türkel, 2012).

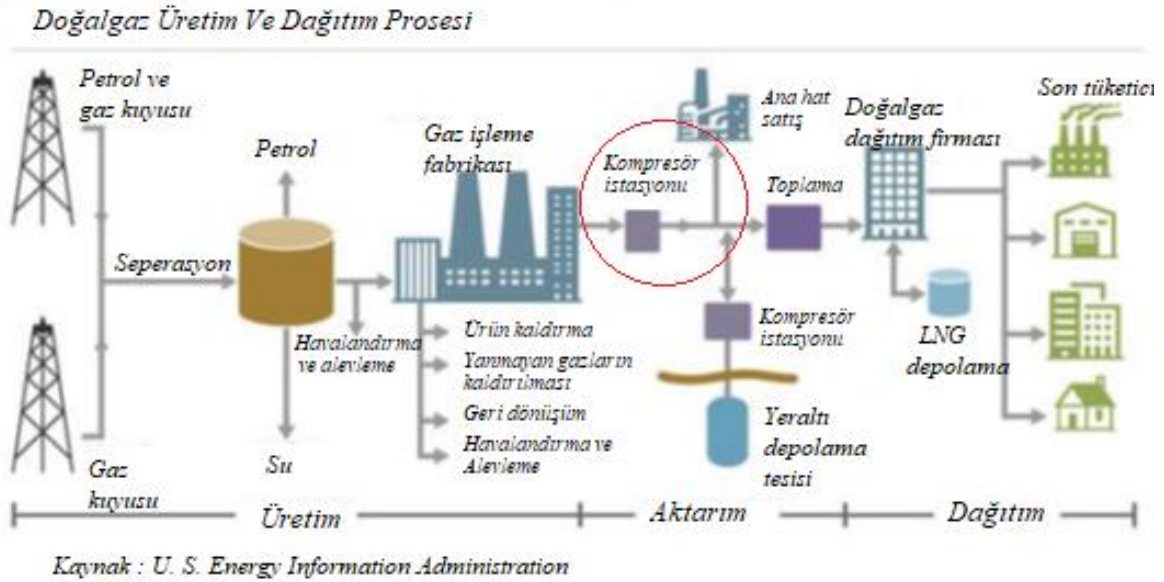
Doğal gazın gaz fazından sıvı faza geçmesi esnasında hacminin yaklaşık 600 kat azalması depolama açısından avantajlı olduğunu göstermektedir. Sıvılaştırılmış doğal gaz depolama sisteminin kapasitesi 600 kat fazlası miktarda gaz depolaması bu sistemlerin önemini göstermektedir.

İletim hatlarında depolama ve yer altı depolama sistemlerinden farklı olarak LNG'nin kullanılması sıvı fazdan, gaz fazına geçiş (Gazlaştırma) yapılarak sağlanmaktadır. Kriyojenik tanklarda depolanan LNG, evaporatörler (Buharlaştırıcılar) vasistasıyla gaz fazına geçmektedir. Kapasitelerine göre değişen ve geniş ısı transferi yüzeye sahip evaporatörler genellikle alüminyum malzemeden imal edilmektedirler. Depolama tankından -163⁰C'de gelen LNG evaporatör kanatçıkları arasından geçiş yaparken ısı transferiyle gaz fazına geçiş yapmaktadır. Evaporatörlerde genellikle gazlaştırma için deniz ve gölet suları kullanılmakta ve mümkün olmadığı durumlarda fosil yakıtlı gazlaştırma üniteleri yardımıyla yapılmaktadır. Kaynaktan pompalar yardımıyla temin edilen sular alınarak LNG ısıtmasında kullanılıp tekrar kaynağa gönderilmektedir.

2.7. Doğal Gaz Dağıtım Süreci

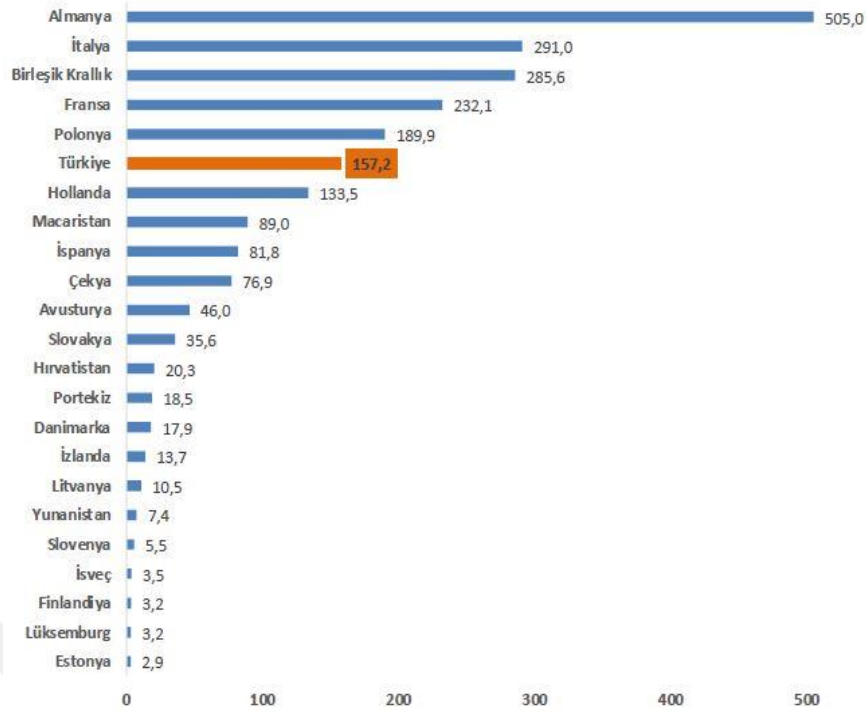
Ana iletim boru hattında yüksek basınçta taşınan doğal gazın, dağıtım şebekesi vasıtasıyla farklı çapta borularla alınarak ve basınç ayarlaması yapılarak nihai tüketim noktalarına dağıtım yapan sistemlerin bütününe doğal gaz dağıtım denmektedir. Doğal gaz dağıtım süreci şekil 2.6’de gösterilmektedir.

Dağıtım süresince endüstri tesisleri, fabrikalar, elektrik üretim santralleri ve diğer tüketiciler ihtiyaçları olan gazı dağıtım firmalarından teslim almaktadırlar. Endüstriyel tesisler ve elektrik üretim santralleri ile yapılan sözleşmelerde belirlenen basınç, sıcaklık ve kontrat miktarlarındaki debiyi sağlamak, faturalandırmak, şebekesinin güvenliğini, bakımını ve düzenli işleyişini sağlamak dağıtım firmalarının sorumluluğundadır.



Şekil 2.4. Doğal Gaz Üretim, İletim ve Dağıtım Şeması

Doğal gaz, Türkiye'nin 81 ilinde kullanılabilir. Türkiye’de doğal gaz dağıtım şirketlerinin yatırımlarıyla birlikte 2020 yılının sonunda 589 yerleşim yerine doğal gaz arzı sağlanmıştır. Şekil 2.5’te görüldüğü üzere 2020 yılında Türkiye doğal gaz dağıtım şebekesi 157.2 km’ye erişmiştir. 2015-2019 yılında dağıtım şebekesi ortalama %9 büyürken, bir önceki yıla göre 2020 yılı şebeke büyüme oranı %6,5 oranında gerçekleşmiştir.

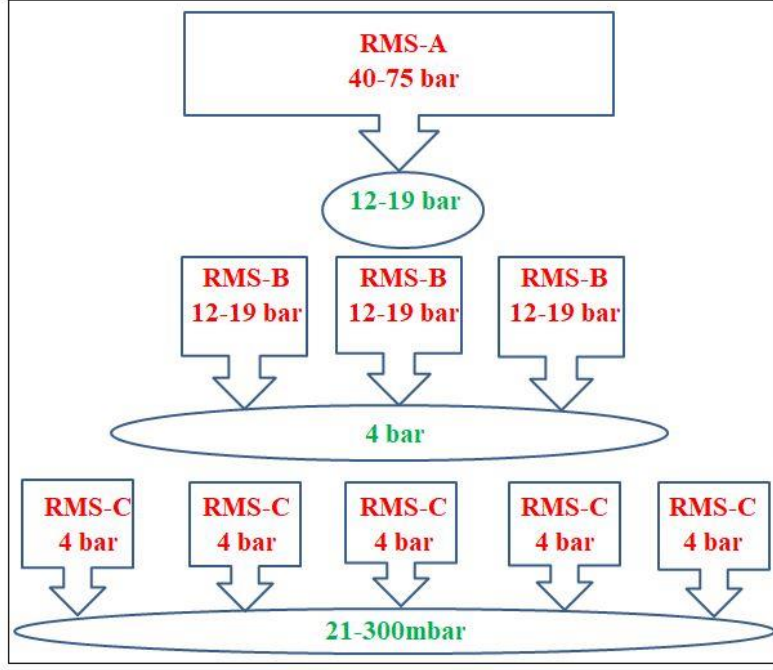


Şekil 2.5. Avrupa ve Türkiye Doğal Gaz Dağıtım Şebeke Uzunlukları (Bin km) (Gazbir, 2020)

Şekil 2.5’de görüldüğü üzere Türkiye, Avrupa ülkeleri içerisinde doğal gaz dağıtım şebeke uzunluğuna göre 6’ncı sırada yer almaktadır. Polonya doğal gaz dağıtım şebeke uzunluğu olarak Avrupa ülkeleri içerisinde 5’nci sırada bulunmaktadır. Doğal gaz dağıtım şirketlerinin önümüzdeki beş yılda Türkiye’ye yapacakları yeni şebeke yatırımları ile Türkiye’nin Polonya’nın önüne geçmesi olasıdır (Gazbir, 2020).

2.7.1. Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonları

Basınç düşürme ve ölçüm istasyonları doğal gaz dağıtım sisteminin yapı taşlarındandır. İletim hatlarından 50-100 bar yüksek basınçta gelen doğal gaz müşterinin ihtiyaç duyduğu basınca ve sıcaklığa getirilerek, talep miktarını karşılamak üzere oluşturulur. Tüketim noktalarında bulunan enstrümanlara zarar verebilecek katı, sıvı partikülleri filtre edilir ve gaz kaçaklarının tespit edilmesini kolaylaştırılacak kimyasal kokulandırma yapılıır. Şekil 2.6’da istasyon tipleri ve çalışma basınçları gösterilmiştir.



Şekil 2.6. Basınç Düşürme İstasyonları Basınç Seviyeleri Şeması

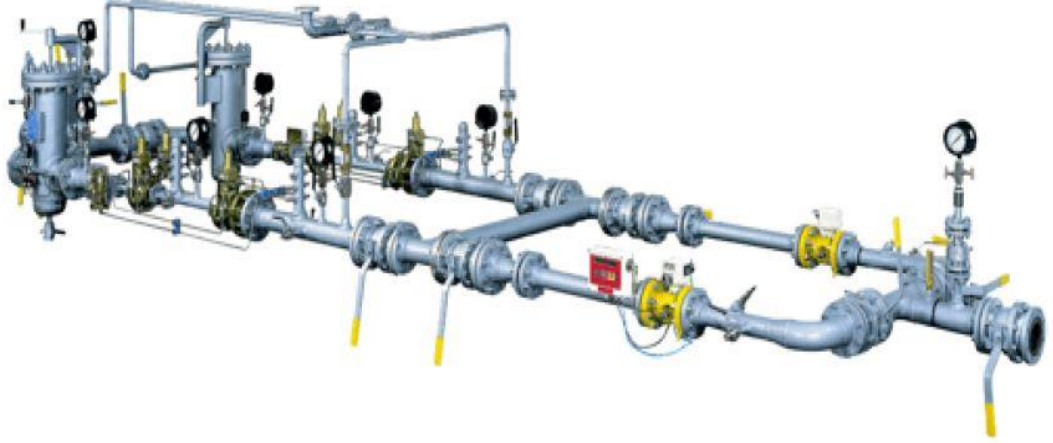
Basınç düşürme işleminde “Joule-Thomson” etkisi sonucunda gaz sıcaklığının sıfır altına düşmesi ve ekipmanlara zarar vermesini engellemek için gazın regülasyon öncesinde ısıtılması gerekmektedir. Tüketim kapasitelerine göre ısıtma sistemleri kurulmaktadır.

Tüketim miktarları debi ölçümü yapan sayaçlarla ölçüm yapılarak faturalandırılmaktadır. Ölçüm sistemleri mevcut ve gelecek dönemde talepleri, kesintisiz ve güvenli biçimde karşılamak üzere kurulmaktadır.

İstasyonlarda gaz talebinin tamamının karşılanması için asıl ve yedek hatlar yer almaktadır. İstasyonlarda değişen talep doğrultusunda kesintisiz gaz arzının sağlanması için yedek ve by-pass hatları hazır olarak bulunmaktadır. İstasyonların kurulumu ve işletme faaliyetleri, ulusal-uluslararası ilgili kuruluşların standartlarına uygun olarak yapılması gerekmektedir. Şekil 2.7’de basınç düşürme ve ölçüm istasyon şemasının bir örneği gösterilmektedir.

Doğalgaz öncelikle filtrelerden geçirilerek katı ve sıvı partiküllerden ayrılır. İki hat olarak kurulumu ve yedeklik sağlanır. Filtrelerden sonra eşanjörlere girerek ısıtılır. Ani basınç ve düşüş öncesi ısıtılması gerekli olmaktadır. Isıtıcı eşanjör sisteminden çıkan gaz basınç düşürme bölümüne girer ve talep basınca düşürülen gaz ana ve yedek hattan çıkış yaparak ölçüm sistemine girmiş olur. Daha sonra ölçümü yapılan tüketim noktalarına gönderilmektedir. Ayrıca sistemde gazı kesmek için aralıklı olarak sistemler arası

kullanılan küresel vanalar bulunmaktadır. Değişik kademelerden geçen gazın basıncını görmek için montaj yapılmış manometreler, sıcaklığı ölçmek ve izlemek için termoelemanlar veya dirençli termometreler, sistem emniyeti sağlamak ve gazı tahliye edebilmek için basınç emniyet vanaları bulunmaktadır.



Şekil 2.7. Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyon Şeması (Yılmaz, 2006)

Basınç düşürme istasyonu A, B ve C tipi olmak üzere 3 tipi bulunmaktadır. RMS-A olarak da adlandırılan A tipi basınç düşürme ve ölçüm istasyonları iletim hattından gelen yüksek basınçtaki doğal gazın ilk olarak basıncının düşürüldüğü ve ölçümünün yapıldığı istasyonlardır. Şehir giriş istasyonları olarak bilinen RMS-A istasyonları, 40-75 bar yüksek basınçta gelen gazı 12-19 bara kadar düşüren sistemlerden oluşmaktadır. Bu istasyonlarda;

- Kokulandırma,
- Gazın analizi yapılarak ortalama kalorifik değeri hesaplama
- Gaz debi ölçümü,
- Şehir şebekesi giriş öncesi filtreleme,
- İhtiyaca göre basınç ayarlama,
- Acil durumlarda gazın otomatik olarak kesilmesi,
- SCADA sistemiyle tüm verilerin toplanması, izlenmesi ve yönetilmesi sağlanır.

B tipi istasyon ise A tipi istasyondan gelen gazın şehir içinde 2. kademe basıncının düşürülmesini sağlayan ve bölge regülatörü olarak da adlandırılan istasyondur. B tipi istasyonlarda 12-19 bar basınçta giren gaz 4 bar a kadar düşürülmekte ve çelik borularla gelen gaz B tipi istasyondan sonra polietilen borularla geçiş yapılmaktadır.

C-tipi basınç düşürme istasyonu ise dağıtım hatlarındaki son kademe basınç düşürme sağlayan sistemlerdir. 4 barda giren gazın ihtiyaca göre 19-300 mbar basınç aralığında çıkışı ihtiyaca göre ayarlamaktadır.

2.8. Kompresör İstasyonları

Kompresör istasyonları Boru hatları üzerinde kurulan gaz basıncı ve akışını düzenleyen stratejik tesislerdendir. Gazın üretim noktasından son tüketiciye kadar gazın basınçlandırılarak iletimini sağlarlar. Boru hattı çapına göre basınç kayıpları, değişken maliyetler kompresör istasyonlarının boru hattı üzerinde kurulacağı noktaları belirler.

Kompresör istasyonlarının tasarım ve kurulumunda birçok mekanik, elektrik, inşaat ve otomasyon proje uygulamaları yapılmaktadır. İletim hattında taşınacak gaz miktarına uygun kompresör gücü ve sayıları belirlenmekte ve boru tesisatlarının istasyon gücü ve kapasitesine göre çap, kalınlık, basınç dayanımı gibi teknik özellikleri uygun olarak imalatı yapılmaktadır. Şekil 2.8’de örnek olarak endüstriyel bir doğal gaz kompresör istasyon resmi yer almaktadır. İstasyonda genel olarak filtreler, gaz kompresörleri, gaz türbinleri, pig alma ve pig atma tesisleri, ölçüm sistemleri, soğutma üniteleri, ısıtma kazan sistemleri, endüstriyel vanalar, elektronik ölçme, izleme ve kontrol sistemlerinden oluşmaktadır (Okay, 2019).



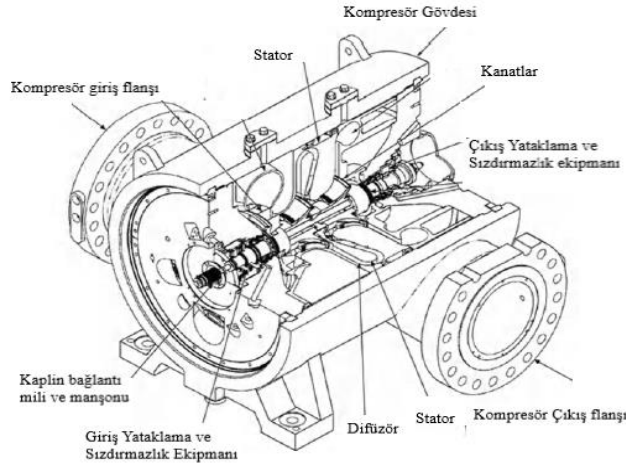
Şekil 2.8. Endüstriyel Bir Doğal Gaz Kompresör İstasyonu (Okay, 2019)

2.8.1. Gaz Kompresörleri

Gaz kompresörleri, belirli bir hacimdeki gazın hacmini azaltarak basınçlandırılmasını sağlayan makinelerdir. Kimya tesisleri, rafineriler, gaz kuyularından gaz üretim ve enjeksiyonu gibi birçok uygulamada tercih edilmektedir. Doğal gaz basınçlandırma tesislerinde genellikle santrifüj ve pozitif deplasmanlı pistonlu kompresörler kullanılmaktadır. Pistonlu kompresörler sabit hacimde ve yüksek sıkıştırma oranına sahiptir. Santrifüj kompresörler ise, kinetik enerjiyi gazın basınç enerjisine çeviren kompresör çarkının dönmesiyle oluşan santrifüj etkisiyle oluşturmaktadırlar.

Santrifüj kompresörler Şekil 2.9’de görüldüğü gibi kompakt yapıları sebebiyle gaz iletim sisteminde büyük oranda tercih edilirler. Kurulum maliyetlileri ve bakım masrafları düşük olması, yüksek devirlerde çalışma olanağı en önemli avantajlarındanıdır.

Şekil 2.9’da görülen santrifüj tip 2 kademeli kompresörün genel görünüşü ayrıca rotor, stator, mil yataklaması ve sızdırmazlık elemanlarının görünüşüdür. İstasyon borulaması, kompresör giriş ve çıkış flanşına bağlanır. Kompresör, gaz talebine göre kompresör sayısı belirlenerek çalıştırılmaktadır.



Şekil 2.9. Santrifüj Gaz Kompresörü (GPSA, 2004)

Santrifüj kompresörleri genelde gaz türbinleri veya elektrik motorlarıyla çalıştırılmaktadır. Kompresör üreticileri tarafından, gaz türbini gücüne uygun tasarlanmış çok kademeli ve farklı devir sayılarında çalışabilen kompresörler imal edilmektedir. Şekil 2.10’da sahada 3 adet santrifüj kompresör ünitesi bulunan bir kompresör istasyonunun nasıl kurulduğu gösterilmiştir (GPSA, 2004).

Pistonlu kompresörler ise pozitif deplasmanlı kompresör kategorisinden olup santrifüj kompresöre göre daha geniş alan kaplamaktadırlar fakat verimleri ve basınçlandırma aralıkları daha yüksektir. Pistonlu kompresörler, 30.000 psi 'ye kadar basınç ve düşük güçlerden 20.000 HP'ye kadar çalışabilme olanağı sağlamaktadırlar. Tek veya çok kademeli olarak dizayn edilirler ve her kademedede sıkıştırma oranı dört ile sınırlıdır. Kompresör için gereken güç kompresör üreticileri tarafından belirlenen teknik dokümanlardan temin edilmektedir (Menon, 2015).



Şekil 2.10. Üç Adet Santrifüj Kompresör Ünitesi Bulunan Kompresör İstasyonu (Mokhatab, 2007)

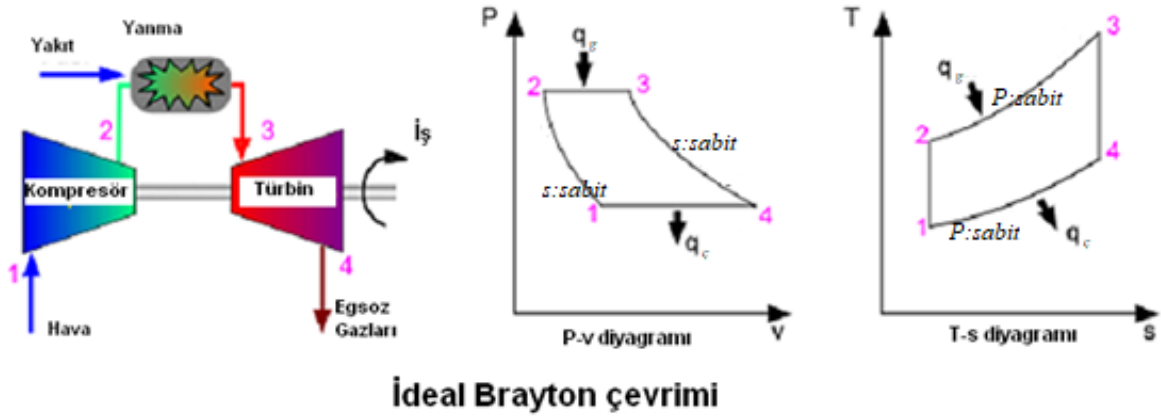
Kompresör istasyonlarında istasyona giriş yapan gaz borulama ile kompresör ünitesine yönlendirilmektedir. Basınç ve debiye göre ihtiyaç duyulan kompresör sayısı belirlenir. Gaz basıncının artırılması sırasında sıcaklık artışı da basınç farkına bağlı olarak artmaktadır. Her 100psi (6.9 bar) basınç artışı 7-8⁰C gaz sıcaklığını artışına neden olmaktadır. (Messersmith, 2015).

2.8.2. Gaz Türbinleri

Literatürde araştırmalarında GT-CC (GT: Gaz Türbini, CC: Santrifüj Kompresör) ve EM-CC (EM: elektrik Motoru, CC: Santrifüj Kompresör) paket olarak kullanılan motorlardır. Gaz türbini boru hattından aldığı gaz ile çalışırken, elektrik motoru için temiz, güvenilir enerji kaynağı gerekmektedir. McKee ve arkadaşları (1999) işletme maliyetleri bakımından elektrik birim fiyatının 0,02 ABD \$/ kW/h ve üstü fiyatlar olduğunda elektrik motoru kullanımının dezavantajlı olduğunu hesaplamışlardır.

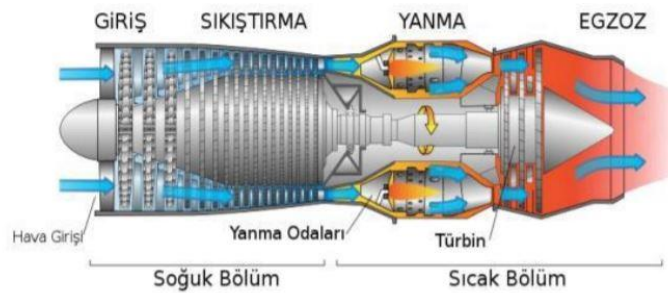
Elektrik motorlarının çevresel etkileri düşük olmakla birlikte, iletim kayıpları ve elektrik üretimin tesislerinin (doğal gaz kombine çevrim santralleri, termik santraller gibi) çevresel etkileri unutulmamalıdır. Gerekli elektrik altyapısı oluşturulmayan sistemlerde kesintilerden kaynaklanan riskler dikkate alınmalıdır.

Boru hattı kompresör istasyonlarında genelde gaz türbinleri kullanılmaktadır. Gaz türbini, kompresörde havayı sıkıştıran, yanma odasında yakıt-hava karışımını yakarak yanmış gazların elde edilmesini ve bunların türbinde genişlemesini sağlayarak iş elde eden içten yanmalı motordur. Çalışma prensibi Şekil 2.11’de gösterildiği gibi Brayton çevrimine dayanmaktadır.



Şekil 2.11. İdeal Brayton Çevrim Şeması (Çengel, 2011)

Gaz türbin bölümleri, hava girişi, kompresör, yanma odası ve türbin kademelerinden oluşmaktadır. Şekil 2.12 gaz türbin bölümlerini göstermektedir. Hava girişinden filtre sisteminden geçerek gelen hava, kompresör tarafından sıkıştırılarak basınçlandırılır (soğuk bölüm). Yanma odasına giren basınçlı havaya yakıt püskürtülmek suretiyle yanma elde edilmektedir. Yanma sonucu sıcaklığı artan gaz, türbin kademelerinin kanatçıklarına çarptırılarak hareket vermektedir (sıcak bölüm).



Şekil 2.12. Gaz Türbin Bölümleri (Dahl, 2007)

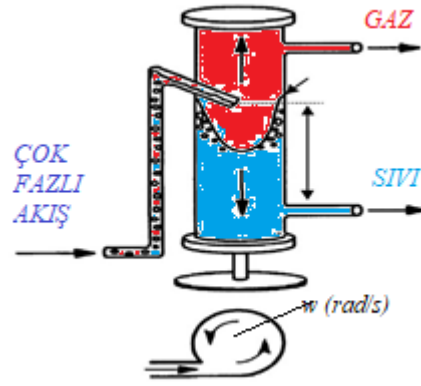
Kompresör istasyonlarında kullanılan gaz türbin sistemlerinde ayrıca gaz türbinine akuple bağlı güç türbinleri bulunur (Okay, 2019). Türbin kademesinde çıkan egzoz gazlar güç türbin kademelerine gönderilir (sıcak bölüm) ve güç türbin kademelerinde ısı enerjisinden mekanik güç elde edilir. Isı enerjisi, basıncı ve sıcaklığı düşmüş olarak egzoz gazı şeklinde bacadan atmosfere verilmektedir. Üretilen bu mekanik güç, bir şaft ile kompresöre aktarılmakta ve gaz basınçlandırma prosesi başlamış olmaktadır. Ayrıca ana iletim hattındaki basınç ve akış dengesi ayarlanmaktadır.

2.8.3. Siklon Filtreler

İletim hatlarından kompresör tesislerine giriş yapan gaz filtreleme sistemlerinde geçerek basınçlandırma yapılmaktadır. Siklon ve separatör filtreler olmak üzere 2 aşamalı filtreleme yapılır. Şekil 2.13’de görülen siklon filtreler merkez kaç kuvvetinin etkisi ile karışım halindeki gaz ve katı maddeyi birbirinden ayıran sistemdir. Ayrıca gazla birlikte gelen 10 μm ’den büyük partikülleri toplama haznesine biriktiren filtrelerdir. Şekil 2.14’de gösterildiği gibi filtreye yatay olarak yüksek basınç, hız ve debiyle giriş yapan gaz, siklon filtresinde bulunan dikey tip kanatçıklara çarparak dönmesini sağlamaktadır. Yoğunluk farkıyla katı ve sıvı partiküller filtre cidarından süzülerek toplama haznesine gitmektedir. Gaz, siklon filtrenin en üst noktasında çıkarak separatör filtreleme sistemine girmektedir.



Şekil 2.13. Siklon Filtreler (BOTAŞ, 2019)



Şekil 2.14. Siklon Filtre Gaz Akış Şeması (Kouba, 2003)

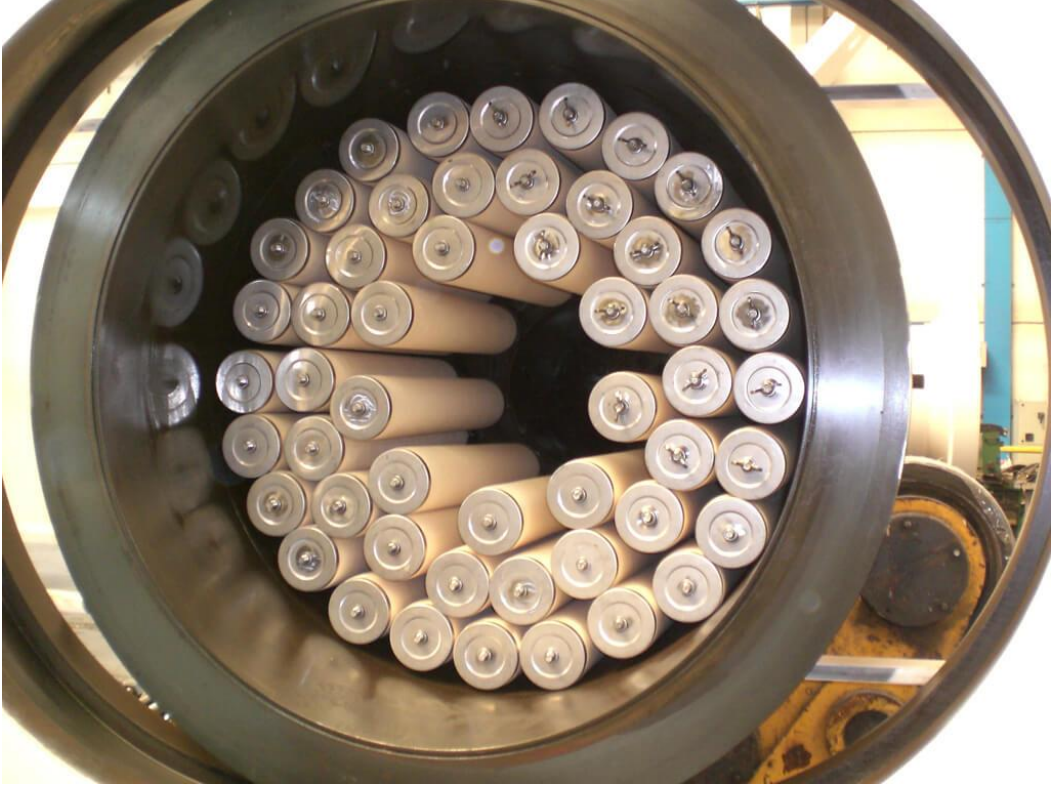
2.8.4. Separatör Filtreler

Şekil 2.15'te gösterilen separatör (ayırıcı) filtreler, yatay olarak dizayn edilen debi, sıcaklık ve basınç değerlerine göre belirli miktarda kartuş filtreden oluşmaktadır. Gaz, filtreye girdikten sonra kartuşların içerisinden geçerek filtrelenmiş olmaktadır. Genel olarak kartuşlar 3 μm 'den büyük partikülleri % 99 üstünde oranında temizleme kabiliyetine sahiptirler (Okay, 2019). Filtre edilen gaz kompresör ünitelerine girmeye hazır duruma gelmektedir.



Şekil 2.15. Gaz Separatör Filtresi (Forain, 2022)

Kartuş filtreler separatör içinde filtrelemeyi sağlamaktadır. Separatör içerisine giren gaz metal levhaya çarparak dağılmaktadır. Homojen olarak dağılan gaz, Şekil 2.16 'da görülen kartuşların dış kısmından içine geçerken belirli boyutun üstündeki partikül ve sıvılar dan geçemez ve separatör alt bölgesinde birikmeye başlar. Toplama haznesinde belirli seviyeye ulaşan partiküller, atık toplama havuzuna alınarak tehlikeli atık olarak imha edilmektedirler.



Şekil 2.16. Kartuş Filtreler (Forain, 2022)

2.8.5. Gaz Soğutma Sistemleri

Basınçlandırma sonrası bilindiği üzere gaz sıcaklığı doğru orantılı artış göstermektedir. Sıcak gazın ana hatta verilmesi durumunda, sıcak gazın soğuk gaza göre fazla hacim kaplaması istenmeyen bir durumdur. Performans kaybına neden olan bu durumu engellemek amacıyla gaz sistemleri kurulmuştur. Soğutma sistemi kanat sarılmış özel borular ve pervanelerden oluşmaktadır. Dış ortamdan alınan hava ile soğutma sağlanır. Mevsimsel değişen hava sıcaklarına, gaz debisine bağlı olarak fan sayısı değişmektedir. Şekil 2.17'de 8 adet pervaneli gaz soğutma ünitesi sistemi gösterilmektedir.



Şekil 2.17. Gaz Soğutma Ünitesi (TML, 2003)

2.8.6. PIG İstasyonları

Pipeline Inspection Gauge (PIG) istasyonları boru hatlarının imalatı ve sonrasında boru hattı temizliği için kurulan sistemlerdir. Gelişen teknoloji ile akıllı pig sistemleri üretilmiş ve boru hattı deformasyonlarını tespit ve analiz için kullanmaya başlanmıştır. İletim hattı borularının iç yüzeylerinde oluşan kirlilik, metal aşınmaları, gazla birlikte gelen tozlar belirli aralıklarla piglerle temizlenmektedir. Pig atma ve pig alma kovan sistemleri belirli mesafelerle iletim hattı üzerine kurulurlar. Boru çapına uygun olarak pig boyutu değişiklik göstermektedir. Pig atma kovanına yerleştirilen pig ve kirlilik oluşturan materyaller gaz akışıyla birlikte hareket ederek pig alma kovanına varmaktadır. Pig alma kovanından pig alınarak işlem tamamlanır. Pigin kovanına ulaşma süresi gaz akış hızına ve boru hattı uzunluğa bağlı olarak değişiklik göstermektedir.

Akıllı pig sistemleri borularda oluşan metal deformasyonlarını ve anormal durumları tespit eden ve koordinat bilgisi vermeye yarayan sistemlerdir. Şekil 2.18’de pig atma kovanına yerleştirilen temizlik pig görseli yer almaktadır.



Şekil 2.18. PIG Görseli (Suyapi, 2022)

Pig, diskler, metal fırçalar, alüminyum plakalar ve tekerlerden oluşan uzun süreli kullanılmaya uygun parçalardan oluşmaktadır. Her pig atma operasyonu sonrasında parçalar kontrol edilerek darbe ve sürtünme nedeniyle zarar gören parçaların değişimi yapılmaktadır

2.8.7. SCADA Sistemleri

SCADA: “Supervisory Control And Data Acquisition” İngilizce ifadesinin ilk harflerinden oluşmakta ve Türkçe karşılığı “Kontrol ve Veri Toplama Sistemi” olarak ifade edilmektedir. Tesiste bulunan vanalar, filtreler, sürücüler, soğutma sistemi gibi sistemleri izleme, veri kayıtlarını saklama, kontrol etme ve acil durumlarda otomatik durdurma gibi prosedürleri yerine getirmek için SCADA sistemi çok önemli olmaktadır. Ayrıca ısıtma, soğutma sistemleri, basınçlı hava kompresörleri, elektrik trafo şalterleri ve güvenlik sistemlerinin entegre edilerek kontrol altında tutulması gereklidir.

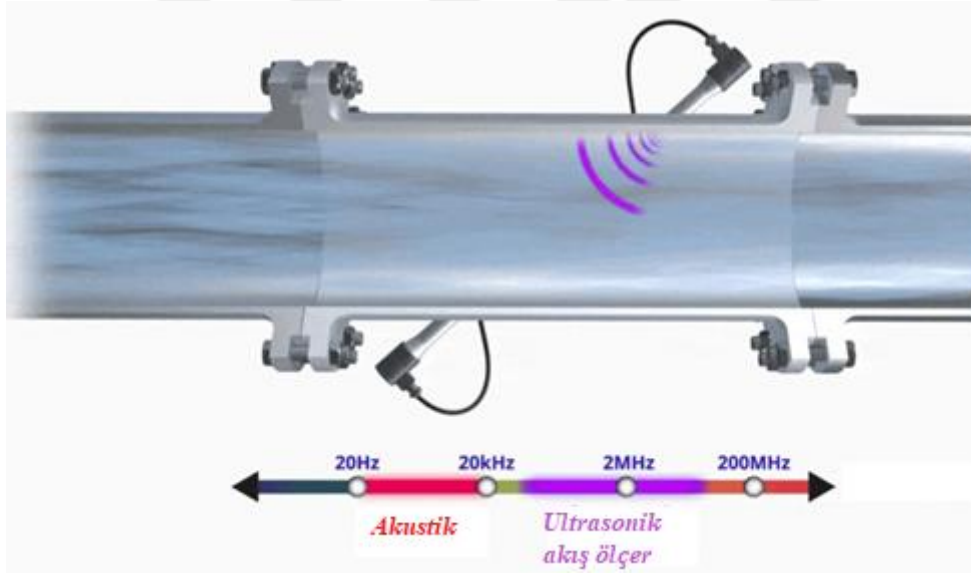
2.9. Ölçüm sistemleri

İstasyondan çıkış yapan basınçlandırılmış gazın, türbin sistemleri ve diğer ekipmanlarda yakılan gazın ölçümünü yapan sistemlerdir. Ölçüm ekipmanları seçiminde maliyetler, mevcut basınç, gaz talep miktarı ve sayaç tesisatı için uygun alan belirleyici şartlar arasında yer almaktadır. Gaz ölçüm sistemlerinde gaz hacminin ölçümü, hızı veya kütle ölçümüne göre yapılır. Ayrıca gazın sıcaklık, basınç ve içeriğindeki oranlar kullanılarak

hesaplama yapılmaktadır. Standartlara göre düzeltmeler yapılan gazın saatlik, günlük zaman diliminde enerji, hacim kayıtlarını hesaplayan akış bilgisayarı (flow computer) ve gaz kromatograf sistemleri de vardır. Doğal gaz istasyonlarında orifis plakaları, ultrasonikmetreler, türbinmetreler genelde kullanılan ölçüm sistemleri arasında bulunmaktadır.

2.9.1. Ultrasonikmetreler

Ultrasonikmetreler, şehir girişlerindeki ana doğal gaz ölçüm istasyonlarında ve kompresör istasyonlarında kullanılan sayaçlardır. Çalışma basıncı 100 bar'a kadar çıkabilen ultrasonikmetreler, mevzuat gereği sadece kontrol amaçlı kullanılmakta olup ticari bir sayaç değildir. Şekil 2.19' de sayacın içi tamamen düz bir borudur ve hesaplanarak belirli noktalara açılan deliklere çiftler halinde dönüştürücüler montaj edilmiştir. Dönüştürücüler geçen gaza ultrasonik ses dalgaları gönderir ve bu dalgalar dönüştürücüler arası zamanı belirleyerek ölçüm yapan sistemlerdir. Mekanik olarak bakım gerektirmezler ve arızalar basınç altında gerçekleştirildiği için tercih edilmektedirler.

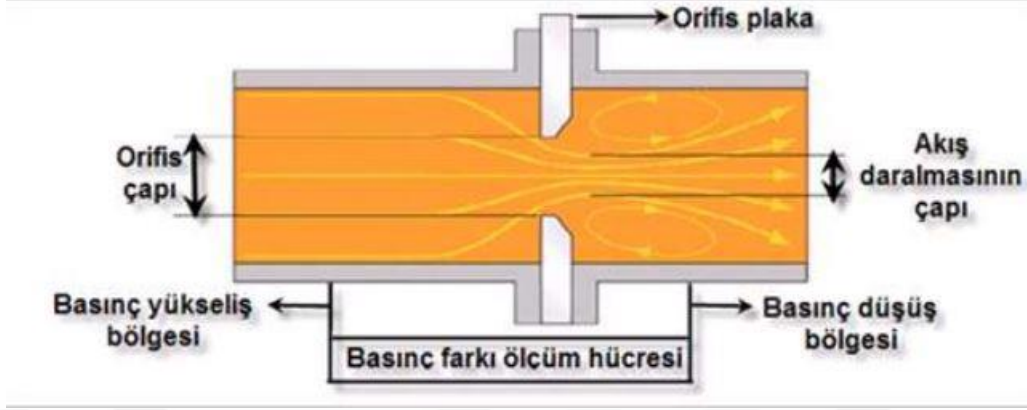


Şekil 2.19. Ultrasonik metre (Realpars, 2022)

2.9.2. Orifis Plakaları

Orifis, Nozul ve Venturi tip akış ölçerler, akışta kısıtlama yaparak oluşan fark basınç ile hesaplama yapan ekipmanlardır. Plaka içine belirli çapta delik açılmış düz bir metaldir. Şekil 2.20 orifis plakasının flanşlı bağlantısını göstermektedir. Ölçüm hesaplama Bernoulli Denklemi kullanılarak yapılmaktadır.

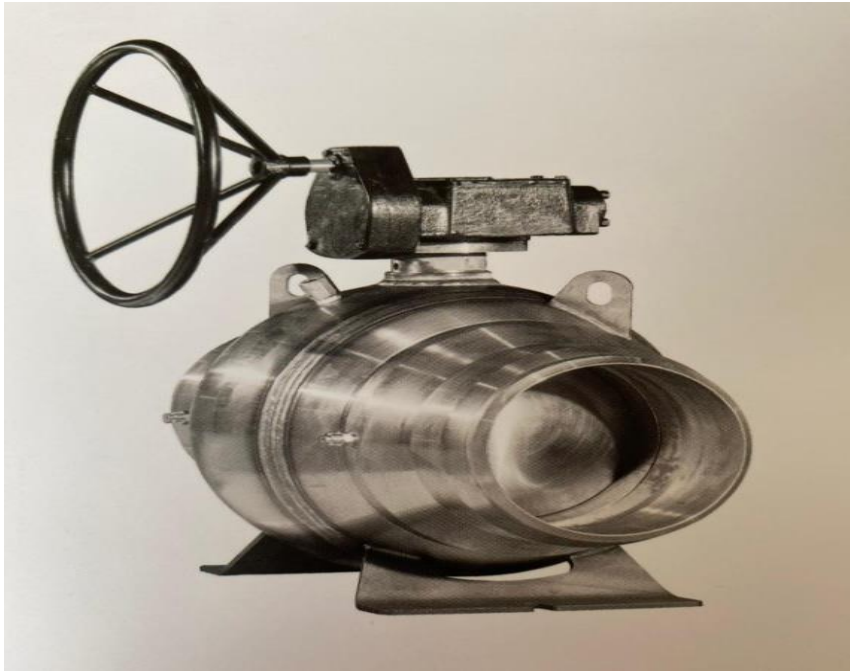
Orifis plakasının avantajları, kirlilikten az etkilenmesi, yatırım ve bakım maliyetlerinin düşük olmasıdır. Dezavantajları ise basınç kaybına yol açması, ölçüm hassasiyetinin düşük olmasıdır.



Şekil 2.20. Orifis Plakalı Ölçer ve Yapısı (MEB, 2013)

2.10. Endüstriyel Vanalar

Vanalar boru tesisatı içindeki akışkanın yolunu açabilen, kapatabilen veya debi ayarlama yapabilen mekanik ekipmanlardır. Akışkan tipi, kirlilik, basınç dayanımı, bağlantı tipi, çalışma prensibi, uzaktan kontrol edilebilme, acil durumlara uygunluk gibi birçok özellikte vana çeşidi bulunmaktadır.

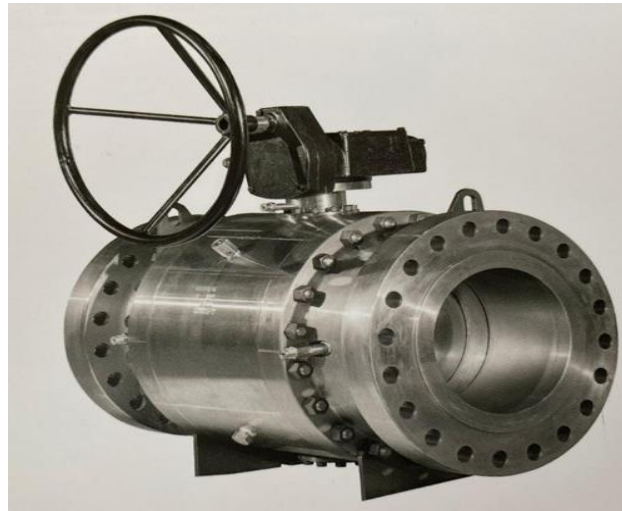


Şekil 2.21. Küresel Vana (Kurvalf, 2022)

Endüstriyel vanalar, doğal gaz tesisatlarında hem miktar hem çeşit olarak en fazla kullanılan ekipmanlar arasındadır. Vanalar, küresel vanalar, plug, kontrol, globe ve akış kontrol vanalarından oluşmaktadır. Kaynak boyunlu küresel vana, boru hatlarında kullanılan ve kaynakla bağlantı yapılan küresel vana tipidir. Bu vanada bypass hatları bulunur ve bu vana iki adet küresel, bir adet de plug vanadan oluşmaktadır. Hidrolik, pnömotik ve elektrik motorlu aktüatörlerle kontrol edilirler. ASME B16.34 standardına uygundur. Şekil 2.21’de manuel kontrollü küresel vana kesiti görülmektedir. Küresel vanalar içinden geçen borunun çapına eşit merkezli bir kürenin yerleştirildiği vana sistemidir.

Bu vanalar geometrileri gereği daha az yerel kayıp oluşturmaktadırlar. Hızlı açılıp kapanabilme özelliğine sahip olmaları, acil durumlarda diğer vanalara göre daha güvenilir boru izolasyonu sağlamaları avantajlarıdır. Boru hattı ve diğer tesisatlara bağlantı şekline göre farklı tipleri vardır. Bunlar kaynak boyunlu, flanşlı ve yer atı küresel vanalardan oluşmaktadır.

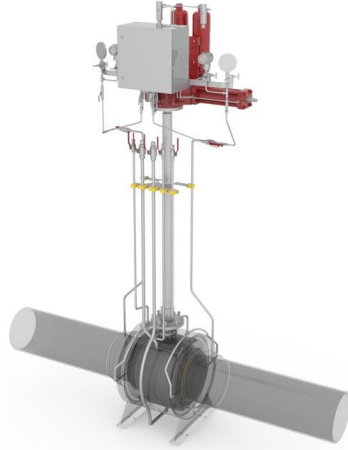
Flanşlı küresel vana, ASME B16.34 standardına göre üretilmiş boru hattı ve tesis vanalarıdır. Flanşları ASME 16.5 (Boru Flanşları ve Flanşlı Fitingler) standardına uygun üretilen flanşlarla boru hattına birleştirme yapılmaktadır. Basınç sınıfına göre farklı sınıflarda çalışan modelleri farklı üreticilerde bulunmaktadır. Şekil 2.22 ‘de flanşlı küresel vananın bir örneği gösterilmektedir.



Şekil 2.22. Flanş Bağlantılı Küresel Vana (Kurvalf, 2022)

Yeraltı küresel vanası, boru hatları toprağa gömülmüş olarak ilerlediği hatlarda yeraltına montaj yapılan ve yer üstünden kontrol edilebilen tasarıma sahip vanalardır. Bu vanalar, ASME B16.34 standardına göre üretilmiş boru hattı ve tesis vanalarıdır. Şekil 2.23’de yer altı küresel vana gösterilmiştir.

Plug vanalar, boru hatlarındaki sıvının veya akışkanın basit çeyrek bir dönüşle akışının



Şekil 2.23. Yeraltı Küresel Vanası (Kurvalf, 2022)

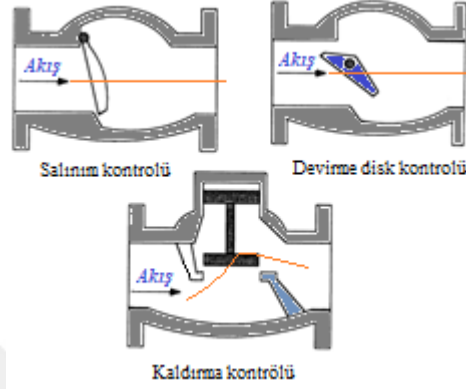
devam ettirilmesi veya kapatılmasına yardımcı olan vanalardır. Küresel vanalarda benzerlik gösterir ama küresel vanalardan farklı olarak genelde küçük sistemlerde kullanılmaktadır. Dişli mekanizması veya el çarkları ile çalıştırılabilir. Şekil 2.24’de Plug vananın bir görseli sunulmuştur.



Şekil 2.24. Plug Vana Kesiti

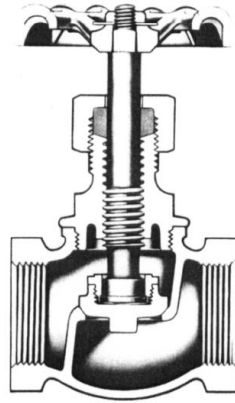
Kontrol vanaları normalde kapalı durumdadırlar. Adlarından anlaşılacağı üzere kontrol amaçlı kullanılmaktadırlar. İçerisinde akış yapıldığı zaman açık durumdayken aşağı akış

basıncına kıyasla yukarı basınç dengesinin sağlanmadığı durumda kapanma haline geçerler. Sadece tek bir yönde akış için kullanılmaktadırlar. Bu vanalar tek yönde geçişe izin verdikleri için monte edilirken dikkatli bir biçimde monte edilmeleri gerekir. Vananın üzerine yerleştirilmiş ok yönleri akış yönünü simgeler. Kontrol vanalarının farklı tipleri vardır. Bunlar salıncak (swing), kaldırma (lift) ve eğilen (tilting disc) vanalardan oluşmaktadır. Şekil 2.25’de çek vana çeşitleri gösterilmiştir



Şekil 2.25. Tipik Çek Vana Çeşitleri (Wiley, 1989)

Globe vanalar, manuel ve otomatik olarak kullanıma uygundur. Basınç tahliye hatları için özel üretilen globe vanalar hızlı tepki vermektedirler. Küresel vanalar beraber kullanılarak akış ve basınç seviyelerini düzenlenebilirler. Şekil 2.28 ‘de globe vanasının bir görseli bulunmaktadır.



Şekil 2.26. Globe Vana Görseli (Menon, 2005)

Akış kontrol vanaları, basınç ve debi kontrolü sağlamak üzere üretilmiş vanalardır. Otomatik kullanıma uygundur. Uzaktan SCADA sistemleri ve elle kontrol olanağı bulunan vanalar da farklı tipler bulunmaktadır. Bunlar: Küresel Kontrol Vanası, Eksenel Akış Kontrol Vanası, Globe Kontrol Vanasıdır.

Vanaları kontrol etmek için hidrolik, pnömotik ve elektrikli olmak üzere aktüatörlerle kullanılmaktadır. İşletme şartlarına uygun olarak montajı yapılan aktüatörler uzaktan otomatik kontrolle ve manuel olarak kumanda edilebilirler. Acil ve olağandışı durumlarda vana pozisyonu olması gereken konuma geçirmeye yardımcı olan kritik ekipmanlar arasında yer almaktadır. Şekil 2.27’de belirtilen gaz tahrikli hidrolik aktüatör görseli sunulmuştur. Vana boyutu, çalışma şartları ve talep edilen özelliklere ve üretici firmalara göre görseli değişiklik göstermektedir.

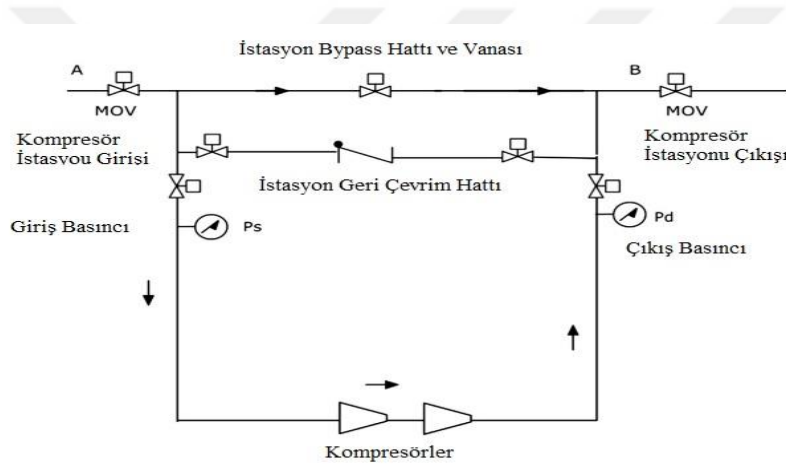


Şekil 2.27. Hidro-Pnömatik Aktüatör (Kurvalf, 2022)

3. MATERYAL VE YÖNTEM

3.1. Kompresör İstasyonu Uygulamaları

Türkiye’de bulunan kompresör istasyonları BOTAŞ verilerine göre dokuz adettir. Kompresör istasyonları çalışma koşulları incelendiğinde iletim yönü arz kaynaklarında tüketim noktalarına doğru tasarlanmıştır. Kompresör istasyonunda en önemli konu basınç olarak ele alınmaktadır. Şekil 3.1’ de gösterilen A iletim hattından kompresör girişine P_s giriş basıncıyla gelen gaz; boru, dirsek, vana ve enstrümanlardan geçerken basınç kaybına uğrar. Kompresörde sıkıştırma işlemi yapılarak P_d çıkış basıncı ile B iletim hattına doğru akar ve tek yönlü bir akış sağlanır.



Şekil 3.1. Kompresör İstasyonu Gaz Akış Şeması (Menon, 2005)

3.2. Gazların Özellikleri

Bu bölümde gazın kimyasal ve fiziksel özellikleri arasındaki ilişki, sıkıştırılabilirlik faktörü ve viskozite gibi özelliklerin basınç ve sıcaklıkla değişiminin etkileri açıklanmıştır.

3.2.1. Gaz Kütlesi

Madde miktarı olarak tanımlanır. Coğrafi konumdan bağımsız olarak değişmeyen madde miktarıdır ve birimi kg (kilogram)'dır. Belirli bir hacimde miktarı bilinen gazın, basınç ve sıcaklık değişirse kütle sabit kalacaktır. Ağırlık N (Newton) olarak ifade edilmektedir. Boru hatlarındaki kütleli akış hızı olarak Kg/saat olarak ölçümü yapılır.

3.2.2. Gaz Hacmi

Bilinen sıcaklık ve hacimde, bir gaz kütesinin kapladığı alana gazın hacmi denir. Gazlar sıkıştırılma özelliğe sahip olduğu için mevcut alanı doldurmak için genişler. Gaz hacmi sıcaklık ve basınçla değişir. Standart basınç ve sıcaklıkta (Referans değerler: 15°C, 1,01325 bar) standart m³ (metreküp) olarak ölçülür. Gazın hacimsel debisi birim zamandaki gaz miktarını belirtir.

3.2.3. Gaz Yoğunluğu

Belirli olan bir birim hacimdeki kütle miktarı olarak tanımlanır. Denklem (3.1)'deki ρ gazın yoğunluğunu, m kütesini, v hacmi ifade eder. Gazın yoğunluğu birim hacimdeki kütle miktarı kg/ m³ olarak ölçülür.

$$\rho = \frac{m}{v} \quad (3.1)$$

Boru hatlarındaki gaz akış hızı, iki nokta arasındaki gazın hareket ettiği hızı ifade etmektedir. En fazla hız akma yönündeki basıncın en az ölçüldüğü alanda görülürken, akıntı yönüne karşı ise basıncın yüksek olduğu yerde en düşük hız görülür. Kararlı akış analizleri yapılırken kütleli debi sabittir.

$$\dot{m} = \rho VA \quad (3.2)$$

Denklem (3.2) \dot{m} kütleli debi, A boru kesti, V akışı hızını tanımlar.

3.2.4. Özgül Ağırlığı

Belirli bir sıcaklıkta gazın, havaya kıyasla ağırlığı olarak tanımlanır. Denklem (3.3)' de görüldüğü gibi boyutsuz bir niceliktir. Doğalgazın fiziksel özelliklerini ilişkilendirmek için kullanılmaktadır. Sıcaklık 15⁰ C ve 1 atm basınç altında, ρ_{gaz} gaz yoğunluğu, ρ_{hava} hava yoğunluğunu temsil etmektedir.

$$G = \frac{\rho_{gaz}}{\rho_{hava}} \quad (3.3)$$

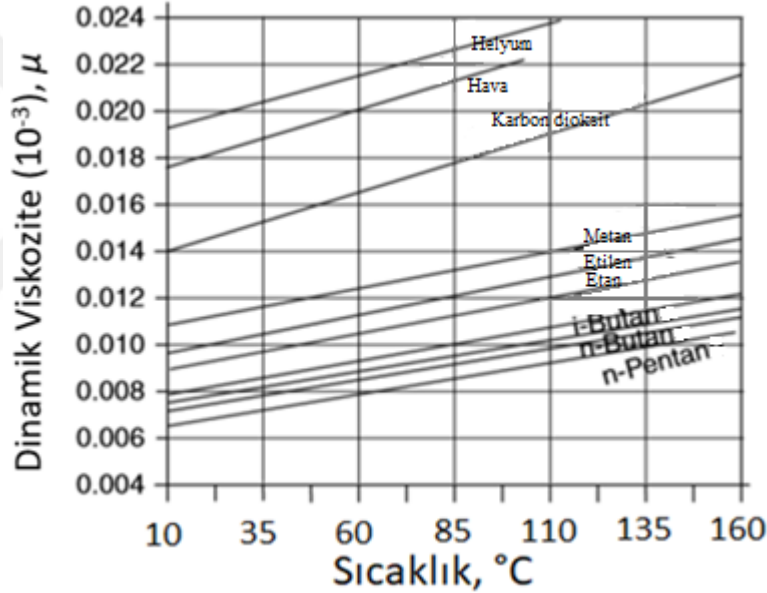
3.2.5. Gaz Viskozitesi

Bir akışkanın akmaya karşı gösterdiği direncin tanımıdır. Direncin yüksek olması akışı zorlaştırır. Düşük viskozite, akışkanın boru içerisinde rahat akmasına ve basınç düşüşünün

azalmasını sağlar. Boru içerisinde akış çeşidinin belirlenmesinde önemlidir. Akış modelinin belirlenmesinde boyutsuz bir değer olan Reynold sayısı, akış hızına, boru çapına, sıcaklığa, basınca ve gazın viskozitesine bağlıdır. Kinematik viskozite ile dinamik viskozite hesaplama denklem (3.4)' deki gibidir.

$$v = \frac{\mu}{\rho} \quad (3.4)$$

Kinematik vizkozite v , dinamik viskozite μ simgesiyle ifade edilir. Gazların viskozitesi sıvılardan farklı olarak sıcaklık ve basınç arttıkça, artar. Akma direncinin artması ise borulardaki akan gaz miktarında azalma olacaktır (Menon, 2005). Doğalgaz içeriğinde bulunan bileşenlerinin oranına göre viskozitesi değişiklik göstermektedir. Şekil 3.2' de doğalgazın bileşenleri oluşturan gazlara ait değerler görülmektedir.



Şekil 3.2. Gazların Viskozite Grafiği (Menon, 2005)

3.2.6. Özgül Isı (Doğalgaz)

Gazın birim kütlesinin (kilogram veya gram) sıcaklığını 1 °C artırmak için gereken ısı miktarı olarak tanımlanır. Sıcaklık değişimlerinde enerji miktarını hesaplamak için gereklidir. Sabit basınçta C_p , sabit sıcaklıkta C_v olarak ölçülebilir.

3.2.7. İdeal Gazlar

İdeal gazlar gaz molekülerinin; kapladığı hacmin ihmal edildiği, birbirlerine çekme ve itme uygulamadıkları, çarpışmalardan kaynaklı hiçbir enerji kaybının olmadığı gazlara denir. İdeal gaz denklemi (3.5)'deki gibidir.

$$PV = nRT \quad (3.5)$$

Denklemdaki P mutlak basıncı, V gaz hacmini, n mol sayısını, R gaz sabitini, T ise mutlak sıcaklığı ifade eder. Mol sayısı olan n'yi başka bir formül olan (3.6)'deki denklem ile de hesaplanır. Mutlak basınç ifadesi, gösterge ve yerel atmosferik basıncın toplamına eşittir denklem (3.7) de gösterildiği gibidir.

$$n = \frac{m}{M} \quad (3.6)$$

$$P_{mutlak} = P_{gösterge} + P_{atm} \quad (3.7)$$

3.2.8. Gerçek Gaz Hesaplamaları

Gerçek gazlarla yapılan çalışmalarda, çalışma basıncı atmosfer basıncına yakın ise ideal gaz denklemi kullanılabilir. Gerçek bir gazın hacmi, ideal gazdan daha azdır ve ideal gaza göre sapma faktörüne sıkıştırılabilirlik faktörü denir. Gerçek gaz denklemi, ideal gaz denklemine sıkıştırılabilirlik faktörünün ilave edilmesiyle denklem (3.8):

$$PV = ZnRT \quad (3.8)$$

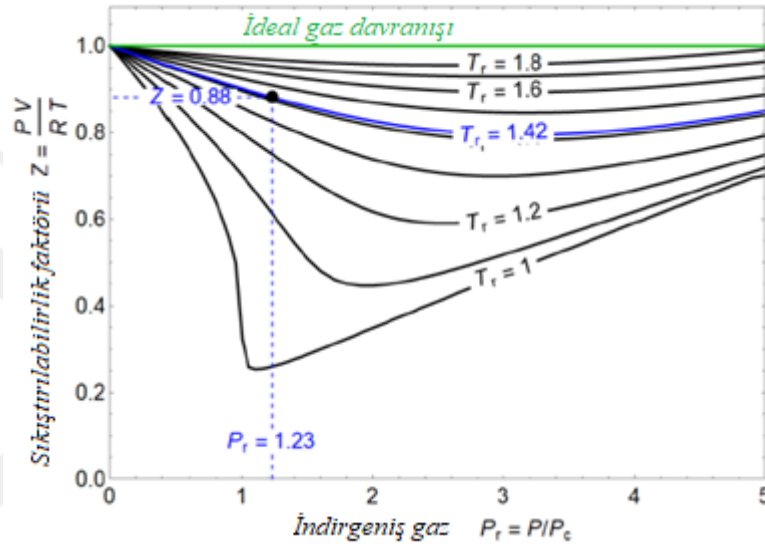
Burada Z olarak ifade edilen sıkıştırılabilirlik katsayısıdır, düşük basınçlarda 1'e yakındır ve ideal gaz şartlarına yakındır da denilebilir. Yüksek basınç altında ideal gaz denklemi kullanılarak yapılan hesaplamalarda hata %500 oranına çıkarken, düşük basınçlarda hata oranı % 2-3 'dür (Menon, 2005).

Ayrıca gaz bileşenleri biliniyor ise hesaplanması gereken kritik sıcaklık ve basınç değerleri bulunmaktadır. Kritik sıcaklık ifadesi bir gazın uygulanan basınç altında sıvılaştırıldığı en yüksek sıcaklıktır. Kritik basınç ise, kritik sıcaklıkta sıvılaştırıldığı en düşük basınç olarak tanımlanır. Sıkıştırılabilirlik faktörü ise indirgenmiş sıcaklık ve indirgenmiş basıncın fonksiyonu tanımlanır. İndirgenmiş sıcaklık (3.10), indirgenmiş basınç (3.9)'deki gibi hesaplanır.

$$P_r = \frac{P}{P_c} \quad (3.9)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c} \quad (3.10)$$

P_r gazın indirgenmiş basınç, P_c kritik basınç, P mutlak basıncı tanımlar. T_r gazın indirgenmiş sıcaklığını, T_c kritik sıcaklığı ve T mutlak sıcaklıktır. İndirgenmiş sıcaklık ve basınç değerleri Standing & Katz (Şekil 3.3) diyagramında bulunarak Z faktör hesaplanır (Standing, 1942).



Şekil 3.3. Metan Gazı için Sıkıştırılabilirlik Diyagramı (Baumann, 2017)

Tablo 3.1'de verilen tabloda doğalgaz bileşenlerinin fiziksel sabitleri görülmektedir. Doğalgazın %90 dan fazla içeriğini oluşturan metana ait özelliklerdir.

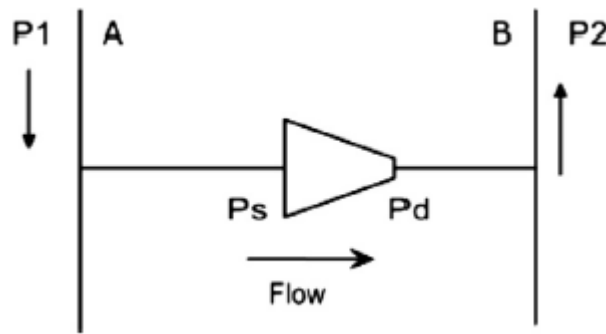
- Formülü :CH₄,
- Kritik basıncı :667,8 psia,
- Kritik sıcaklığı :190,6 K
- Özgül hacmi :0,0062 m³/kg

Tablo 3.1: Doğalgazı Oluşturan Gazların Fiziksel Sabitleri (Menon, 2015)

Bileşen	Kimyasal formül	Mol ağırlığı	Kritik sabit özellikler			
			P_c psia [kPa]	T_c °R [°K]	V_c ft ³ /lb [m ³ /kg]	Z_c
Metan	CH ₄	16.043	667.8 [4604]	343 [190.6]	0.0991 [0.0062]	0.2884
Etan	C ₂ H ₆	30.070	707.8 [4880]	549.8 [305.4]	0.0788 [0.00492]	0.2843
Propan	C ₃ H ₈	44.097	616.3 [4249]	665.7 [369.8]	0.0737 [0.0046]	0.2804
n-Bütan	C ₄ H ₁₀	58.124	550.7 [3797]	765.3 [425.2]	0.0702 [0.00438]	0.2736
İzobütan	C ₄ H ₁₀	58.124	529.1 [3648]	734.7 [408.2]	0.0724 [0.00452]	0.2824
n-Pentan	C ₅ H ₁₂	72.151	488.6 [3369]	845.4 [469.7]	0.0675 [0.00422]	0.2623
İzopentan	C ₅ H ₁₂	72.151	490.4 [3381]	828.8 [460.4]	0.0679 [0.00424]	0.2701
Neopentan	C ₅ H ₁₂	72.151	464.0 [3199]	781.11	0.0674 [0.00421]	0.2537
n-Hekzan	C ₆ H ₁₄	86.178	436.9 [3012]	913.4 [507.4]	0.0688 [0.0043]	0.2643
n-Heptan	C ₇ H ₁₆	100.205	396.8 [2736]	972.5 [540.3]	0.0691 [0.00432]	0.2633
n-Heptan	C ₇ H ₁₆	114.232	360.6 [2486]	1023.9 [568.8]	0.0690 [0.0043]	0.2587
n-Oktan	C ₈ H ₁₈	128.30	332 [2289]	1070.3 [594.6]	0.0684 [0.00427]	0.2536
n-Nanon	C ₁₀ H ₂₂	142.30	304 [2096]	1111.8 [617.7]	0.0679 [0.00424]	0.2462
n-Dezan	C ₂ H ₄	28.054	729.8 [5032]	508.6 [282.6]	0.0737 [0.0046]	0.2765
Etilen	C ₂ H ₄	42.081	669 [4613]	656.9 [364.9]	0.0689 [0.0043]	0.2752
Propan	C ₂ H ₂	26.038	890.4 [6139]	555.3 [308.5]	0.0695 [0.00434]	0.2704
Asetilen	CO ₂	44.010	1071 [7382]	547.6 [304.2]	0.0342 [0.00214]	0.2742
Karbon Dioksit	H ₂ S	34.076	1306 [9005]	672.4 [373.6]	0.0459 [0.00287]	0.2831
Hidrojen sülfür	SO ₂	64.059	1145 [7894]	775.5 [430.8]	0.0306 [0.00191]	0.2697
Sülfür oksit	N ₂	28.013	493 [3399]	227.3 [126.3]	0.0514 [0.00321]	0.2916
	H ₂ O	18.015	3208 [22,105]	1165.0 [647.2]	0.0500 [0.00312]	0.2350

3.3. Basınç Kayıp Hesapları

Akışkanlar boru hatlarında iletim sırasında sürtünmeye bağlı basınç kaybına uğrarlar. Aynı zamanda kompresör istasyonu girişine gelen gaz istasyon içindeki boru tesisatından geçerken yön değiştirir. Vanalar, bağlantı parçaları, filtreler ve sayaçlardan aktığı esnada basınç kaybına uğrar.

**Şekil 3.4.** Kompresör İstasyonu Gaz Giriş, Çıkış Şeması (Menon, 2005)

Şekilde 3.4' de P_1 giriş basıncıyla giriş yapan gaz, vanalar, filtrasyon ünitelerinden geçer P_s basıncıyla kompresöre girer. Denklem 3.11 deki görülen ΔP_s giriş basınç kaybı olarak ifade

edilir. P_d basıncı ile kompresörden çıkan akış, ΔP_s kadar çıkış tesisatında basınç kaybına uğrar ve P_2 basıncı ile boru hattına girmektedir(denklem 3.12).

$$P_s = P_1 - \Delta P_s \quad (3.11)$$

$$P_2 = P_d - \Delta P_d \quad (3.12)$$

Denklem 3.13’de belirtilen r kompresör sıkıştırma oranıdır.

$$r = \frac{P_d}{P_s} \quad (3.13)$$

Boru tesisatında yaşana yerel kayıplar, hattı oluşturan vanalar, dirsekler, filtrelerin geometrik şekillerine ve Re sayısına göre değişim gösterir. Tüm bu hesaplamalar enerji denkliği kurulan denklem 3.14’deki gibi Bernoulli metoduyla hesaplanır. P basınç olarak, z yükseltiyi ve v hızı ifade eder.

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho g z_1 = P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho g z_2 \quad (3.14)$$

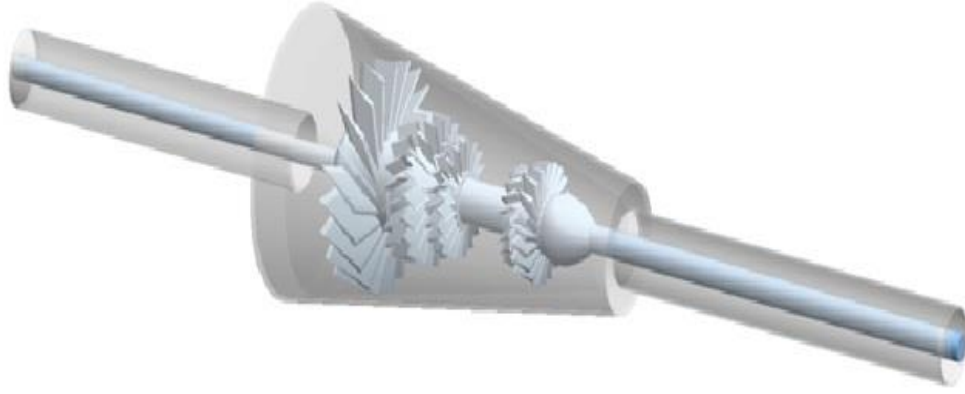
Boru hatlarındaki basıncı kaybı, kaybedilen kompresörün gücünü temsil eden genişletilmiş denklem 3.15’deki gibidir. H_C kompresör tarafından kazanılan gücü, h_L basınçlandırılan farklı noktalar arası yük kaybını, P basıncı, V hızı, g yer çekimini, ifade etmektedir. Boru hattı iletim anında toplam yük kaybı h_L , sürekli ve yerel kayıpların toplamına eşittir, denklem (3.16).

$$Z_1 + \frac{P_1}{\gamma} + \frac{V_1^2}{2g} + H_C = Z_2 + \frac{P_2}{\gamma} + \frac{V_2^2}{2g} + h_L \quad (3.15)$$

$$h_L = h_{L_{yerel}} + h_{L_{sürekli}} \quad (3.16)$$

Akıшта yaşanan kayıplar, laminer veya türbülanslı olmasına, borunun geometrik şekline ve malzemenin pürüzlülük değerlerine göre değişmektedir. Sürekli kayıplar olarak adlandırılabilir.

İstasyon uygulamalarında kullanılan kompresörler farklı tip ve modelde olabilmekte birlikte basınç, hız ve sıcaklık koşullarına göre analiz edilmesi doğru bir yaklaşımdır. Şekil 3.5’ deki gibi standart bir türbin modellemesi yapılarak giriş ve çıkış koşullarındaki bu ilişkiler analiz edilerek bulgular kısmında verilmiştir.



Şekil 3.5. SolidWork Programında Tasarlanan Kompresör

3.3.1. Reynold Sayısı

Bir boru akış sisteminde önemli boyutsuz parametre olarak karşımıza çıkmaktadır. Reynold sayısına göre borulardaki akışın profili değişmektedir. Sürtünme faktörünün hesaplanmasında kullanılan Reynold sayısı, gaz akış hızının, boru iç çapını, gaz yoğunluğu ve gaz viskozitesinin fonksiyonudur.

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \quad (3.17)$$

Denklem 3.17 'de D boru çapı, ρ gaz yoğunluğu, μ akışkanın viskozitesi, V akış hızını ifade eder. Mühendislik genel uygulamalarında;

- $Re < 2100 =$ Laminer akış
- $2100 < Re < 4000 =$ Geçişli Akış
- $Re > 4000 =$ Türbülanslı, olarak kabul edilir.

3.3.2. Sürtünme Faktörünün Hesaplanması

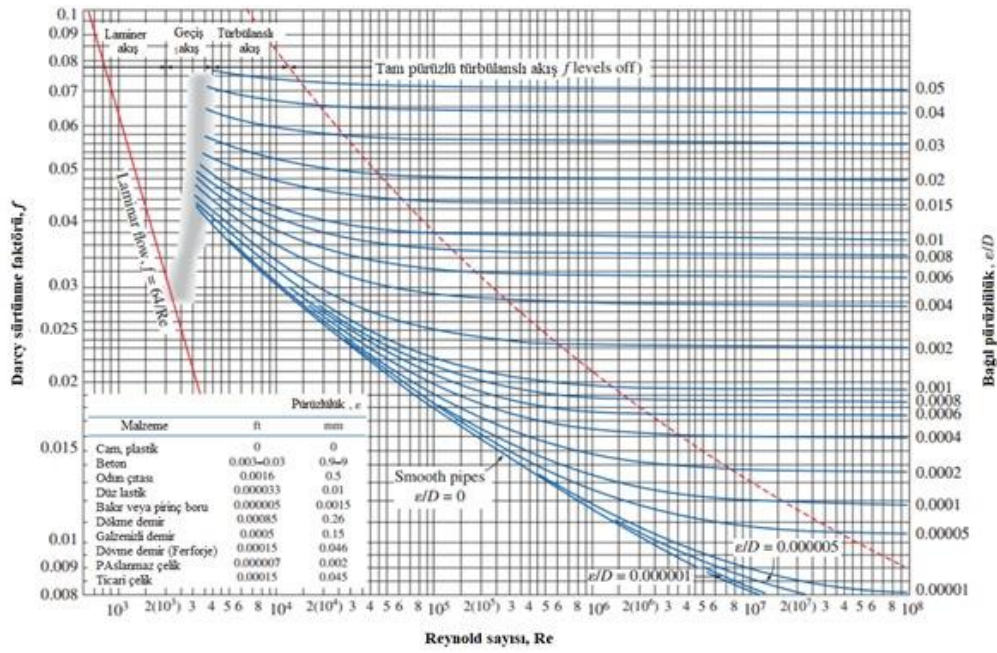
Belirli bir akış hızında basınç düşüşünün hesaplanması sürtünme boyutsuz sürtünme faktörünün hesaplanması gerekmektedir. Literatürde Darcy ve Fanning sürtünme faktörü olmak üzere iki çeşit metot vardır. Düz boru akışlarındaki yük kayıplarının hesaplanması için genelde Darcy sürtünme faktörü kullanılır.

$$f_f = \frac{f_d}{4} \quad (3.18)$$

Darcy sürtünme faktörü f_d nin dörtte biri Fanning sürtünme faktörü f_f ifade eder (denklem 3.18). Sürtünme faktörü denklem 3.19’da laminer akışta, Reynold sayısıyla ters orantılıdır.

$$f = \frac{64}{Re} \quad (3.19)$$

Türbülanslı akışta boru iç çapı ve iç pürüzlülüğün bir fonksiyonu olarak, birçok araştırmacı ampirik hesaplamalar yaparak ortaya koymuştur. Bu çalışmalardan olan, farklı akış çeşitleri için sürtünme faktörü Moody diyagramından bulunur.



Şekil 3.6. Moody Diyagramı (Çengel&Booles, 2019)

Şekil 3.5 ‘de gösterilen Moody diyagramından sürtünme faktörünü tespit etmek için bağıl pürüzlülüğün hesaplanması gereklidir. Denklem 3.20’de ϵ yüzey pürüzlülüğünü D boru çapını ifade eder.

$$\text{Bağıl Pürüzlülük} = \frac{\epsilon}{D} \quad (3.20)$$

Borulardaki akışın türbülanslı olması halinde ($Re > 4000$) üç ayrı bölgeye ayrılır:

- Düz pürüzsüz borularda Türbülanslı akış
- Pürüzlü kaba borularda Türbülanslı akış
- Kaba borular ile Düz Pürüzsüz borular arası geçiş akışı

Düz pürüzsüz borulardaki türbülanslı akış için f (sürtünme faktörü) minimumdur. Sürtünme kuvveti sıfır olmamakla beraber Reynold sayısına bağlı değişiklik gösterir. Pürüzlü kaba borularda ise bağlı pürüzlülük ve Reynold sayısına bağlıdır.

Hesaplamalarda kullanılan pürüzlülük değeri, malzemeyi yeni olarak kabul eder. Kullanılmış boru ve bağlantı parçalarında çalışma koşullarına bağlı olarak pürüzlü yüzeyin artması, kayıpların ve sürtünme faktörünün artmasına neden olur.

3.4. Sistemin Enerji Hesapları

Herhangi bir kesit alanından birim zamanda geçen bir maddenin kütesine kütle akış hızı denir ve m ile sembolize edilir. Belirli bir kontrol hacmi için kütle akış hızı aşağıdaki denklem 3.21 ile verilmektedir.

$$\sum \dot{m}_{giren} h_{giren} = \sum \dot{m}_{çıkan} h_{çıkan} \quad (3.21)$$

Kararlı hal kontrol hacminin enerji dengesi denklem 3.22 deki gibi tanımlanır.

$$\dot{E}_{giren} = \dot{E}_{çıkan} \quad (3.22)$$

Isı, iş ve kütle olarak net enerji girişi = Isı, iş ve kütle olarak net enerji girişi

Bu ifade, enerjinin korunumunu temsil eden bir ifadedir. Sistemin bir süreç boyunca toplam net enerji değişimi, giren toplam enerji ile çıkan toplam enerji arasındaki farka karşılık gelir, denklem 3.23 deki gibi ifade edilir.

$$E_{giren} - E_{çıkan} = \sum E_{sistem} \quad (3.23)$$

$$\dot{Q} + \sum \dot{m}_{giren} h_{giren} = \dot{W} + \sum \dot{m}_{çıkan} h_{çıkan} \quad (3.24)$$

Denklem 3.24'de, $\dot{Q} = \dot{Q}_{net,giren} = \dot{Q}_{giren} - \dot{Q}_{çıkan}$ net ısı oranıdır, $\dot{W} = \dot{W}_{net,çıkan} = \dot{W}_{çıkan} - \dot{W}_{giren}$ net iş hızıdır ve h özgül entalpiyi temsil etmektedir.

Küçük kinetik ve potansiyel enerji değişimleri ihmal edilerek enerji dengesi denklemi 3.25'deki gibi daha yalın bir formda yazılabilir.

$$\dot{W} + \dot{m}_1 h_1 + \dot{m}_2 h_2 = \dot{Q} + \dot{m}_3 h_3 \quad (3.25)$$

Bu durum bir akış boyunca karışan iki akışı göstermektedir. Aynı özelliklerde fakat farklı akış koşullarındaki iki akışkan bir karışma odasında karıştıktan sonra tek bir akış olarak yoluna devam eder. Giriş akışkanları üzerinde yapılan iş akışları basınçlandırmak için gerekli kompresör işini temsil ederken akış boyunca gerçekleşen ısı kayıpları (varsa) enerjinin ısı formundaki kayboluşunu gösterir. Doğrudan enerji transferini amaçlamayan iyi yalıtımlı boru hatları için ısı kayıpları ihmal edilebilir.

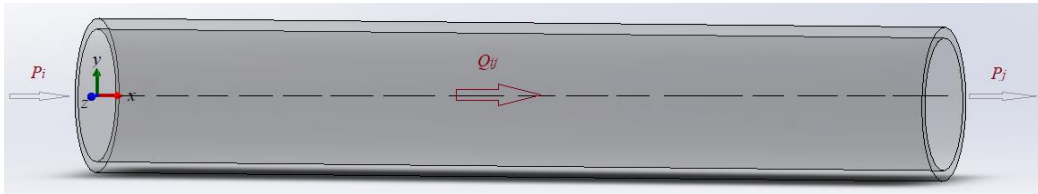
Bir boru boyunca akış hali genellikle sürekli akış koşullarını sağlar. Kütleli akış hızının değişmediği akışlarda enerji dengesi denklem 3.26'daki gibi ifade edilir.

$$\dot{W} - \dot{Q} = \dot{m}c_p\Delta(T_{\text{çıkış}} - T_{\text{giriş}}) \quad (3.26)$$

Boru boyu akış için matematiksel model, kompresörlerin performans değerleri, borulardaki gaz akışını veren denklemler ve kütle korunumu ilkelerine dayalı olarak geliştirilir. Ana simülasyon denklemlerine dahil edilen matematiksel formülasyon ve denklem türleri, boru hattının konfigürasyonlarına, gazın doğasına (doğalgaz veya başka bir gaz) ve dahili korozyona bağlıdır.

3.4.1. Boru Akış Denklemlerinin Formülasyonu

Boru akış denklemi, akış modellemesi ve simülasyonu için kullanılan ana denklemlerden biridir. Borulardaki gazın akış analizi prensibine dayalı olarak türetilmiştir. Gazın borulardan akışı, gazın özellikleri, sürtünme faktörüne ve boruların geometrisi gibi çeşitli faktörlere bağlı olarak değişir. Borulardaki gazın yukarı akış basıncı, aşağı akış basıncı ve akışı arasındaki ilişki çeşitli denklemlerle literatürde ifade edilmiştir. Bu çalışmada, borulardaki basınç farkı ile gaz akışı arasındaki ilişkiyi açıklamak için gaz endüstrisinde sıkça uygulanması nedeniyle genel akış denklemi kullanılmıştır



Şekil 3.7. Boru Görseli

Bir boru hattı elemanı için giriş akış basıncı P_i , aşağı akış basıncı P_j ve borudan geçen akış Q_{ij} ile ilgili tek fazlı akış denklemi 3.27'deki gibi ifade edilebilir.

$$P_i^2 - P_f^2 = K_{ij} Q_{ij}^2 \quad (3.27)$$

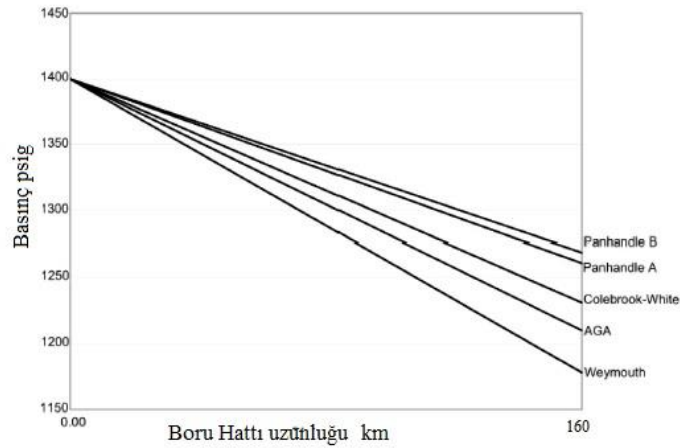
Bu denklem akışta bilinmeyen parametrelerin oluşturduğu fonksiyonel bir formdur. Burada K_{ij} , akış denklemlerindeki parametrelerin boyutlarına bağlı olarak değişen bir katsayı olarak denklem (3.28)'deki gibi tanımlanır.

$$K_{ij} = 4,3599 \times 10^8 \frac{fGZT}{D^5} \left(\frac{P_n}{T_n}\right)^2 L \quad (3.28)$$

Burada f , G , Z ve T sırasıyla Darcy sürtünme faktörü, gaz ağırlığı, gazın sıkıştırılabilirliği ve akışkanın sıcaklığını temsil etmektedir.

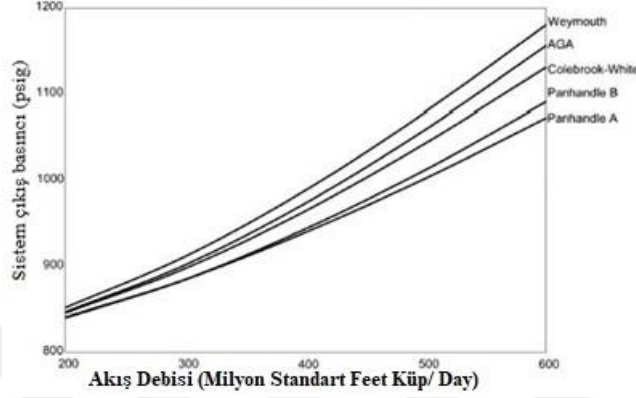
3.5. Boru Hattı Hesapları

Boru hatları tasarım ve hesaplamaları için boru çapı, uzunluğu, giriş ve çıkış basınçları olmak üzere birçok hesaplama denklemi vardır. Bunlar Genel gaz denklemi, AGA, Colebrook–White, Panhandle A, Panhandle A ve Weymouth denklemleridir. Yaklaşım olarak bazıları boru hattı pürüzlülük değerini dikkate alırken, bazıları boru hattı verimliliğini dikkate alır. Boru hattı uzunluğunun, akışkan giriş veya çıkış basıncının belirli ve sabit olduğu durumlarda yaşanan kayıpları hesaplama yöntemlerine göre karşılaştırılması Şekil 3.8'de gösterilmiştir. Boru hattı iletim basıncı 1400 psig, sıcaklık 15°C olarak ve boru hattı uzunluğu 160 km, AGA ve Colebrook–White denklemleri için 700μ olarak, Panhandle ve Weymouth için boru hattı verimliliği 0,95 kabulü yapılarak hesaplama yapılmıştır. Weymouth denklemi en fazla, Panhandle B denklemine ise en az basınç düşüşü hesaplanmıştır.



Şekil 3.8. Akış Denklemlerinin Karşılaştırılması (Menon, 2005)

Boru hatları tasarımında akışkan debisi miktarları belirli olarak hesaplamalar yapılır. Şekil 3.9'da gösterilen günlük toplam akış miktarı, boru hattı uzunluğu ve akışkan hızı sabit olduğunda basınç kaybı hesabının farklı denklemlere göre karşılaştırılması gösterilmiştir. Weymouth denklemi belirli bir akış hızında en fazla akışkan basıncı, Panhandle A denkleminde ise en az basıncı farkı hesaplanmıştır.



Şekil 3.9. Basınçlandırılan Akışkan Debisi Hesaplamada Farklı Denklemlerin Karşılaştırılması (Menon, 2005)

Boru hatlarında akışın debi ve basıncını hesaplamada en sık kullanılan formül genel gaz denklemdir. Sürtünme faktörünün dikkate alınır. Sürtünme faktörü Colebrook- White, AGA denklemlerinden bulunur. Weymouth, Panhandle A ve Panhandle B denklemleri ise belirli basınçta debi hesabını sürtünme faktörünü dikkate almadan hesaplama yapılı.

3.5.1. Genel Gaz Denklemi

Genel gaz denklemi farklı akış koşullarında ve basınçlarda kullanılmaktadır. Boru hatlarındaki gazın akışına ait basınç, hız, coğrafi yüksekliği gazın toplam enerji miktarını belirler. Gazın izotermal durgun akış olduğu kabul edilerek; boru çapı ve uzunluğu, giriş ve çıkış basınçlarını hesaplama için genel gaz denklemi 3.29'daki gibidir.

$$Q = 1.1494 \times 10^{-3} \times \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \times \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{G \times T_f \times L_e \times Z \times f} \right]^{0.5} \times D^{2.5} \quad (3.29)$$

Q : Akış debisi standart m³/ gün (SCMD)

f : Sürtünme faktörü, (boyutsuz)

T_b : Atmosfer Sıcaklığı, K (273 + °C)

P_b : Atmosfer Basıncı (kPa)

P_1 : Sisteme gaz giriş basıncı (kPa)

P_2 : Sistemden gaz çıkış basıncı (kPa)

G: Yer çekimi (hava için 1'dir)

T_f : Ortalama gaz akış sıcaklığı (K)

L_e : Boru hattının uzunluğu, (km)

Z: Sıkıştırılabilirlik katsayısı(boyutsuz)

D: Boru iç çapı (mm)

Yükseklik farkı dikkate alındığı durumlarda kullanılan denklem 3.30:

$$Q = 5.747 \times 10^{-4} \times F \times \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \times \left[\frac{(P_1^2 - e^S P_2^2)}{G \times T_f \times L_e \times Z} \right]^{0.5} \times D^{2.5} \quad (3.30)$$

$$L_e = \frac{L(e^S - 1)}{s} \quad (3.31)$$

$$F = \frac{2}{\sqrt{f}} \quad (3.32)$$

$$s = 0.0684 G \frac{(H_1 - H_2)}{T_f \times Z} \quad (3.33)$$

S : Yükseklik ayarlama parametresi

H_1 : Giriş yüksekliği, H_2 : Çıkış yüksekliği

e : Logaritma tabanı (e= 2.718)

3.5.2. Colebrook- White Denklemi

Sürtünme faktöründe hesaplamalarında kullanılan Colebrook-White denklemi (3.30) ve geliştirilmiş Colebrook-White denklemine (3.34) yakın sonuçlar vermektedir.

$Re > 4000$ Türbülanslı akış için:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left[\frac{\epsilon/D}{3.7} + \frac{2.512}{Re \sqrt{f}} \right] \quad (3.34)$$

f: Sürtünme faktörü, (boyutsuz)

D: Boru iç çapı (mm)

Re: Reynold Sayısı (boyutsuz)

ε : Boru pürüzlülük katsayısı (inç veya mm)

3.5.3. Değiştirilmiş Colebrook- White Denklemi

Farklı akış koşullarında (laminer, geçiş ve türbülanslı), Reynold sayısının yüksek olduğu 3.35 denklemi kullanılır.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left[\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{2.825}{Re\sqrt{f}} \right] \quad (3.35)$$

3.5.4. Weymouth Denklemi

Yüksek basınçlı, türbülanslı yüksek akış hızı olan ve büyük çaplı boru hattı tesislerinde hesaplamasında genelde Weymouth denklemi kullanılır. Tez kapsamında hesaplamalarda Weymouth denklemi (3.36) kullanılmıştır.

$$Q = 3,7435 \times 10^{-3} \times E \times \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \times \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{G \times T_f \times L_e \times Z} \right]^{0.5} \times D^{2.667} \quad (3.36)$$

Q: Akış debisi standart m³/ gün (SCMD)

E: Boru hattı verimliliği 1 veya daha küçük ondalık sayı

T_b : Sıcaklık, K (273 + °C)

P_b : Atmosfer Basıncı (kPa)

P_1 : Sisteme gaz giriş basıncı (kPa)

P_2 : Sistemden gaz çıkış basıncı (kPa)

G: Spesifik Gravity (hava için 1'dir)

T_f : Ortalama gaz akış sıcaklığı (K)

L_e : Bağlantı parçalarının eşdeğer uzunluğu km (diresek, tee, vana vb.)

Z: Sıkıştırılabilirlik katsayısı(boyutsuz)

D: Boru iç çapı (mm)

3.5.5. Panhandle A Denklemi

Hesaplamalarda türbülanslı akış için, verimlilik faktörü kullanılır. İşletme verilerine göre hesaplama yapıldığı için planlama aşamasında kullanılmazlar. Denklem 3.37'de gösterilmiştir. Basınç kaybı hesaplamalarında en düşük sonucu veren denklem olarak bilinir. Boru çapı 6 inç-24 inç, uzun boru hatları ve Reynold sayısının 5-11 milyon olduğu durumlarda optimum sonuçlar verir.

$$Q = 4.5965 \times 10^{-4} \times E \times \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} \times \left[\frac{(P_1^2 - e^s P_2^2)}{G^{0.8539} \times T_f \times L_e \times Z} \right]^{0.5394} D^{2.6182} \quad (3.37)$$

Q: Akış debisi standart m³/ gün (SCMD)

E: Boru hattı verimliliği 1 veya daha küçük ondalık sayı

T_b: Atmosfer Sıcaklığı, K (273 + ° C)

P_b: Atmosfer Basıncı (kPa)

P₁: Sisteme gaz giriş basıncı (kPa)

P₂: Sistemden gaz çıkış basıncı (kPa)

G: Yer çekimi (hava için 1'dir)

T_f: Ortalama gaz akış sıcaklığı (K)

L_e: Boru hattının uzunluğu, (km)

e : Logaritma tabanı (e= 2.718)

Z: Sıkıştırılabilirlik katsayısı(boyutsuz)

D: Boru iç çapı (mm)

3.5.6. Panhandle B Denklemi

Türbülanslı boru hattı akış sistemlerinde; boru çapı 24 inç ve daha büyük ve Reynold sayısının 4-40 milyon olduğu durumlarda optimum sonuçlar verir. Denklem 3.38'de gösterilmiştir.

$$Q = 1.002 \times 10^{-2} \times E \times \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} \times \left[\frac{(P_1^2 - e^S P_2^2)}{G^{0.8539} \times T_f \times L_e \times Z} \right]^{0.51} D^{2.53} \quad (3.38)$$

3.5.7. AGA (Amerikan Gaz Birliği) Denklemi

1964-1965 yıllarında AGA tarafından yayınlanan raporda Sürtünme faktörünün iki farklı denklem ile hesaplanması önerilmiştir. Kaba pürüzlü boru için ve pürüzsüz boru için bulunan değerler ile denklem 3.39'daki formülün kullanılması önerilmiştir.

$$Q = 5.747 \times 10^{-4} \times F \times \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \times \left[\frac{(P_1^2 - e^S P_2^2)}{G \times T_f \times L_e \times Z} \right]^{0.5} \times D^{2.5} \quad (3.39)$$

Türbülanslı akış:

$$F = 4 \log_{10} \left[\frac{\varepsilon/D}{3.7} \right] \quad (3.40)$$

Kısmi Türbülanslı akış için:

$$F = 4 D_f \log_{10} \left[\frac{Re}{1.4125 F_t} \right] \quad (3.41)$$

$$F_t = 4 \log_{10} \left[\frac{Re}{F_t} \right] - 0.6 \quad (3.42)$$

Q: Akış debisi standart m³/gün (SCMD)

F: Sürtünme faktörü, (boyutsuz)

D: Boru iç çapı (mm)

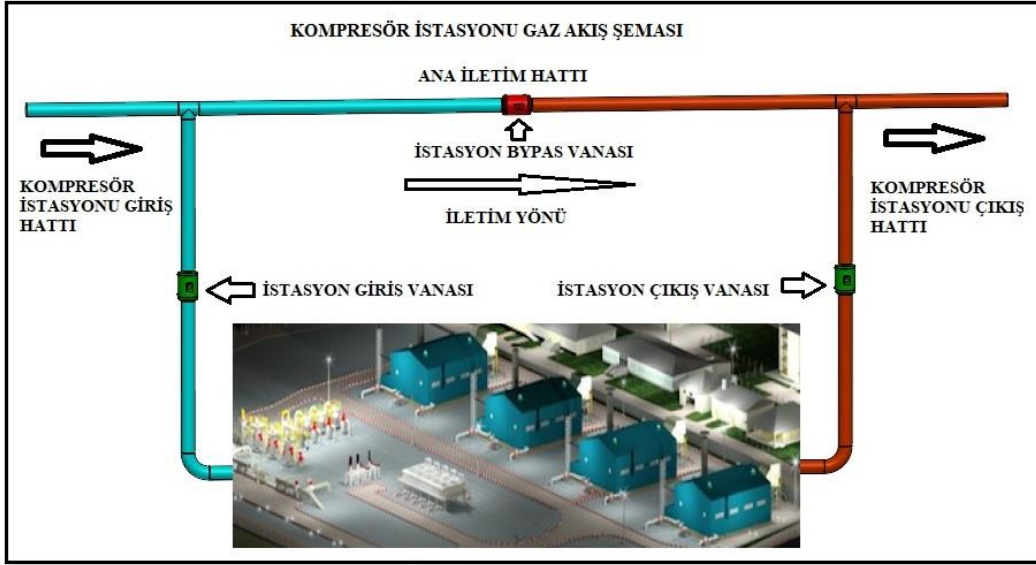
F_t: Von Karman pürüzsüz boru iletim faktörü

D_f: Borunun Bükme İndeksine (BI) bağlı boru çekme faktörü

ε : Yüzey pürüzlülüğü

3.6. Standart Bir Kompresör İstasyonunun Boru Hatlarına Bağlantısı

Kompresör tesisleri ana iletim hatları üzerinde, tespit edilen bölgelerde kurulumu yapılır. Ana iletim hattına: istasyon giriş, çıkış ve By-pass vanaları ve borulama yapılarak kompresör istasyonuna gaz giriş yapar. Borularla giren gaz, vanalar, filtreler, gaz soğutma üniteleri, ölçüm ekipmanları ve kompresör ünitelerinden geçerek tekrar ana iletim hattına bağlanır. Şekil 3.10'da gösterilen mavi borulama, ana iletim hattındaki gazın kompresör istasyonuna giriş hattını, kırmızı borulama ise kompresör istasyonundan çıkan basınçlandırılmış gazın tekrar ana iletim hattına bağlandığı çıkış hattını göstermektedir. Ana iletim hattına ayrıca ilave edilen By-pass vana sistemi bulunur. By-pass vanası genelde küresel vana olarak seçilir. Gazın kompresör tesisine giriş yapmadan ana iletim hattının normal akışını devam ettiği durumlarda açık olarak kullanılan ekipmanlardır. Ayrıca tesiste oluşabilecek acil ve tehlikeli durumlarda ana iletim hattında gaz akışının devam etmesini sağlayan önemli ekipmanlardır.



Şekil 3.10. İletim Hattının Kompresör İstasyonuna Bağlantı Şeması

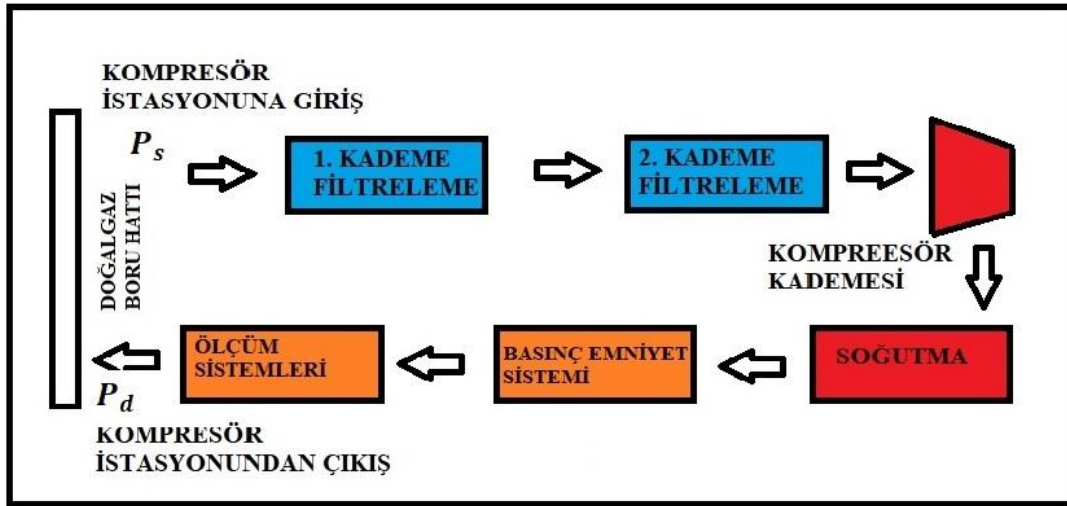
Standart bir kompresör istasyonunda gaz akış şeması bu çalışma kapsamında B0 çalışma sistemi olarak adlandırıldı ve Tablo 3.2'de gösterildi. Doğu iletim hatlarından, Batı iletim hatlarına doğru akan gazın kompresörde basınçlandırılarak akışının sağlandığı sistemdir. Ana iletim hattındaki By-pass vanasının pozisyonunun kapalı konuma alınarak gazın giriş borulamasına yönlendirilmesi ile başlar. İstasyon giriş borulamasına akana gazın istasyon giriş vanasının açık konuma getirilmesi ile kompresör tesisindeki proses ekipmanlarına doğru akar ve kompresör ünitesine ulaşır. Kompresör ünitesinde basınçlandırılan gazın

basınç, sıcaklık ve debisinin kontrolü ve izlemesi yapılarak çalışma devam eder. Akış istasyon çıkış vanasının açık pozisyonunda, ana iletim hattı borulamasına doğru devam eder.

Tablo 3.2: Standart Kompresör İstasyonu Gaz Akış Yönü

Standart Kompresör İstasyonu Gaz Akış Yönü		
	<u>Gaz Alınan İletim Hattı</u>	<u>Gazın Gönderildiği İletim Hattı</u>
B0	DOĞU İLETİM HATTI (D)	BATI İLETİM HATTI (B)

Şekil 3.11’de belirtilen şema, gazın basınçlandırma proses öncesi ve sonrasında izlediği hatları ifade etmektedir. P_s basıncı, T_s sıcaklığı ile sisteme giren \dot{Q} debili gazın, 1. ve 2. kademe filtreleme, vanalar ve diğer bağlantı parçalarından geçerek kompresör girişine borular vasıtasıyla gelirken basınç kaybına uğrar. Kompresör basınçlandırma oranına göre basınçlandırılan akış, P_d basıncı, T_d sıcaklığı ile basınç emniyet sistemi, ölçüm sistemleri, vanalar ve diğer bağlantı parçalarından geçerek boru hattına tekrar ulaşır. Boru hattı sürtünme kayıpları, enstrümanlar ve boru bağlantı ekipmanlarının oluşturduğu kayıplar toplam basınç kaybını ifade eder.



Şekil 3.11. Kompresör Gaz Akış Şeması 2

Boru hatları ve tesislerinin kurulumu ve tesisat ekipmanlarının seçimi, hesaplaması ASME B31.8 (Gaz İletim ve Dağıtım Boru Şebekesi Sistemleri Standardı)’ e göre yapılır. Seçilen ekipmanların toplam yük kaybına etkileri, eşdeğer uzunluk olarak hesaplanır. Eşdeğer

uzunluk Tablo 3.3'te belirtilen, kullanılan boru vana ve bağlantı parçalarının D çapına göre, L uzunluğuna oranı olarak ifade edilir (Menon, 2015).

Tablo 3.3: Yüksek Basıncılı Boru Tesisatı Eşdeğer Uzunluk Tablosu

KULLANILAN EKİPMAN	L/D
Gate Vana	8
Globe Vana	340
Açılı Vana	55
Küresel Vana	3
Kaldırma kontrollü çek vana	600
Standart dirsek: 90 ⁰	30
Standart dirsek: 45 ⁰	16
Standart dirsek uzun büküm 90 ⁰	16
Standart TE	20

Mevcut bir kompresör istasyonunun, giriş hattı basınç kaybı hesaplamalarında dikkate alınan boru, bağlantı parçaları ve diğer enstrümanlara ait uzunluklar ölçüler Tablo 3.4'de gösterildi. Gazın istasyon içerisindeki akışı esnasında, boru çaplarında değişimler olduğu, ayrıca boru bağlantı parçalarından olan farklı çaplardaki dirsek, te ve vanalardan geçtiği görülmektedir. Giriş hattı tesisatında 1036 metre eşdeğer boru uzunluğu hesaplanmıştır.

Tablo 3.4: Mevcut Kompresör İstasyonu Giriş Hattı Ekipmanları

40 İnç Boru ve Tesisat Listesi				
Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
Dirsek 90 ⁰	30	1		Giriş Hattı
Dirsek 45 ⁰	16	2		Giriş Hattı
Boru			15	Giriş Hattı
36 İnç Boru ve Tesisat Listesi				
Dirsek 90 ⁰	30	6		Giriş Hattı
TE	20	4		Giriş Hattı
Küresel Vana	3	6		Giriş Hattı
Boru			117	Giriş Hattı
32 İnç Boru ve Tesisat Listesi				
Dirsek 90 ⁰	30			Giriş Hattı
Dirsek 45 ⁰	16			Giriş Hattı
Küresel Vana	3			Giriş Hattı
Boru			40	Giriş Hattı
28 İnç Boru ve Tesisat Listesi				
Dirsek 90 ⁰	30	8		Giriş Hattı
Dirsek 45 ⁰	16	10		Giriş Hattı
TE	20	3		Giriş Hattı
Küresel Vana	3	7		Giriş Hattı
Boru			48	Giriş Hattı
Toplam Eşdeğer Uzunluk			1036 m	
Toplam Basınç Kaybı (40 bar)			0,41 bar	

Mevcut bir kompresör istasyonunun, çıkış hattı basınç kaybı hesaplamalarında dikkate alınan boru, bağlantı parçaları ve diğer enstrümanlara ait uzunluklar ölçüler Tablo 3.5'te gösterildi. Gazın istasyon içerisindeki akışı esnasında, boru çaplarında değişimler olduğu, ayrıca boru bağlantı parçalarından olan farklı çaplardaki dirsek, te ve vanalardan geçtiği görülmektedir. Çıkış hattı tesisatında 1169 metre eşdeğer boru uzunluğu hesaplanmıştır.

Tablo 3.5: Mevcut Kompresör İstasyonu Çıkış Hattı Ekipmanları

40 İnç Boru ve Tesisat Listesi				
Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
Dirsek 90°	30	1		Çıkış Hattı
Dirsek 45°	16	2		Çıkış Hattı
Boru			20	Çıkış Hattı
36 İnç Boru ve Tesisat Listesi				
Dirsek 90°	30	8		Çıkış Hattı
Dirsek 45°	16	6		Çıkış Hattı
TE	20	7		Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	16		Çıkış Hattı
Çek Vana	600	3		Çıkış Hattı
Boru			263	Çıkış Hattı
32 İnç Boru ve Tesisat Listesi				
Dirsek 90°	30	4		Çıkış Hattı
Dirsek 45°	16	2		Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	2		Çıkış Hattı
Çek Vana	600	1		Çıkış Hattı
Boru			35	Çıkış Hattı
16 İnç Boru ve Tesisat Listesi				
Dirsek 90°	30	7		Çıkış Hattı
TE	20	4		Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	6		Çıkış Hattı
Boru			22	Çıkış Hattı
8 İnç Boru ve Tesisat Listesi				
Dirsek 90°	30	4		Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	2		Çıkış Hattı
Boru			10	Çıkış Hattı
Toplam Eşdeğer Uzunluk			1169 m	
Toplam Basınç Kaybı (75 bar)			0,79 bar	

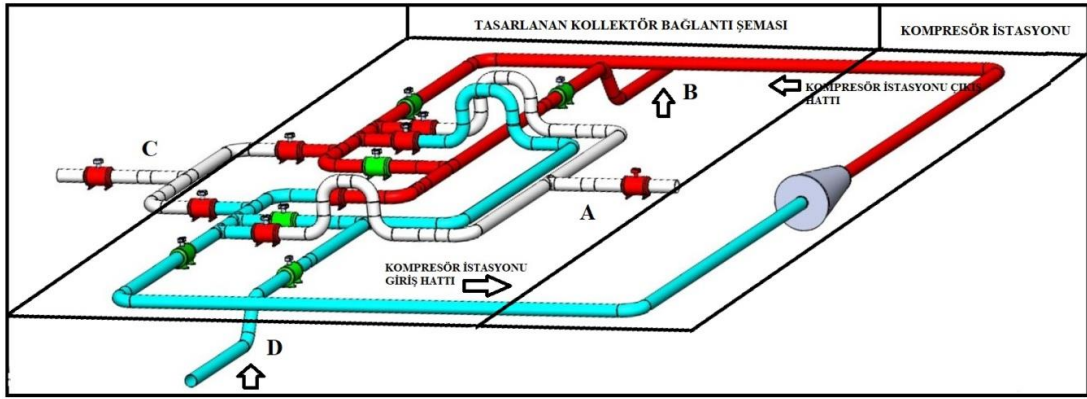
3.7. Alternatif Tip İstasyon için Modelleme Metodu

Tasarımı yapılan kolektör; borular, bağlantı parçaları, akış kontrol vanaları, ölçüm enstrümanlarından oluşturulmuş modeli ifade etmektedir. Giriş ve çıkış kolektörü olarak adlandırılan ana borulama oluşturularak, dört farklı iletim hattına ait borulama ile birleştirildi. Her iletim hattına ait borulamada akış kontrol vanası, basınç sıcaklık ölçüm

transmitterleri, debi ölçümü sağlayan ultrasonik metreler, giriş kolektörüne bağlantı noktasında küresel vana ve bypass hatları ve bağlantı parçalarından oluşmaktadır. Yine çıkış kolektörüne bağlantı borulaması, küresel vanalar, bypass hatları, çek vanalar, sıcaklık ve basınç ölçüm enstrümanlarından oluşturuldu. Giriş kolektörüne bağlanan dört farklı borulama üzerinde çek vanalar konumlandırılarak ters akış engellendi. Giriş kolektörü, kompresör istasyonu giriş boru hattına, çıkış kolektörü ise kompresör istasyonun çıkış boru hattına bağlantı yapıldığı kabul edildi. SolidWorks programında tasarlanan modelin genel görünümü Şekil 3.12’de gösterilmiştir.

İletim hatları:

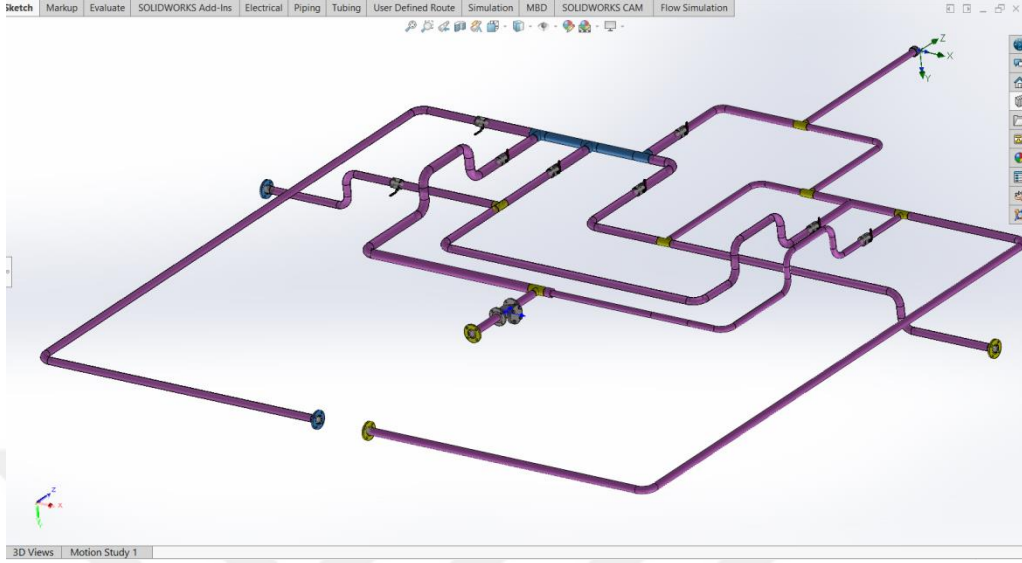
A: Güney iletim hattı, B: Batı iletim hattı, C: Kuzey iletim hattı, D: Doğu iletim hattı olarak adlandırıldı.



Şekil 3.12. Kolektör Tasarımı ve Kompresör Bağlantı Hattı Genel Görünümü

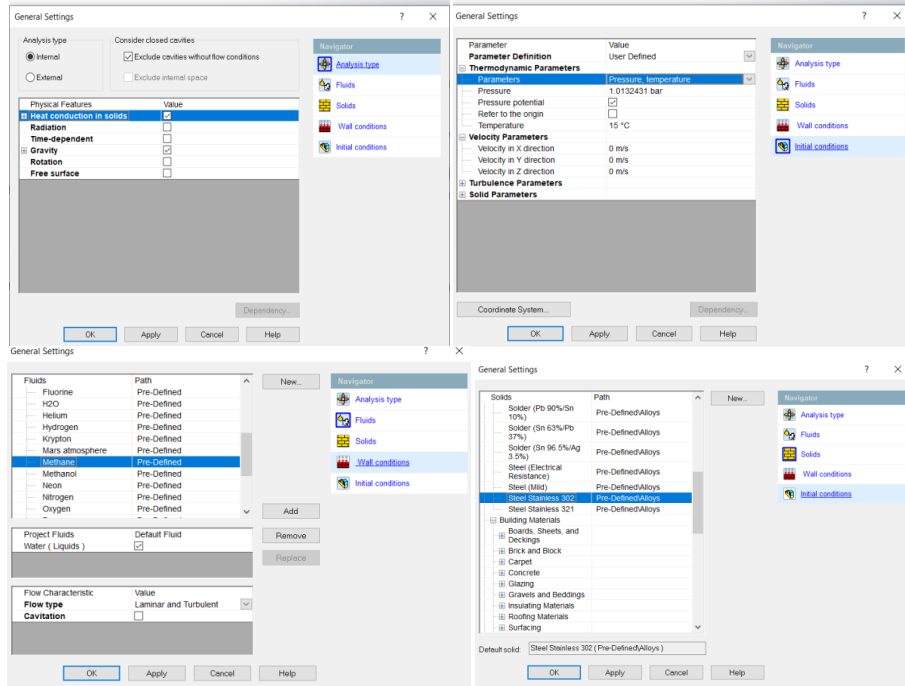
Şekil 3.12’de verilen boru ekipmanların eşdeğer boru uzunluklarına göre sistemsel kayıplar MATLAB yazılımı ile tanımlanmış ve öncelikli olarak basınç kayıpları almak üzere akış parametreleri hesaplatılmıştır. Sıcaklık değişimleri sürekli akış koşulları için taşınım ve iletim hesaplarına dayanmaktadır. Sistem tasarımında belirlenen eş değer boru boyları kabul edilebilir basınç düşüşlerini karşıladığı belirlenmiştir. Bu değerler kabul edilen maksimum %10’luk kayıp değerlerinin altında kaldığı görülmüştür. Mevcut istasyon uygulamalarıyla birlikte tasarlanan alternatif sistem için akış simülasyonu SolidWorks yazılımı ile yapılmıştır. Bu amaçla, SolidWorks Piping eklenti uygulaması ile modellenen yeni tip istasyon tasarımında, tüm bağlantı ve ayırım noktalarına kaynaklı küresel tipte vanalar ilave edilmiştir. Giriş ve çıkış koşullarının tanımlanabilmesi için flanşlı bağlantılar eklenmiştir. Flanş giriş kesit alanlarında kapak (LID) tanımlamaları yapılmıştır. Doğalgazın alternatif akışlarının tamamında giriş noktası belirlenmiş ve hız giriş koşulu

verilmiştir. Çıkış noktalarında ise çevresel basınç koşulları tanımlanmıştır. Tüm akış koşulları için tasarlanan kolektör Şekil 3.13’de verilmiştir.



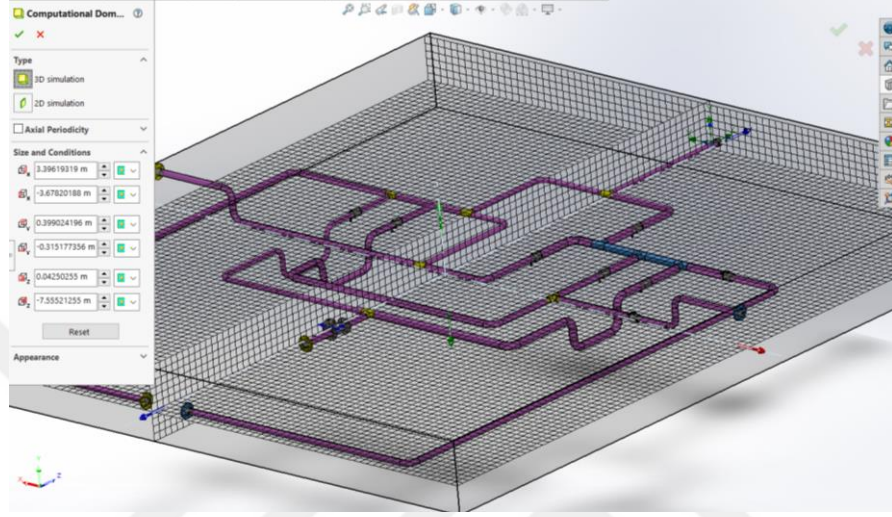
Şekil 3.13. Tasarlanan Yeni Tip İstasyon

Akış analiz sihirbazı kullanılarak başlangıç, sınır koşulları, akışkan özellikleri, katı malzeme seçimi ve ortam koşulları sisteme tanımlanmıştır. İlgili belirlemeler Şekil 3.14 de verilmiştir.



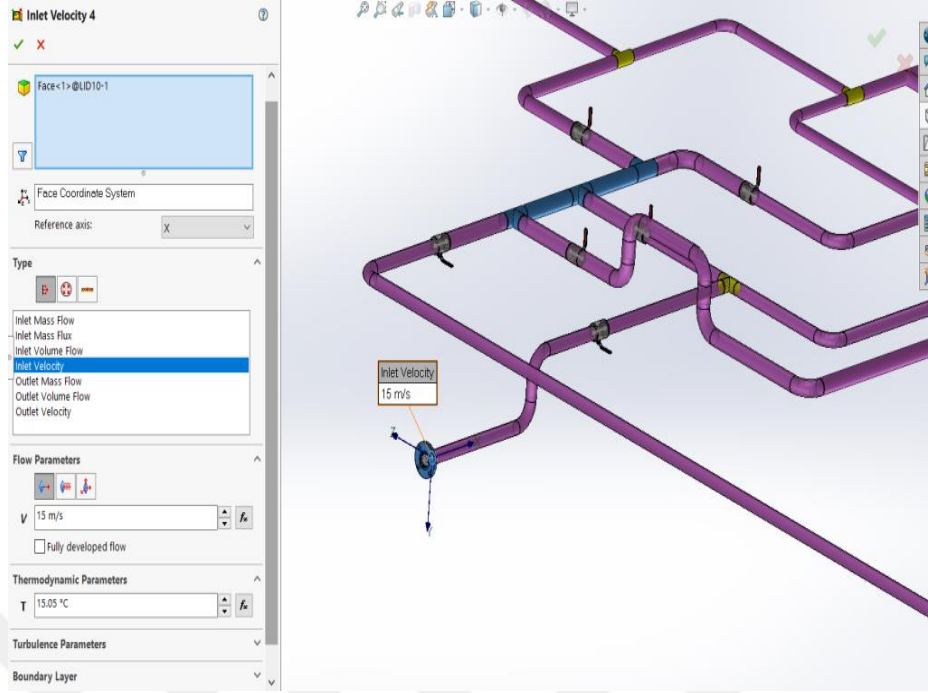
Şekil 3.14. Akışkan Özellikleri Belirlenen Sistem Ekranı

Tüm sistem için hesaplama bölgesi tanımlanarak, iç akış analiziyle birlikte ortam koşullarının akış parametrelerine etkisinin de hesaba katılması amaçlanmıştır. Boru içi akış koşullarında cidar etkisinin hassas analizi için bölgesel parçalama (Meshing) ve mümkün olan en hassas global meshing yapılmıştır. Hesaba dayalı domain sınırları ve meshing uygulaması Şekil 3.15’de verilmiştir.

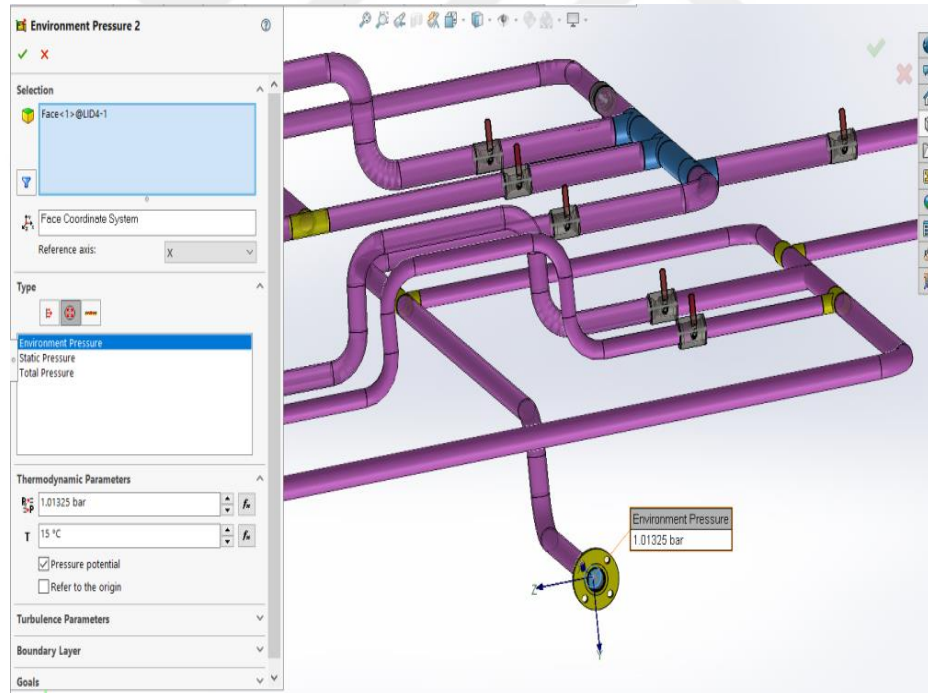


Şekil 3.15. Meshing Uygulaması

Doğalgazın alternatif yönlendirmelerine uygun olarak giriş bölgesine tanımlanan iç kapağın iç yüzeyi giriş kesit alanı olarak seçilmiştir. Bu bölge katı yüzey ile akışkan bölgesinin temas ettiği ilk akış bölgesini temsil etmektedir. Birden fazla noktadan kollektöre giren doğalgaz için giriş tanımlaması artırılmaktadır. Genellikle Doğu ve Güney hatları gaz giriş noktaları olarak belirlendiği analizde görülmektedir. Çıkış koşulları için de aynı değerlendirme yapılmıştır. Uzak iletim hatlarından sağlanan doğalgazın istasyona ilk girdiği bu noktalar için akış hızı tanımlaması yapılmıştır. Farklı giriş hızı koşulları için sistem parametrelerinin değişimi görülebilmektedir. Doğalgazın giriş koşullarındaki ilave termodinamik parametreler bu kısımda tanımlanması mümkündür. Örneğin bu sistem için 40 bar giriş basıncı koşulu ayrıca tanımlanmıştır. Doğalgazın istasyonu terk ettiği noktalarda ise çevresel basınç koşulları tanımlanmıştır. Bu noktalar her akış koşulu için ayrıca sisteme tanımlanmıştır. Gaz arzının gerekli olduğu Doğu, Batı, Kuzey ve Güney çıkışlarının yanı sıra birden fazla noktaya doğalgazın sevk edilmesi mümkündür. Giriş koşulları Şekil 3.16’da ve çıkış koşullarının tanımlanması Şekil 3.17’de gösterilmiştir.



Şekil 3.16. Kolektör Giriş Koşulları Örneği



Şekil 3.17: Kolektör Çıkış Koşulları Örneği

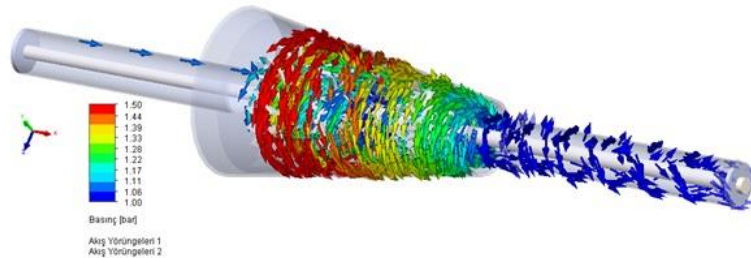
4. BULGULAR

4.1. Hesaplamalar ve Analizler

Doğalgaz boru hatlarından kompresör istasyonuna alınan gazın kompresör istasyonundaki akışı esnasında, basınç sıcaklık ve hız değişimi analiz edilmiştir. Gaz akışının geçtiği borulama sistemi ve diğer enstrümanlar basınç kaybına neden olmaktadır. Filtreler, ölçüm ekipmanları, soğutma üniteleri gibi diğer enstrümanların basınç kaybına etkileri üreticileri tarafından belirlenmektedir. Bu değerler tasarlanan sistemin çalışma koşulları dikkate alınarak hesaplamalara ayrıca ilave edilir.

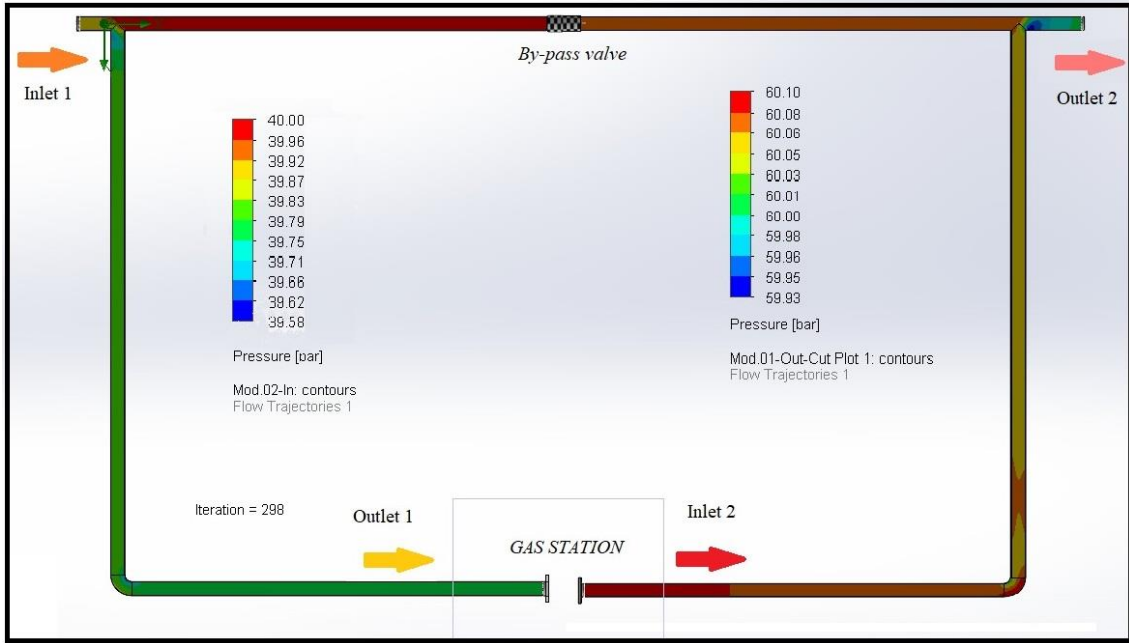
Standart kolektör ve borulama uygulamalarındaki basınç, hız ve sıcaklık değişimleri, kullanılan ekipmanlar ve boru boylarına göre hesaplanarak pratik uygulamalara elverişli bir standart oluşturulmuştur. Çalışma kapsamında, bu standartlar göz önüne alınarak kompresör giriş ve çıkış hatlarındaki tesisat ve bileşenleri eşdeğer boru uzunluklarına göre Solidworks programında tasarlanarak, flow-simulation uygulaması ile analizler yapıldı. Bu analizlerde Ahi Evran Üniversitesi'ne ait lisanslı SolidWorks yazılımı kullanılmıştır. Kolektör ve borulama başlangıç noktasından itibaren hız, sıcaklık ve basınç (velocity, inlet pressure, temperature) giriş koşulları programa tanımlandı. Akışın sonlandığı kısımlar için uygulamada var olan çıkış koşulları (dynamic pressure) sisteme girildi. Boru içi akış koşullarına uygun sonlu elemanlar analizi yapıldı. Boru cidarlarında daha hassas hücresel parçalama (meshing) yapılarak cidar etkisinin hassas hesaplanması sağlandı. Ortam koşullarında yaz ve kış sıcaklık koşulları ile birlikte standart atmosfer koşulları uygulandı. Yapılan iterasyonlar sonucunda basınç, hız ve sıcaklık için akış yörüngeleri simüle edildi.

SolidWorks programında akış simülasyonu için tasarlanan kompresör Şekil 4.1' de gösterilmiştir. Yapılan analizde kabul edilen gazın 1,5 basınçlandırma oranı, kompresörün farklı devirlerde çalışmasına bağlı olarak değişmektedir.



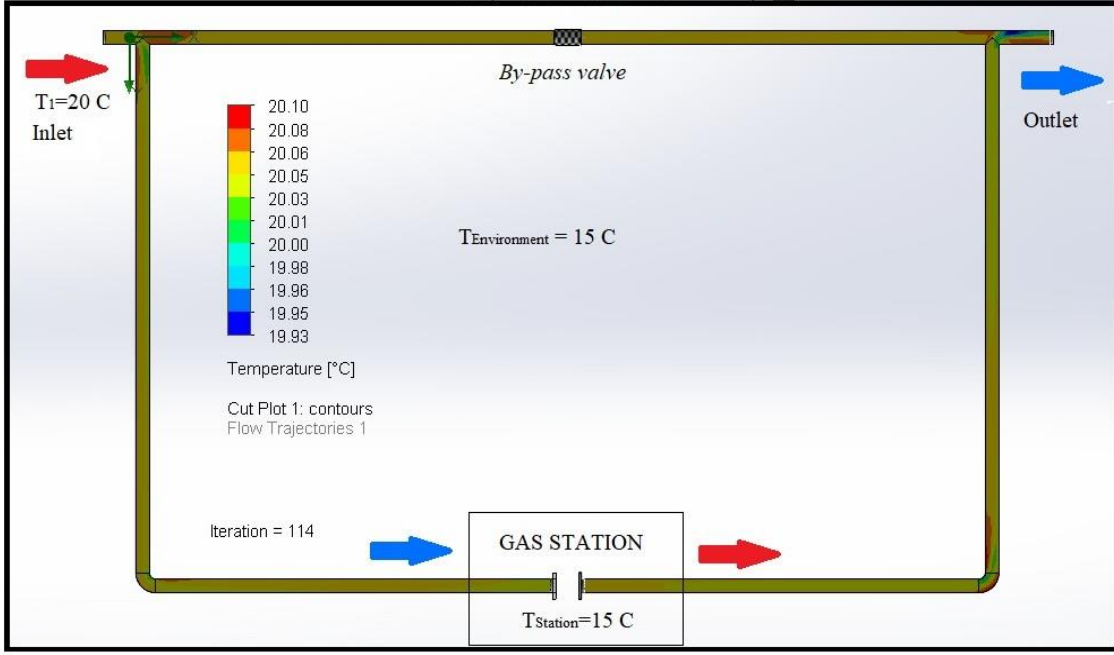
Şekil 4.1. 1,5 Basınçlandırma Oranı Olan Kompresör Akış Simülasyonu

Boru hatlarında bulunan bir gaz kompresör istasyonunun borulamasına ait basınç düşüşüne ait analiz Şekil 4.2’de gösterilmiştir. Boru tesisatında oluşan basınç kompresör girişine kadar azalarak devam etmektedir. Kompresörde sıkıştırılarak basıncı ve sıcaklığı artan gazın, istasyonun çıkış hattında tekrar basınç kaybına uğrar. Basınç kayıp değerleri sistemin verimi için son derece önemlidir. İstasyon giriş basıncı 40 bar, kompresör çıkış basıncı 60 bar ve basınçlandırma oranı 1,5 olarak kabul edilen sistemde, basınçlandırma öncesi oluşan kayıplar nedeniyle kompresör giriş basıncının düşük olacağını göstermektedir. Basınçlandırma oranına göre yapılan hesaplamada çıkış 60 bar olarak kabul edilmesine rağmen daha düşük değerdir. Ancak istenilen 60 bar çıkış basıncı kompresör konfigürasyonları ile telafi edilir.



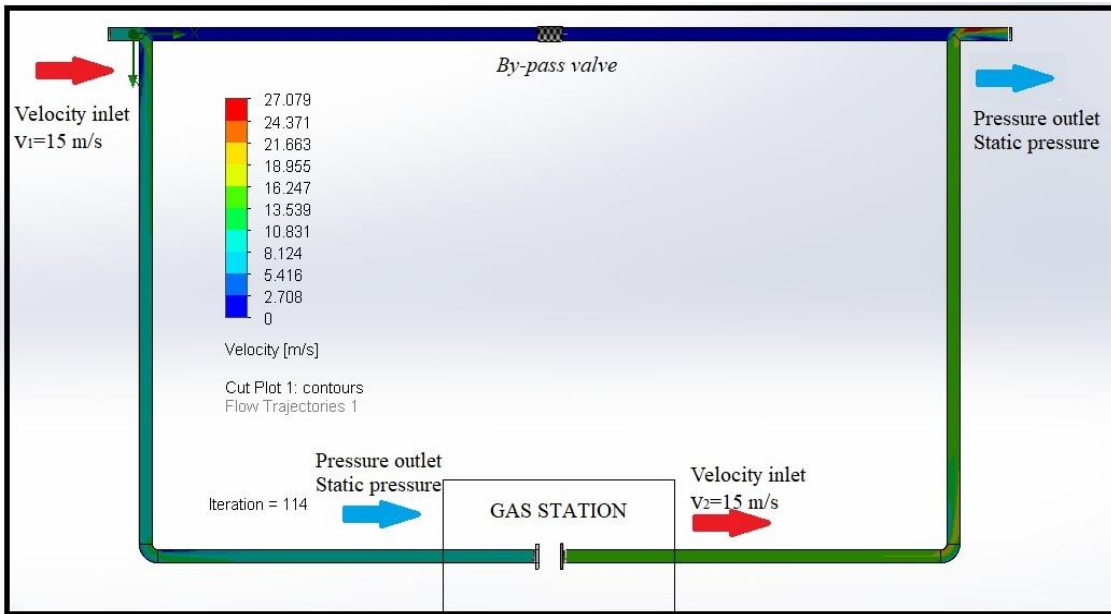
Şekil 4.2. Kompresör İstasyonu Basınç Kayıp Analizi

Doğalgaz boru hatlarının geneli toprak altında bulunurlar. Bu nedenle borular dış ortam sıcaklığından az etkilenirler. İstasyonlar ise boru hatlarının geçtiği bölgelerde ve yerüstünde kurulan ve boru izolasyonu yapılmayan sistemlerden oluşurlar. Gazın basınçlandırılmadan, kompresör tesisinde geçtiği kabulü yapılarak, tesisatta bulunan ekipmanların oluşturduğu eşdeğer boru uzunluğunun gazın sıcaklığına etki analizi yapılmıştır. Şekil 4.3’te toprak altından yerüstüne çıkan ve istasyona giriş yapan gazın basınç düşüşüne paralel olarak sıcaklık değişimi gösterilmiştir.



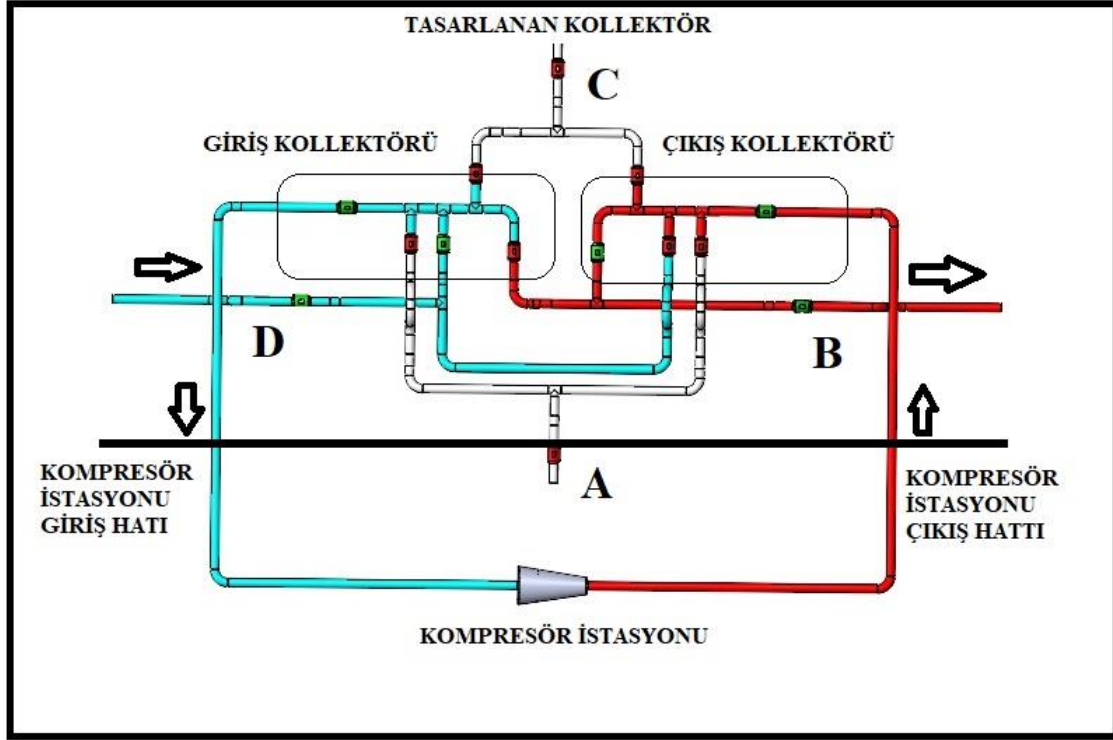
Şekil 4.3. Kompresör İstasyonu Boru Gazı Sıcaklık Analizi

Boru hatlarından istasyona giren gazın akış hızı, flow-simulation analiz çıktıları Şekil 4.4' de gösterilmiştir. Boru ve diğer bağlantı elemanlarının çap, boy ve geometrilerine bağlı olarak gazın akış hızında bölgesel ve genel olarak değişimler açıkça görülmektedir.



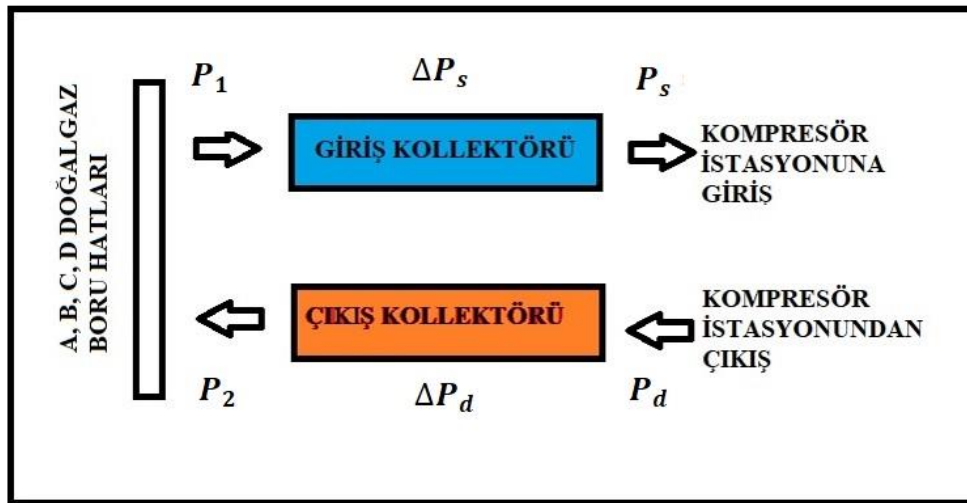
Şekil 4.4. Kompresör İstasyonundaki Gaz Akış Hızı

Şekil 4.5'te gösterilen kolektör tasarımının kompresör istasyonuna bağlantı borulaması yapıldığı tasarımın üstten görünümüdür.



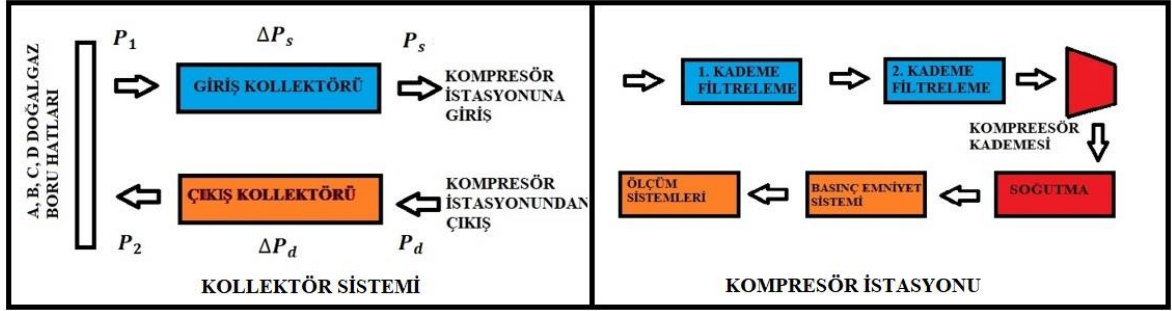
Şekil 4.5. Kollektör Tasarımı ve Kompresör Bağlantı Hattı Üst Görünüşü

Şekil 4.6'de gösterilen akış şemasında, P_1 basıncı ile boru hattında giriş kolektörüne giriş yapan gaz basınç kaybına (ΔP_s) uğrayıp P_s basıncıyla kompresöre giriş yapmaktadır. Basınçlandırma sonrasında P_d basıncıyla kompresör istasyonundan çıkış yapan gaz, çıkış kolektöründe alternatif yönde basınç kaybına (ΔP_d) uğrayıp P_2 basıncıyla doğalgaz boru hatlarına doğru ilerlemektedir.



Şekil 4.6. Kollektör Gaz Akış Şeması

Şekil 4.7’de gösterilen mevcut kompresör tesisine, dört farklı iletim hattına bağlantı yapılan kolektör akış şeması gösterilmiştir.



Şekil 4.7. Kolektör Bağlantı Şeması

4.2. Kolektör Çalışma Alternatifleri

Kolektör çalışma koşulları, giriş kolektörüne en az bir iletim hattından akış girişi ve çıkış için durum giriş kolektörüne benzer en az bir akışın gönderilmesi gereken iletim hattına açık olması gerekmektedir. Bu çalışma kapsamında doğu, kuzey ve güney iletim hatlarından farklı senaryolarla alınan gazın batı iletim hatlarına basınçlandırmanı yapıldığı alternatifler B1, B2, B3, B4, B5, B6 numaralandırıldı. Batı, kuzey ve güney iletim hatlarından farklı senaryolarla alınan gazın doğu iletim hatlarına basınçlandırma alternatifleri D1, D2, D3, D4, D5 olarak numaralandırıldı ve Tablo 4.1’de detaylı olarak gösterilmiştir.

B olarak adlandırılan, Batı iletim hatlarında bulunan önemli miktarda enerji tüketim bölgeleri bulunduğu

D olarak adlandırılan, Doğu iletim hatlarında önemli doğal gaz üretim bölgelerinin bulunduğu

C olarak adlandırılan, Kuzey iletim hatlarında LNG depolama ve gazlaştırma tesislerinin bulunduğu

A olarak adlandırılan, Güney iletim hatlarında yer altı depolama tesislerinin kurulduğu kabulü yapılmıştır.

Tablo 4.1: Kolektör Çalışma Alternatifleri Tablosu

Kolektör Sistemi Uygulanan Kompresör İstasyonu Gaz Akış Alternatifleri		
No	<u>Gaz Alınan İletim Hattı</u>	<u>Gaz Gönderildiği İletim Hattı</u>
1-Doğu Yönüne Gaz iletiminin sürekliliği sağlanan akış modelleridir.		
B1	DOĞU İLETİM HATTI (D)	→ BATI İLETİM HATTI (B)
B2	DOĞU İLETİM HATTI (D) + GÜNEY İLETİM HATTI (A)	→ BATI İLETİM HATTI (B)
B3	DOĞU İLETİM HATTI (D) + KUZEY İLETİM HATTI (C)	→ BATI İLETİM HATTI (B)
B4	GÜNEY İLETİM HATTI (A) + KUZEY İLETİM HATTI (C) + DOĞU İLETİM HATTI (D)	→ BATI İLETİM HATTI (B)
B5	DOĞU İLETİM HATTI (D)	→ BATI İLETİM HATTI (B) + GÜNEY İLETİM HATTI (A)
B6	GÜNEY İLETİM HATTI (A) + KUZEY İLETİM HATTI (C)	→ BATI İLETİM HATTI (B)
2 -Batı Yönüne Gaz iletiminin sürekliliği sağlanan akış modelleridir.		
D1	BATI İLETİM HATTI (B)	→ DOĞU İLETİM HATTI (D)
D2	GÜNEY İLETİM HATTI (A) +	→ DOĞU İLETİM HATTI (D)
D3	KUZEY İLETİM HATTI (C)	→ DOĞU İLETİM HATTI (D)
D4	GÜNEY İLETİM HATTI (A) + KUZEY İLETİM HATTI (C)	→ DOĞU İLETİM HATTI (D) + BATI İLETİM HATTI (B) +
D5	BATI İLETİM HATTI (B) + KUZEY İLETİM HATTI (C)	→ DOĞU İLETİM HATTI (D)

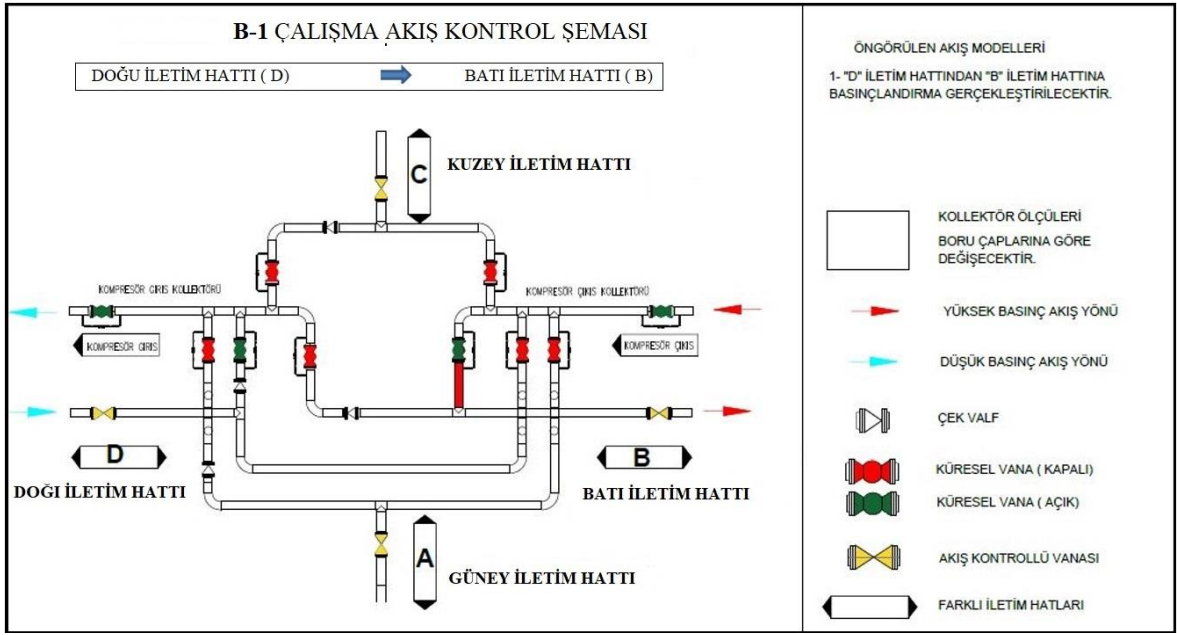
4.3. B-1 Alternatif Çalışma Hesaplamaları ve Analizler

B1 akış kontrol sistemi mevcut kompresör tesisinin basınçlandırma işlemi olan D iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak B iletim hatlarına gönderildiği sistemdir. Hali hazırda kurulmuş ve çalışan istasyonların çalışma sistemi bu şekildedir. B iletim hatlarına akışın gönderilmesi, tasarlanan kolektördeki D iletim hattından kolektör girişine bağlanan tesisattaki vanasının açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kolektörüne ulaşan gaz B yönüne akmaya başlar. İletim hatlarındaki gaz debisi \dot{Q} ile

gösterilmektedir. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklemi 4.1' de gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_D = \dot{Q}_B \quad (4.1)$$

D ve B iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanası, ölçüm sistemlerinden gelen veriler SCADA sisteminde izleme, kontrolü yapılmaktadır. Tasarlanan modelde; kompresör girişine kadar borular, vanalar ve bağlantı parçaları (dirsek, te, çek vana) ilave edilmiştir. B1 akış kontrol modeli Şekil 4.8 'de gösterilmiştir.



Şekil 4.8. B1 Alternatif Çalışma Şeması

Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanların basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.2'de gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanları ile, tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 648 m, çıkış hattı için 152 m olarak belirlenmiştir.

Tasarlanan kolektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere birbirinden bağımsız analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır.

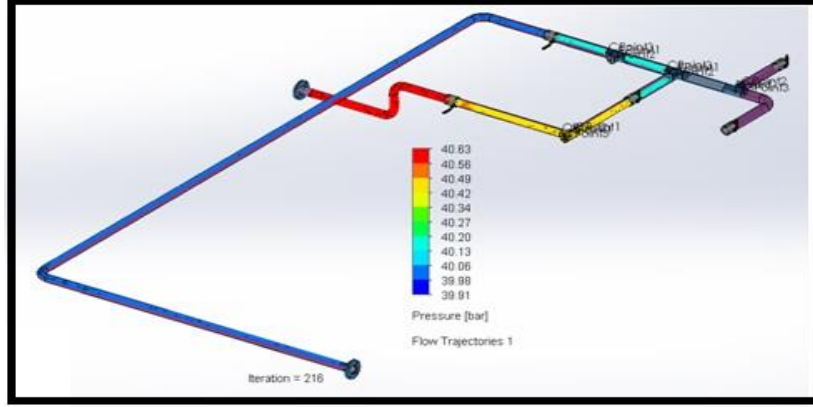
Tablo 4.2: B1 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	3	54,8	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	3	8,2	Giriş Hattı
Çek Vana	600	1	548,4	Giriş Hattı
Boru			36,6	Giriş Hattı
Giriş Hattı Toplam			648	
Dirsek 90 ⁰	30	1	27,4	Çıkış Hattı
TE	20	4	73,1	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	2	5,48	Çıkış Hattı
Boru			46,4	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			152	

Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların kompresör giriş basıncının 4053, 4560, 6080 kPa olduğu kabul edilmiştir. Bu değerler teorik ve pratik işletme değerleri olarak kabul edilen temel verilerdir.

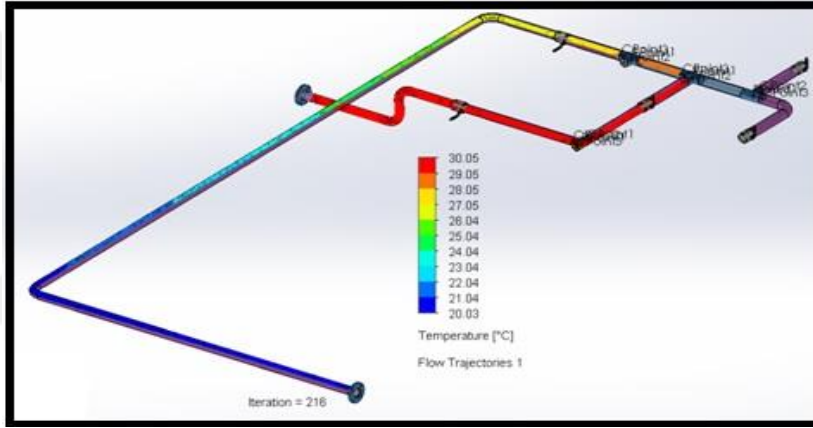
4.3.1. B-1 Giriş Hattı Basınç Kaybı Hesaplamaları

B1 çalışma koşulunda gaz alımı planlanan iletim hattından kolektör giriş hattına gelen gazın, kompresör istasyonu girişine kadar yapılan boru ve bağlantılarından geçerken meydana gelen basınç kaybı hesaplanmıştır. Gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır. Gaz basıncındaki değişimin, mevsimsel değişikliklere bağlı olarak farklı sıcaklıklarda ve iletim hatlarındaki gazın kolektöre giriş basıncının farklı olduğu şartlarda hesaplama yapılmıştır. B1 çalışma alternatifindeki kompresör giriş tesisat ve bileşenlerine ait eşdeğer boru uzunlukları göz önüne alınarak Solidworks programında tasarlandı ve flow-simulation uygulaması ile analizler yapıldı. Kolektör ve borulama başlangıç noktasından itibaren hız, sıcaklık ve basınç (velocity, inlet pressure, temperature) giriş koşulları programa tanımlandı. Borulama boyunca tesisatta yaşanan basınç kayıp simülasyonu Şekil 4.9'da gösterilmiştir.



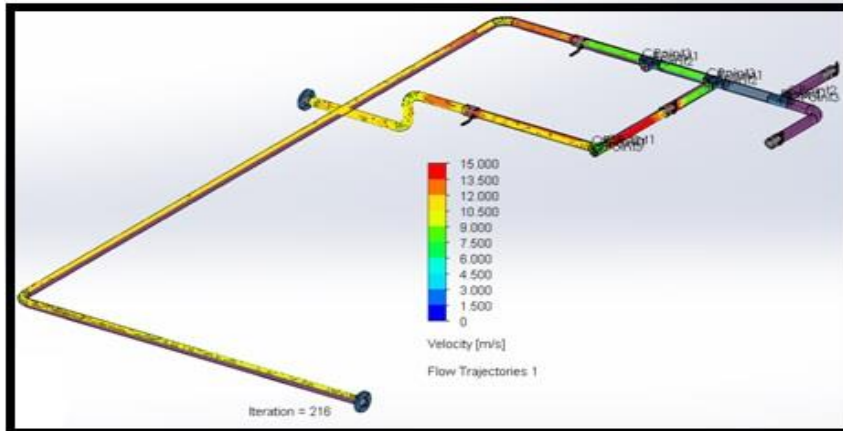
Şekil 4.9. B1 Alternatif Çalışma Sistemi Basınç Kayıp Analizi

4.10'da borulama boyunca tesisatta sıcaklık değişimine ait simülasyonu gösterilmiştir.



Şekil 4.10. B1 Alternatif Çalışma Sıcaklık Değişim Analizi

4.11 'de gazın tesisattaki boru ve bağlantı hatlarından geçtiği esnada, hız değişimi simüle edilmiştir.



Şekil 4.11. B1 Alternatif Çalışma Hız Değişim Analizi

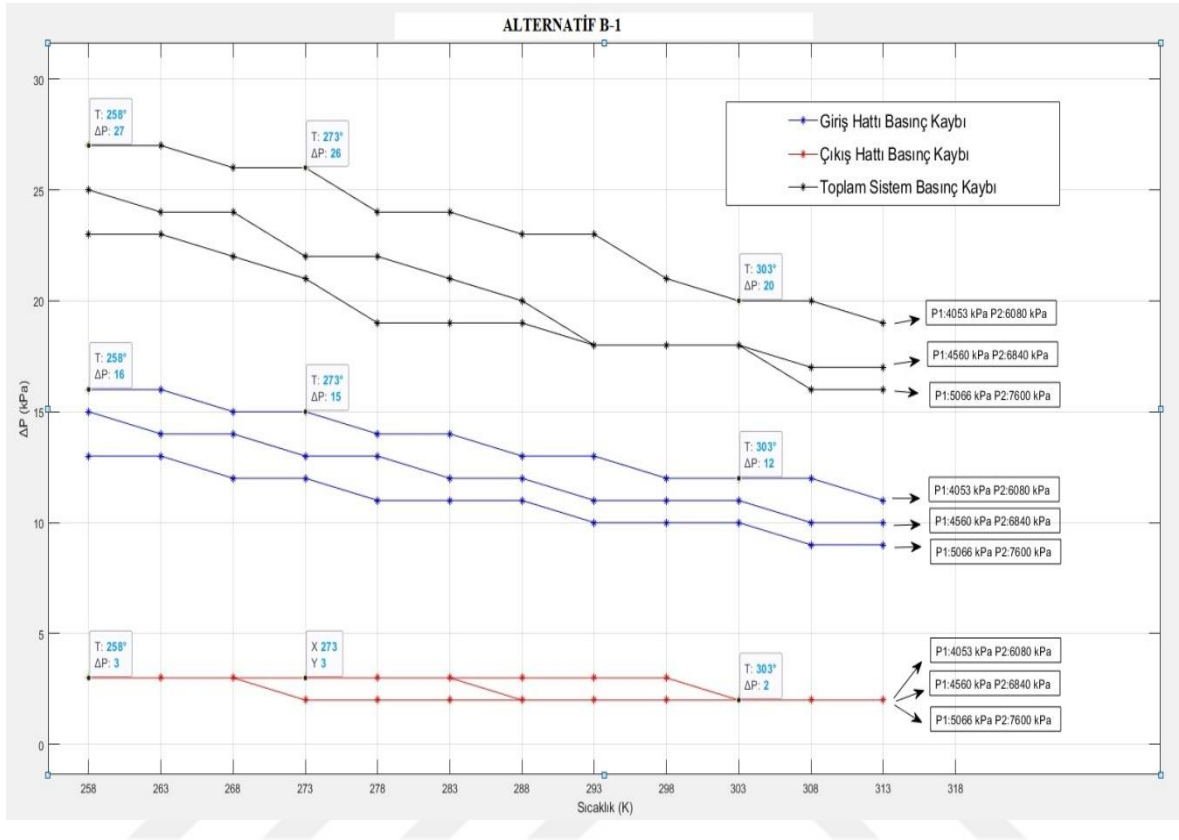
4.3.2. B-1 Çıkış Hattı Basınç Kaybı Hesaplamaları

Gazın basınçlandırılması sonrasında, akış kolektör çıkış hattına girecektir. Tasarlanan kolektör çıkış hattındaki boru ve bağlantı parçalarından geçerek iletim hattına bağlandığı noktaya kadar meydana gelen basınç kayıpları hesaplanmıştır. Kompresör sisteminde basınçlandırılan gazın, sıcaklığının artmasına rağmen, mevcut uygulamalarda gaz, boru hatlarına belirli bir sıcaklıkta gönderilir. Gaz sıcaklığının soğutma sisteminden sonra en fazla 318 K ve gaz debisinin sabit olduğu kabul edilmiştir. Gazın kompresör istasyonundan farklı basınçlarda çıkarak çıkış kolektörüne girdiği ve dış ortam sıcaklığının farklı olduğu şartlardaki basınç kayıpları hesaplanarak Şekil 4.12' de verilmiştir.

4.3.3. B-1 Sisteminin Toplam Basınç Kaybı Hesaplamaları

Giriş ve çıkış hattı basınç kaybı hesaplamalarında, kompresör giriş ve çıkış basınçları sabit kabul edilmiştir. Buna rağmen kompresör basınçlandırma oranı 1,5 olduğu durumda giriş hattındaki basınç kaybının, birbiriyle bağımlı akış koşullarında tek yönlü çalıştığı için kompresör çıkış basıncının düşük olmasına neden olmaktadır. Giriş ve çıkış hatlarında gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, farklı dış ortam sıcaklıklarında sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.12'de verilmiştir. Dış ortam sıcaklığının 258 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 15 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 3 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 18 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 25 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 56 kPa, çıkış hattında ise 82 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 11 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 2 kPa olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 52 kPa, çıkış hattında ise 81 kPa olmuştur. Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır. Ayrıca gazın giriş basıncının 4560 kPa dan 5066 kPa çıkarıldığı durumda yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 10 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 2 kPa olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç

kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 51 kPa, çıkış hattında ise 81 kPa olmuştur. Basınç artışının basınç kaybını azalttığı grafikte gösterilmiştir.



Şekil 4.12. B-1 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

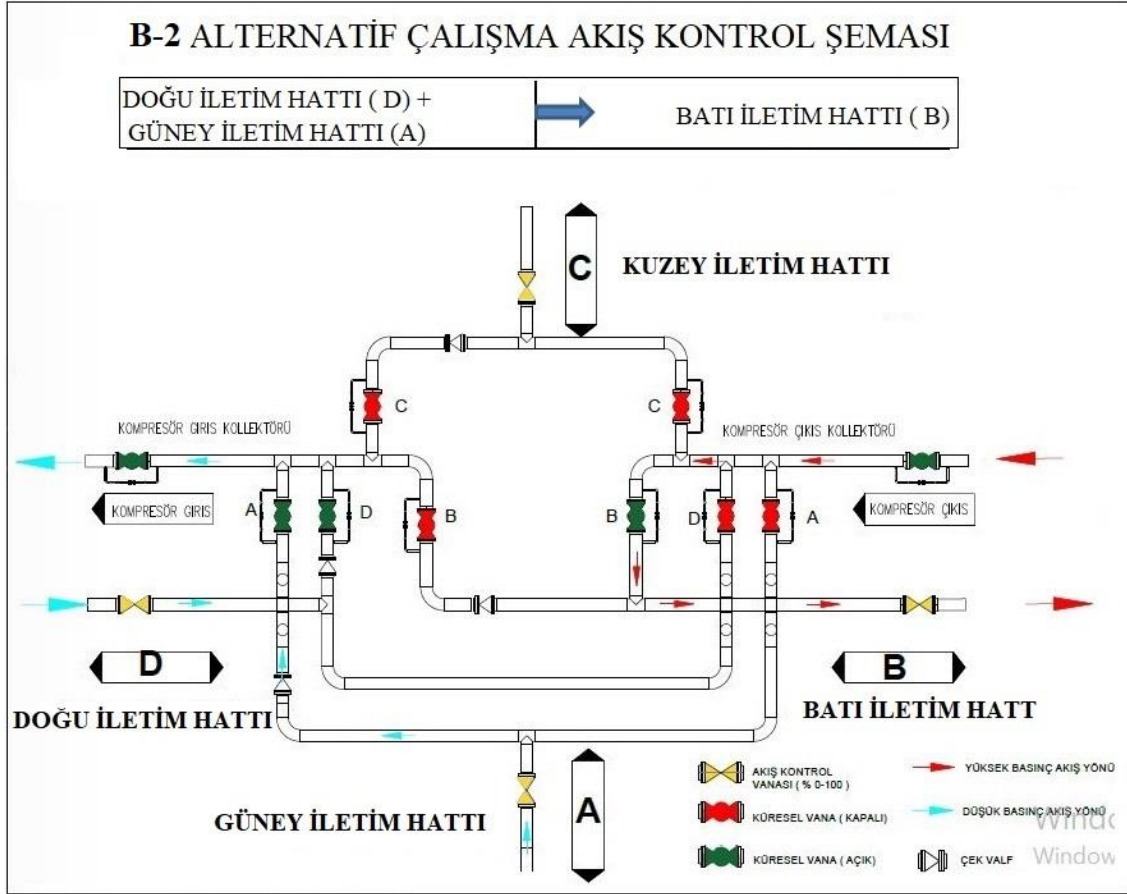
4.4. B-2 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler

B2 akış kontrol sistemi Doğu (D) ve Güney (A) iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak Batı (B) iletim hatlarına sevk edildiği sistemdir. D ve A iletim hattından kolektör girişine bağlanan tesisattaki vanaların açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kolektörüne ulaşan gaz B yönüne akmaya başlar. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklemi 4.2 de gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_A + \dot{Q}_D = \dot{Q}_B \quad (4.2)$$

D ve A iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanaları, ölçüm sistemlerinden gelen verilerin SCADA sisteminde izleme ve kontrolü yapılmaktadır. A ve D hatlarında bulunan çek vanalar sayesinde ters akış engellenmiştir. D ve A iletim hatlarına ait giriş kolektör bağlantı vanaları, B iletim hatları çıkış kolektör bağlantı vanası, kompresör giriş ve çıkış vanalarının, Ayrıca D iletim hatlarındaki akış kontrol vanası ve B iletim hatlarındaki akış

kontrol vanasının açık diğer vanaların kapalı olduğu modeldir. İletim sağlanan B iletim hat çıkışında bulunan ölçüm sistemi verilerine göre A iletim sistemindeki akış kontrol vanası pozisyonu (% açıklık oranı) ile ayarlanmaktadır. B2 akış kontrol modeli Şekil 4.13’de gösterilmiştir.



Şekil 4.13. B-2 Alternatif Çalışma Şeması

Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanların basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.3’te gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanları ile, tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 1376 m, çıkış hattı için 152 m olarak belirlenmiştir.

Tasarlanan kolektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere farklı analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır. Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların

kompresör giriş basıncı 4053, 4560, 6080 kPa ve çıkış basıncı 6082, 6840, 7600 kPa olduğu kabul edilmiştir.

Tablo 4.3: B2 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	4	73,1	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	3	8,2	Giriş Hattı
Çek Vana	600	2	1096,8	Giriş Hattı
Dirsek 90 ⁰	30	5	137,1	Giriş Hattı
Boru			61,2	Giriş Hattı
Giriş Hattı Toplam			1376	
Dirsek 90 ⁰	30	1	27,4	Çıkış Hattı
TE	20	4	73,1	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Çıkış Hattı
Boru			46,4	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			152	

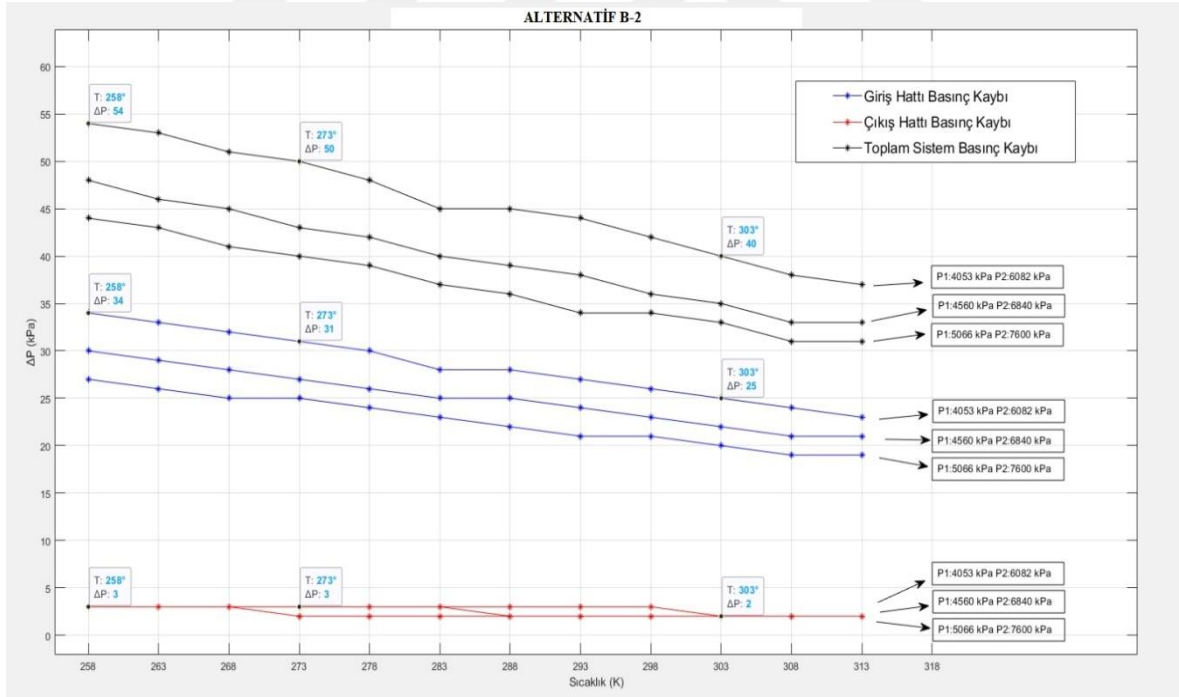
4.4.1. B-2 Basınç Kaybı Hesaplamaları

B2 çalışma alternatifindeki kompresör giriş ve çıkış tesisatı ve bileşenlerinin eşdeğer boru uzunluklarına göre SolidWorks programında tasarlanarak ölçülendirildi. Gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır.

Gaz alımı planlanan iletim hattından, kolektör giriş hattına gelen gazın, kompresör istasyonu girişine kadar yapılan boru ve bağlantılarından geçerken meydana gelen basınç kaybı oluşacaktır. Gazın basınçlandırılması sonrasında kolektör çıkış hattındaki boru ve bağlantı parçalarından geçerek iletim hattına bağlandığı noktaya kadar meydana gelen basınç değişimi ve giriş ve çıkış hatlarında gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek farklı dış ortam sıcaklıklarında sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.14'deki grafikte gösterilmiştir.

Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 31 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 3 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 34 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin

ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 50 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 72 kPa, çıkış hattında ise 82 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 25 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 2 kPa ve sistem basınç kaybı ise 40 kPa hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisi ve kompresör istasyonu borulamasıyla birlikte giriş hattındaki toplam kayıp 66 kPa, çıkış hattında ise 81 kPa olmuştur. Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır. Ayrıca gazın giriş basıncınının 4053 kPa dan 4560 kPa çıkarıldığı durumda yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 22 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 2 kPa, sistem toplam basınç kaybı olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 63 kPa, çıkış hattında ise 81 kPa olmuştur. Basınç artışının basınç kaybını azalttığı grafikte gösterilmiştir.



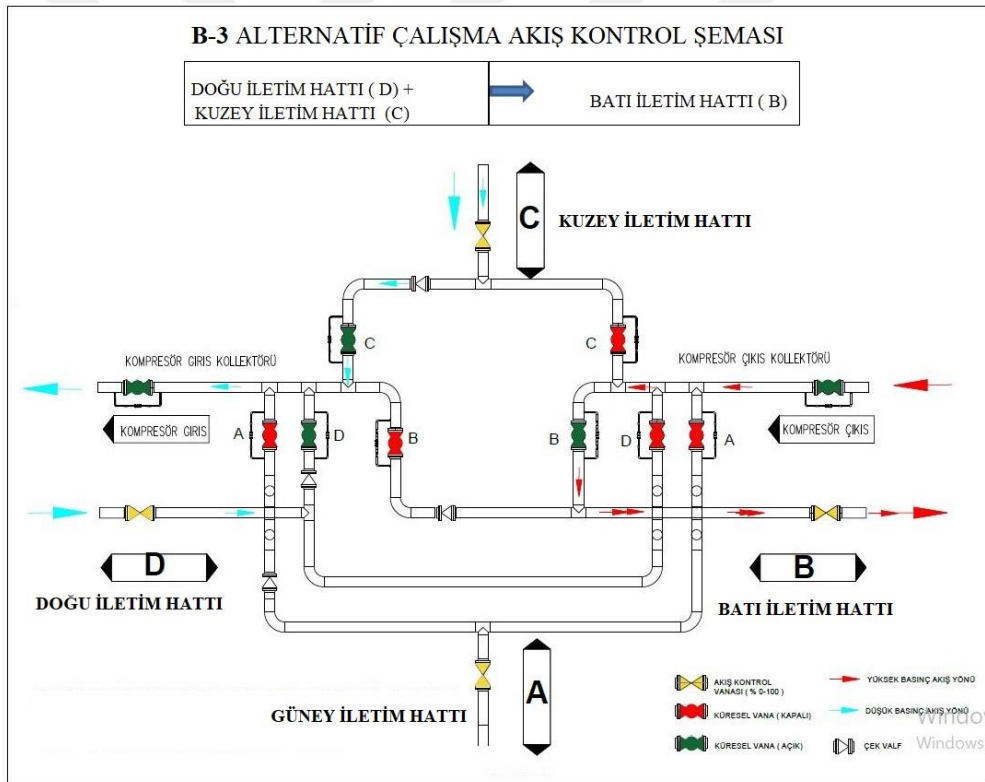
Şekil 4.14. B-2 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

4.5. B-3 Alternatif Çalışma Hesaplamaları ve Analizler

B2 akış kontrol sistemi Doğu (D) ve Kuzey (C) iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak Batı (B) iletim hatlarına sevk edildiği sistemdir. D ve C iletim hattından kolektör girişine bağlanan tesisattaki vanaların açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kolektörüne ulaşan gaz B iletim hattı yönüne akar. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklem 4.3' de gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_C + \dot{Q}_D = \dot{Q}_B \quad (4.3)$$

C ve D iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanası, ölçüm sistemlerinden gelen verilerin SCADA sisteminde izleme ve kontrolü yapılmaktadır. C ve D hatlarında bulunan çek vanalar sayesinde ters akış engellenmiştir.



Şekil 4.15. B-3 Alternatif Çalışma Şeması

Bu alternatif de gaz akışı B iletim hatlarına gönderilmesi gereken toplam debiyi, C iletim hatlarından ilave alım yapılarak sağlanacaktır. C ve D iletim hatlarına ait giriş kolektörü bağlantı vanaları, kompresör giriş ve çıkış vanaları, B iletim hatları çıkış kolektörü bağlantı vanası, D iletim hatlarındaki akış kontrol vanası ve B iletim hatlarındaki akış kontrol

vanası açık ve diğer tüm vanalar kapalı konumdadır. İletim sağlanan B iletim hat çıkışında bulunan ölçüm sistemi verilerine göre C iletim sistemindeki akış kontrol vanası pozisyonu (% açıklık oranı) ayarlanmaktadır. B3 akış kontrol modeli Şekil 4.15'te gösterilmiştir. Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanların basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.4'te gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanları ile, tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 1276 m, çıkış hattı için 152 m olarak belirlenmiştir.

Tablo 4.4: B3 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	5	91,4	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	3	8,2	Giriş Hattı
Çek Vana	600	2	1096,8	Giriş Hattı
Dirsek 90 ⁰	30	1	27,4	Giriş Hattı
Boru			52	Giriş Hattı
Giriş Hattı Toplam			1276	
Dirsek 90 ⁰	30	1	27,4	Çıkış Hattı
TE	20	4	73,1	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Çıkış Hattı
Boru			46,4	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			152	

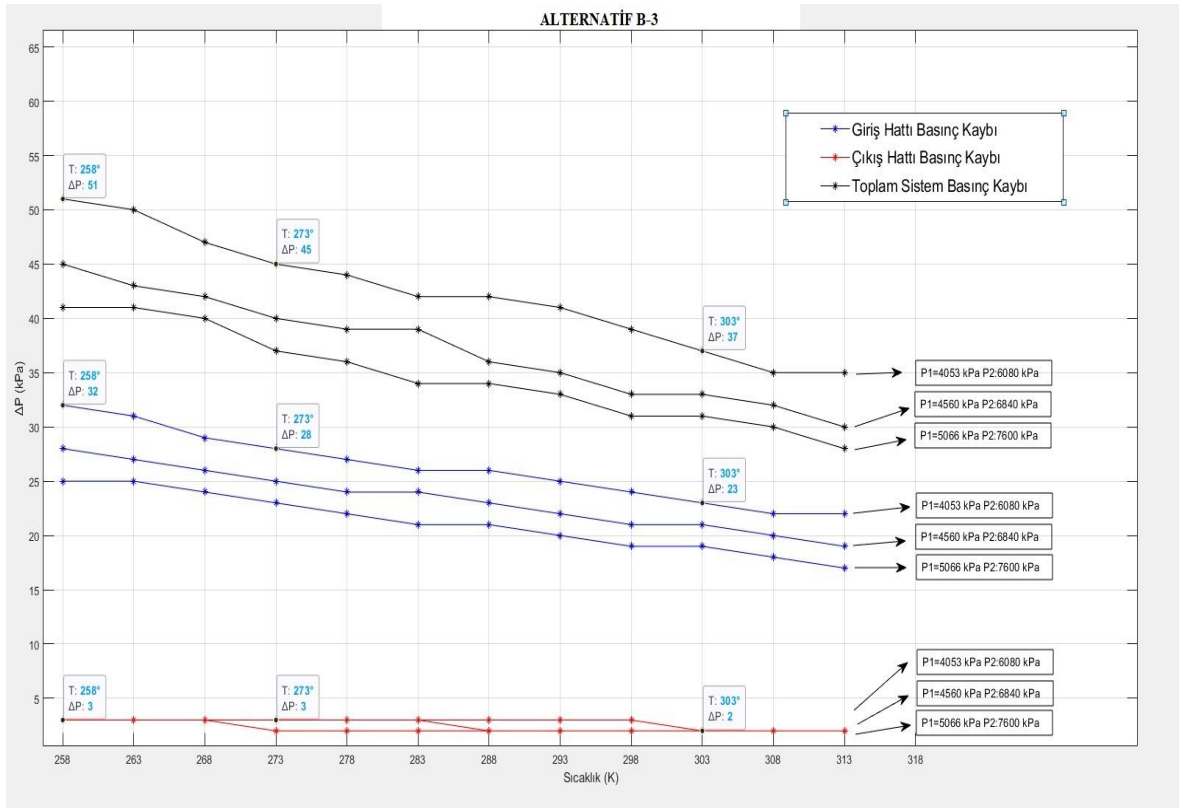
Tasarlanan kolektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere farklı analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır. Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların kompresör giriş basıncı 4053, 4560, 6080 kPa ve çıkış basıncı 6082, 6840, 7600 kPa olduğu kabul edilmiştir.

4.5.1. B-3 Basınç Kaybı Hesaplamaları

B3 çalışma alternatifindeki kompresör giriş ve çıkış tesisatı ve bileşenlerinin eşdeğer boru uzunluklarına göre SolidWorks programında tasarlanarak ölçülendirildi. Gaz sıcaklığının

ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır.

Gaz alımı planlanan iletim hattından, kolektör giriş hattına gelen gazın, kompresör istasyonu girişine kadar yapılan boru ve bağlantılarından geçerken meydana gelen basınç değişimi incelendi. Basınçlandırılması sonrasında kolektör çıkış hattındaki boru ve bağlantı parçalarından geçerek iletim hattına bağlandığı noktaya kadar meydana gelen basınç değişimi ve giriş ve çıkış hatlarında gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, farklı dış ortam sıcaklıklarında sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.16'daki grafikte gösterilmiştir.



Şekil 4.16. B-3 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 28 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 3 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 31 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 45 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç

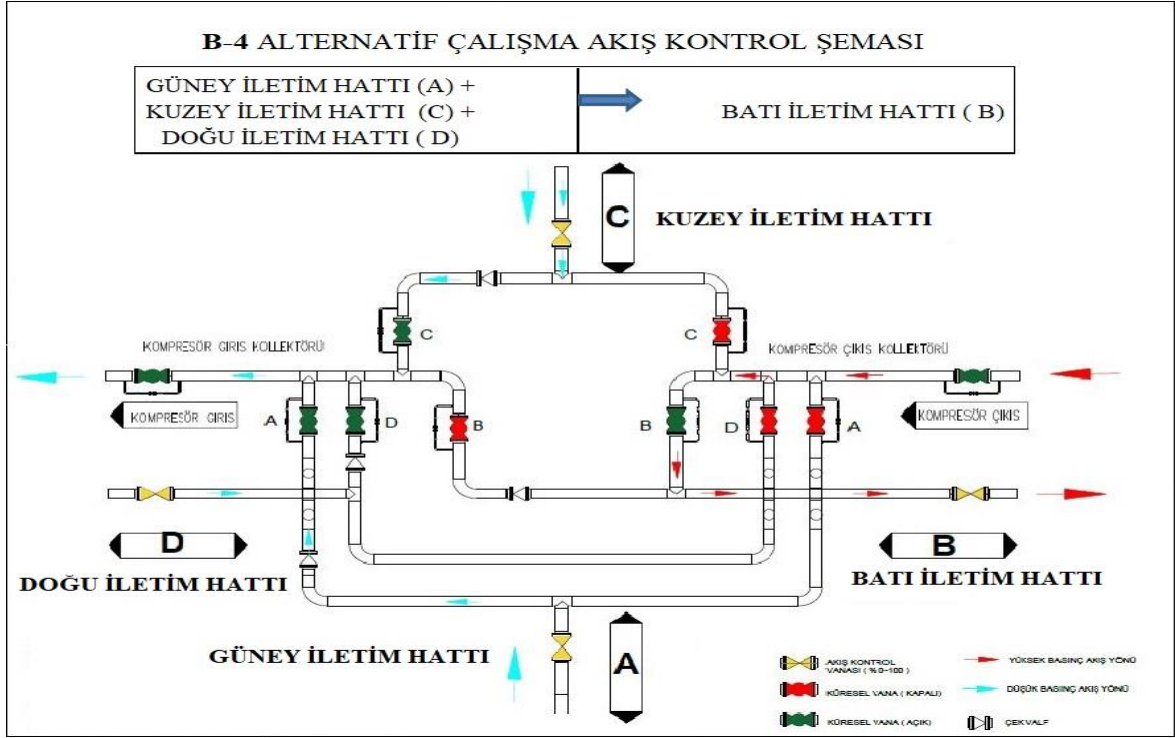
kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 69 kPa, çıkış hattında ise 82 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 23 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 2 kPa ve sistem basınç kaybı ise 37 kPa hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisi ve kompresör istasyonu borulamasıyla birlikte giriş hattındaki toplam kayıp 64 kPa, çıkış hattında ise 81 kPa olmuştur. Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır. Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa dan 5066 kPa çıkarıldığı durumda yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 25 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 3 kPa, sistem toplam basınç kaybı 42 kPa olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 66 kPa, çıkış hattında ise 82 kPa olmuştur. Basınç artışının basınç kaybını azalttığı grafikte gösterilmiştir.

4.6. B-4 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler

B2 akış kontrol sistemi Kuzey (C), Doğu (D) ve Güney (A) iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak Batı (B) iletim hatlarına sevk edildiği sistemdir. C, D ve A iletim hattından kolektör girişine bağlanan tesisattaki vanaların açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kolektörüne ulaşan gaz B yönüne akmaya başlar. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklemi (4.4) de gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_C + \dot{Q}_D + \dot{Q}_A = \dot{Q}_B \quad (4.4)$$

A, C ve D iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanası, ölçüm sistemlerinden gelen verilerin SCADA sisteminde izleme ve kontrolü yapılmaktadır. A, C ve D hatlarında bulunan çek vanalar sayesinde ters akış engellenmiştir. Bu alternatif de gaz akışı B iletim hatlarına gönderilmesi gereken toplam debiyi, C ve A iletim hatlarından ilave alım yapılarak sağlanacaktır. A, C ve D iletim hatlarına ait giriş kolektörüne bağlantı vanaları, kompresör giriş ve çıkış vanaları, B iletim hatlarındaki çıkış kolektörüne bağlantı vanası, B ve D akış kontrol vanaları açık ve diğer tüm vanalar kapalı konumdadır. İletim sağlanan B iletim hat çıkışında bulunan ölçüm sistemi verilerine göre C ve A iletim sistemindeki akış kontrol vana pozisyonları (% açıklık oranı) ayarlanmaktadır. B4 akış kontrol modeli Şekil 4.17'de gösterilmiştir.



Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanlarının basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.5'te gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanlarıyla birlikte, tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 2216 m, çıkış hattı için 152 m olarak belirlenmiştir.

Tablo 4.5: B4 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	6	248,8	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	4	10,9	Giriş Hattı
Çek Vana	600	3	1645,2	Giriş Hattı
Dirsek 90 ⁰	30	2	82,2	Giriş Hattı
Boru			76,6	Giriş Hattı
Giriş Hattı Toplam			2216	
Dirsek 90 ⁰	30	1	27,4	Çıkış Hattı
TE	20	4	73,1	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Çıkış Hattı
Boru			46,4	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			152	

Tasarlanan kollektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere farklı analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır. Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların kompresör giriş basıncı 4053, 4560, 6080 kPa ve çıkış basıncı 6082, 6840, 7600 kPa olduğu kabul edilmiştir.

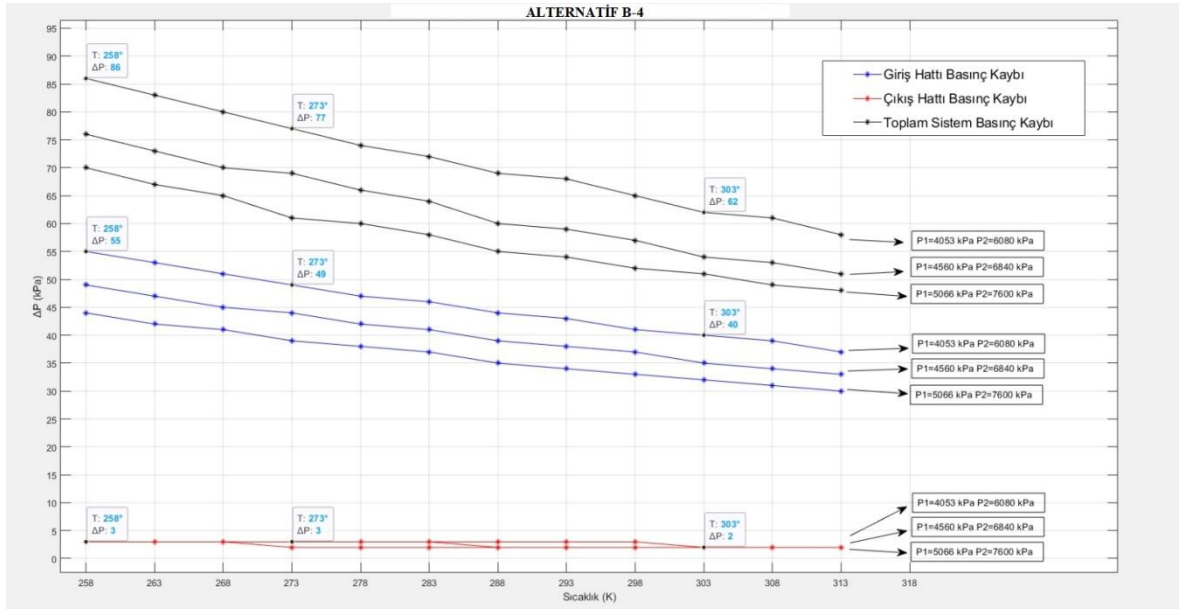
4.6.1. B-4 Basınç Kaybı Hesaplamaları

B4 çalışma alternatifindeki kompresör giriş ve çıkış tesisatı ve bileşenlerinin eşdeğer boru uzunluklarına göre SolidWorks programında tasarlanarak ölçülendirildi. Gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır.

Gaz alımı planlanan iletim hattından, kolektör giriş hattına gelen gazın, kompresör istasyonu girişine kadar yapılan boru ve bağlantılarından geçerken meydana gelen basınç değişimi oluşur. Gazın basınçlandırılması sonrasında kolektör çıkış hattındaki boru ve bağlantı parçalarından geçerek iletim hattına bağlandığı noktaya kadar meydana gelen basınç değişimi ve giriş ve çıkış hatlarında gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, farklı dış ortam sıcaklıklarında sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.18'deki grafikte gösterilmiştir.

Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 49 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 3 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 52 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 77 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 90 kPa, çıkış hattında ise 82 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 40 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 2 kPa ve sistem basınç kaybı ise 62 kPa hesaplanmıştır.

Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisi ve kompresör istasyonu borulamasıyla birlikte giriş hattındaki toplam kayıp 81 kPa, çıkış hattında ise 81 kPa olmuştur. Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır. Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa dan 5066 kPa çıkarıldığı durumda yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 39 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 3 kPa, sistem toplam basınç kaybı 61 kPa olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 80 kPa, çıkış hattında ise 82 kPa olmuştur. Basınç artışının basınç kaybını azalttığı Şekil 4.18’de grafikte gösterilmiştir.



Şekil 4.18. B-4 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

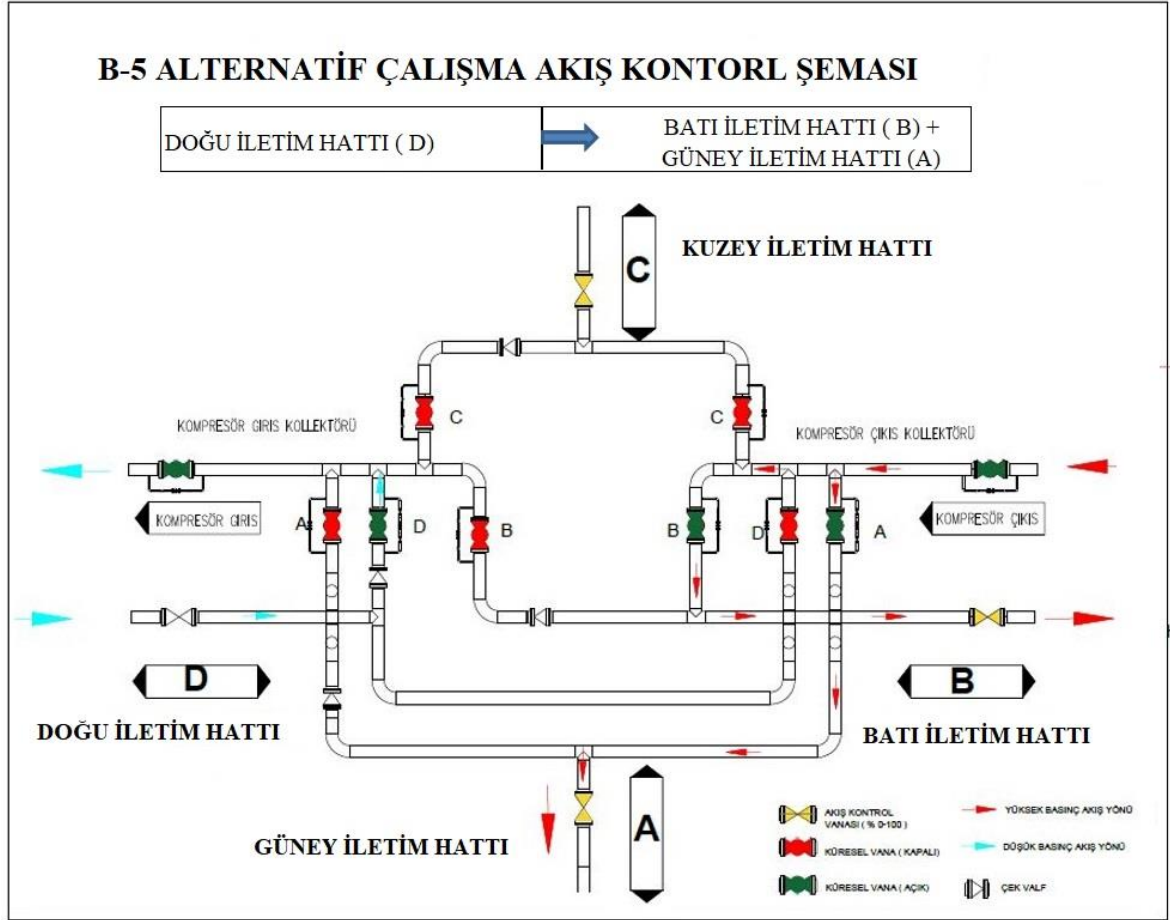
4.7. B-5 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler

B5 akış kontrol sistemi Doğu (D) iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak Batı (B) ve Güney (A) iletim hatlarına sevk edildiği sistemdir. D iletim hattından kolektör girişine bağlanan tesisattaki vanaların açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kolektörüne ulaşan gaz B ve A yönüne akmaya devam eder. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklemi (4.5) de gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_D = \dot{Q}_A + \dot{Q}_B \quad (4.5)$$

A, B ve D iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanaları, ölçüm sistemlerinden gelen verilerin SCADA sisteminde izleme ve kontrolü yapılmaktadır. Bu alternatif de gaz akışı A

ve B iletim hatlarına gönderilmesi gereken toplam debiyi, D iletim hatlarından alım yapılarak sağlanacaktır. D iletim hattı giriş kolektörüne bağlantı vanası, kompresör giriş ve çıkış vanaları, A ve B iletim hatlarındaki çıkış kolektörüne bağlantı vanası, B ve D akış kontrol vanaları açık ve diğer tüm vanalar kapalı konumdadır. İletim sağlanan A ve B iletim hatlarının çıkışında bulunan ölçüm sistemi debi verilerine göre A ve B iletim sistemindeki akış kontrol vana pozisyonları (% açıklık oranı) ayarlanmaktadır. B5 akış kontrol modeli Şekil 4.19’da gösterilmiştir.



Şekil 4.19. B5 Alternatif Çalışma Şeması

Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanlarının basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.6’da gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanları ile birlikte, tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 664 m, çıkış hattı için 338 m olarak belirlenmiştir.

Tasarlanan kolektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere farklı analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal

edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır.

Tablo 4.6: B5 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	3	73,1	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Giriş Hattı
Çek Vana	600	1	548,4	Giriş Hattı
Boru			36,6	Giriş Hattı
Giriş Hattı Toplam			664	
Dirsek 90 ⁰	30	6	164,5	Çıkış Hattı
TE	20	5	91,4	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	3	8,2	Çıkış Hattı

Tabla 4.10 (devam)

Boru			73,6	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			338	

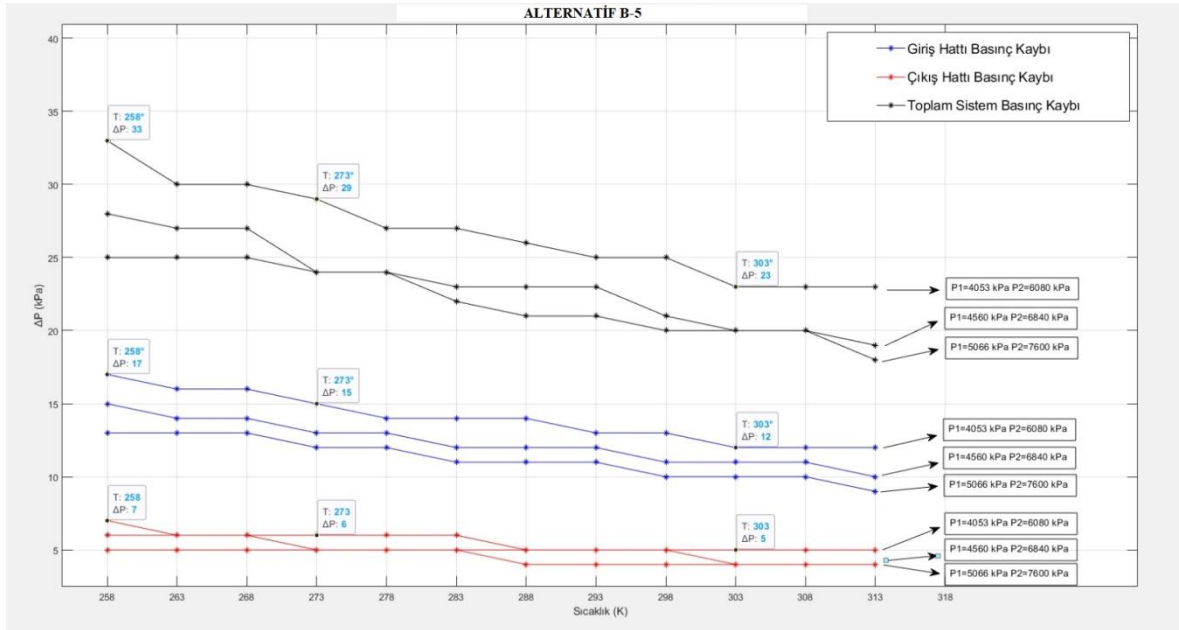
Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların kompresör giriş basıncı 4053, 4560, 6080 kPa ve çıkış basıncı 6082, 6840, 7600 kPa olduğu kabul edilmiştir.

4.7.1. B-5 Basınç Kaybı Hesaplamaları

B5 çalışma alternatifindeki kompresör giriş ve çıkış tesisatı ve bileşenlerinin eşdeğer boru uzunluklarına göre SolidWorks programında tasarlanarak ölçülendirildi. Gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır.

Gaz alımı planlanan iletim hattından, kolektör giriş hattına gelen gazın, kompresör istasyonu girişine kadar yapılan boru ve bağlantılarından geçerken meydana gelen basınç değişimi hesaplandı. Basınçlandırma sonrasında kolektör çıkış hattındaki boru ve bağlantı parçalarından geçerek iletim hattına bağlandığı noktaya kadar meydana gelen basınç değişimi ve giriş ve çıkış hatlarında gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, farklı dış ortam sıcaklıklarında sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.20'deki grafikte gösterilmiştir. Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş

basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 15 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 6 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 21 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 29 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 56 kPa, çıkış hattında ise 85 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 12 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 5 kPa ve sistem basınç kaybı ise 23 kPa hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisi ve kompresör istasyonu borulamasıyla birlikte giriş hattındaki toplam kayıp 53 kPa, çıkış hattında ise 84 kPa olmuştur. Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır. Dış ortam sıcaklığının 303 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa dan 5066 kPa çıkarıldığı durumda yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 10 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 4 kPa, sistem toplam basınç kaybı 20 kPa olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 51 kPa, çıkış hattında ise 83 kPa olmuştur. Basınç artışının basınç kaybını azalttığı Şekil 4.20'deki grafikte gösterilmiştir.



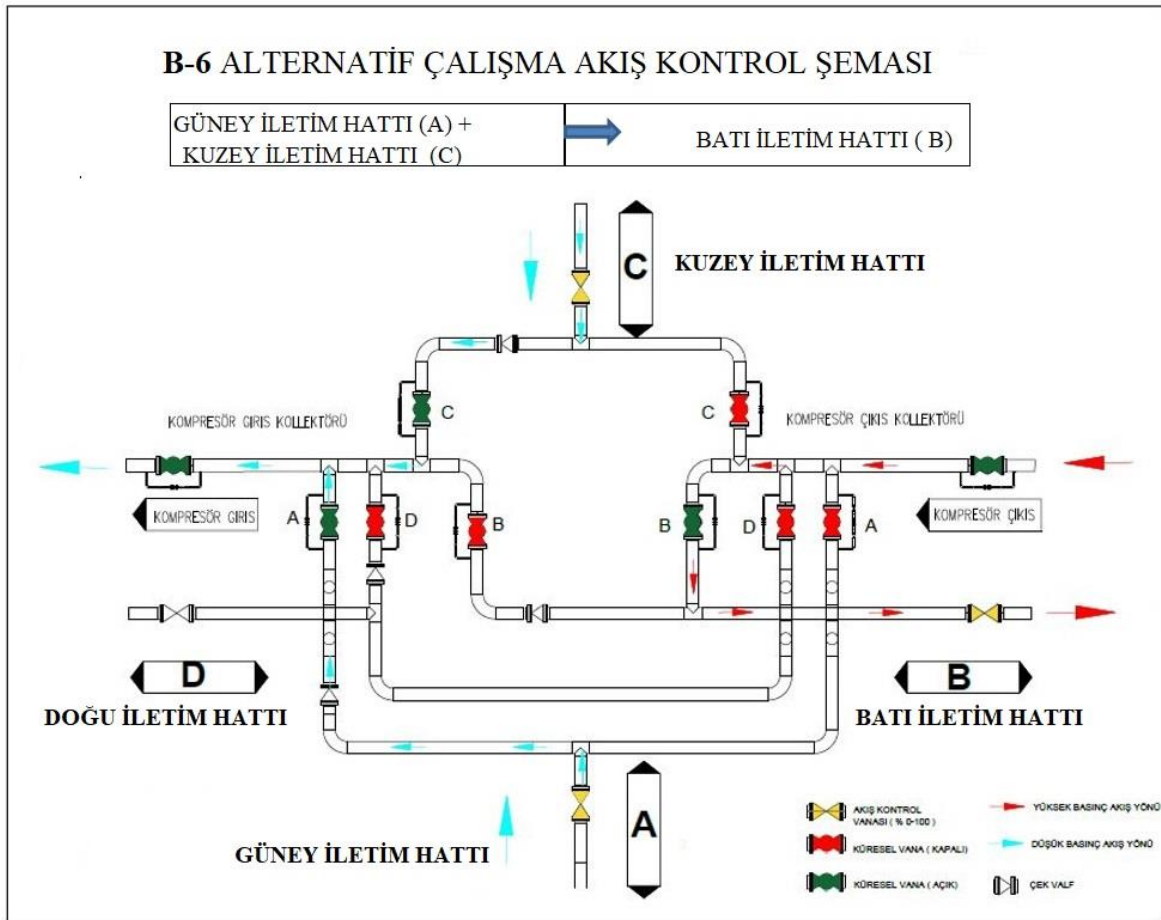
Şekil 4.20. B-5 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

4.8. B-6 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler

B6 akış kontrol sistemi Güney (A) ve Kuzey (C) iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak B iletim hatlarına sevk edildiği sistemdir. A ve C iletim hattından kolektör girişine bağlanan tesisattaki vanaların açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kolektörüne ulaşan gaz B yönüne akmaya devam eder. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklemi (4.6) da gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_A + \dot{Q}_C = +\dot{Q}_B \quad (4.6)$$

A ve C iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanası, ölçüm sistemlerinden gelen verilerin SCADA sisteminde izleme ve kontrolü yapılmaktadır.



Şekil 4.21. B6 Alternatif Çalışma Şeması

Bu alternatif de gaz akışı B iletim hatlarına gönderilmesi gereken toplam debiyi, C iletim hatlarından ilave alım yapılarak sağlanacaktır. A ve C iletim hatlarına ait giriş kolektörüne

bağlantı vanaları, kompresör giriş ve çıkış vanaları, B iletim hatları çıkış kolektörüne bağlantı vanası ve akış kontrol vanası açık ve diğer tüm vanalar kapalı konumdadır. İletim sağlanan B iletim hat çıkışında bulunan ölçüm sistemi verilerine göre A ve C iletim sistemindeki akış kontrol vanası pozisyonu (% açıklık oranı) ayarlanmaktadır. B6 akış kontrol modeli Şekil 4.21’de gösterilmiştir.

Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanların basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.7’de gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanlarıyla birlikte, tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 1330 m, çıkış hattı için 152 m olarak belirlenmiştir.

Tablo 4.7: B6 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

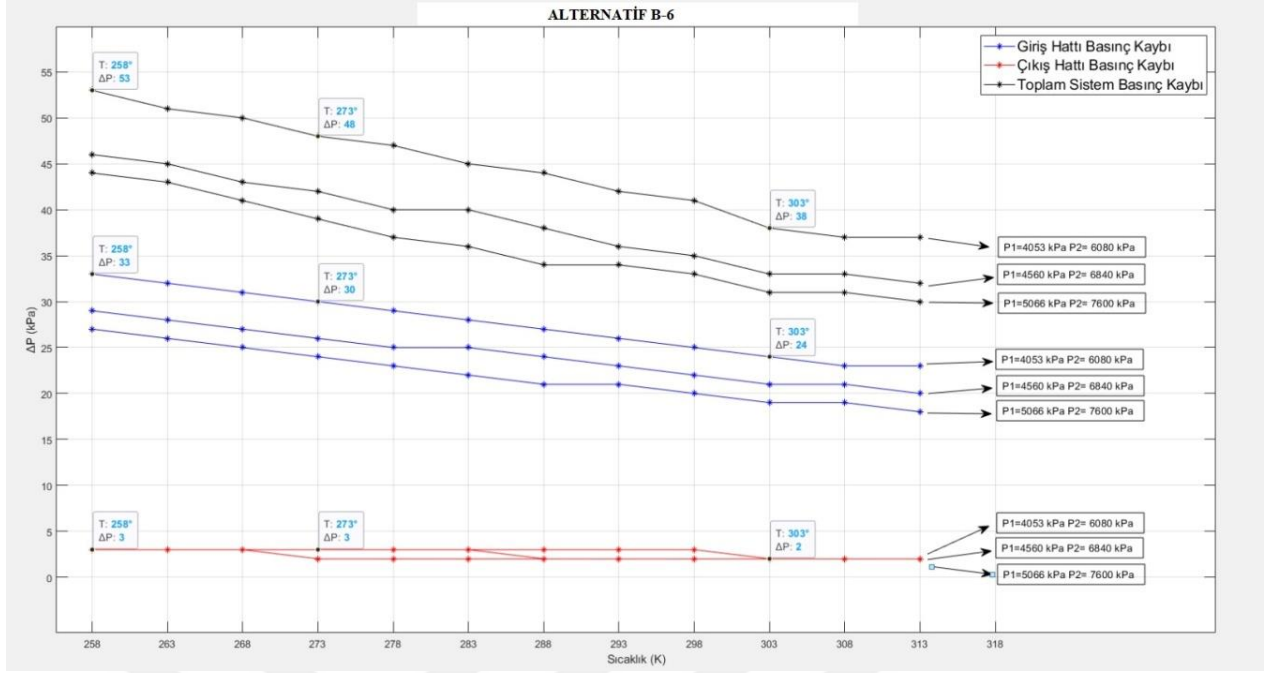
Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	5	91,4	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	3	8,2	Giriş Hattı
Çek Vana	600	2	1096,8	Giriş Hattı
Dirsek 90 ⁰	30	6	164,5	Giriş Hattı
Boru			60,4	Giriş Hattı
Giriş Hattı Toplam			1330	
Dirsek 90 ⁰	30	1	27,4	Çıkış Hattı
TE	20	4	73,1	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Çıkış Hattı
Boru			46,4	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			152	

Tasarlanan kolektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere farklı analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır. Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların kompresör giriş basıncı 4053, 4560, 6080 kPa ve çıkış basıncı 6082, 6840, 7600 kPa olduğu kabul edilmiştir.

4.8.1. B-6 Basınç Kaybı Hesaplamaları

B5 çalışma alternatifindeki kompresör giriş ve çıkış tesisatı ve bileşenlerinin eşdeğer boru uzunluklarına göre SolidWorks programında tasarlanarak ölçülendirildi. Gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır. Gaz alımı planlanan iletim hattından, kolektör giriş hattına gelen gazın, kompresör istasyonu girişine kadar yapılan boru ve bağlantılarından geçerken meydana gelen basınç değişimi yeniden hesaplandı. Gazın basınçlandırılması sonrasında kolektör çıkış hattındaki boru ve bağlantı parçalarından geçerek iletim hattına bağlandığı noktaya kadar meydana gelen basınç değişimi ve giriş ve çıkış hatlarında gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, farklı dış ortam sıcaklıklarında sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.22'deki grafikte gösterilmiştir.

Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 30 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 3 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 33 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 48 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 71 kPa, çıkış hattında ise 82 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 24 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 2 kPa ve sistem basınç kaybı ise 38 kPa hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisi ve kompresör istasyonu borulamasıyla birlikte giriş hattındaki toplam kayıp 65 kPa, çıkış hattında ise 81 kPa olmuştur. Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır. Dış ortam sıcaklığının 303 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa dan 5066 kPa çıkarıldığı durumda yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 19 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 2 kPa, sistem toplam basınç kaybı 31 kPa olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 60 kPa, çıkış hattında ise 81 kPa olmuştur. Basınç artışının basınç kaybını azalttığı Şekil 4.22'deki grafikte gösterilmiştir.



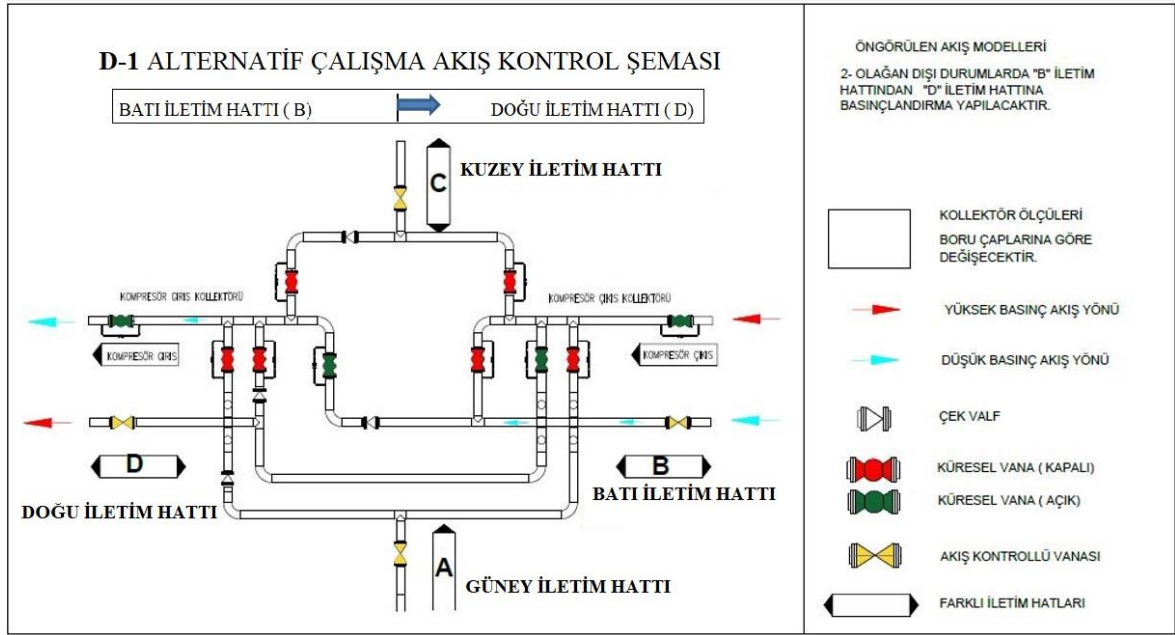
Şekil 4.22. B-6 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

4.9. D-1 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler

D1 akış kontrol sistemi Batı (B) iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak Doğu (D) iletim hatlarına sevk edildiği sistemdir. B iletim hattından kolektör girişine bağlanan tesisattaki vananın açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kolektörüne ulaşan gaz D yönüne akmaya devam eder. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklemi (4.7) de gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_B = +\dot{Q}_D \quad (4.7)$$

B ve D iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanası, ölçüm sistemlerinden gelen verilerin SCADA sisteminde izleme ve kontrolü yapılmaktadır. Bu alternatif de gaz akışı D iletim hatlarına gönderilmesi gereken toplam debiyi, B iletim hatlarından alım yapılarak sağlanacaktır. B ve D iletim hatlarına ait giriş kolektörüne bağlantı vanaları, kompresör giriş ve çıkış vanaları ve akış kontrol vanaları açık ve diğer tüm vanalar kapalı konumdadır. İletim sağlanan D iletim hat çıkışında bulunan ölçüm sistemi verilerine göre D iletim sistemindeki akış kontrol vanası pozisyonu (% açıklık oranı) ayarlanmaktadır. D1 akış kontrol modeli Şekil 4.23’de gösterilmiştir.



Şekil 4.23. D1 Alternatif Çalışma Şeması

Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanların basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.8’de gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanlarıyla birlikte, tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 885 m, çıkış hattı için 313 m olarak belirlenmiştir.

Tablo 4.8: D1 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	4	73,1	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Giriş Hattı
Çek Vana	600	1	548,4	Giriş Hattı
Dirsek 90 ⁰	30	2	54,8	Giriş Hattı
Boru			51,06	Giriş Hattı
Giriş Hattı Toplam			885	
Dirsek 90 ⁰	30	6	164,5	Çıkış Hattı
TE	20	3	73,1	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	4	10,9	Çıkış Hattı
Boru			64,3	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			313	

Tasarlanan kolektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere farklı analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır. Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların kompresör giriş basıncı 4053, 4560, 6080 kPa ve çıkış basıncı 6082, 6840, 7600 kPa olduğu kabul edilmiştir.

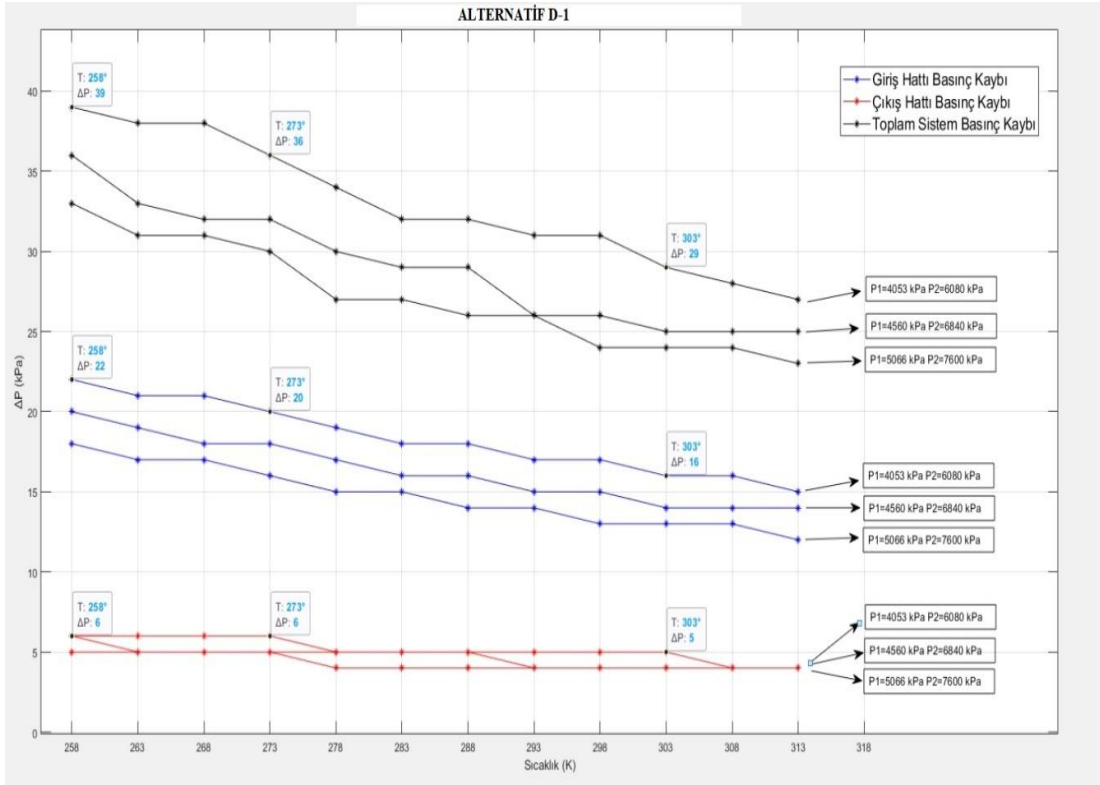
4.9.1. D-1 Basınç Kaybı Hesaplamaları

B5 çalışma alternatifindeki kompresör giriş ve çıkış tesisatı ve bileşenlerinin eşdeğer boru uzunluklarına göre SolidWorks programında tasarlanarak ölçülendirildi. Gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır.

Gaz alımı planlanan iletim hattından, kolektör giriş hattına gelen gazın, kompresör istasyonu girişine kadar yapılan boru ve bağlantılarından geçerken meydana gelen basınç değişimi incelendi. Basınçlandırılması sonrasında kolektör çıkış hattındaki boru ve bağlantı parçalarından geçerek iletim hattına bağlandığı noktaya kadar meydana gelen basınç değişimi ve giriş ve çıkış hatlarında gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, farklı dış ortam sıcaklıklarında sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.24'teki grafikte gösterilmiştir.

Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 20 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 6 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 26 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 36 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 61 kPa, çıkış hattında ise 85 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 16 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 5 kPa ve sistem basınç kaybı ise 29 kPa hesaplanmıştır.

Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisi ve kompresör istasyonu borulamasıyla birlikte giriş hattındaki toplam kayıp 57 kPa, çıkış hattında ise 84 kPa olmuştur. Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır. Dış ortam sıcaklığının 303 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa dan 5066 kPa çıkarıldığı durumda yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 13 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 4 kPa, sistem toplam basınç kaybı 24 kPa olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 54 kPa, çıkış hattında ise 83 kPa olmuştur. Basınç artışının basınç kaybını azalttığı Şekil 4.24'deki grafikte gösterilmiştir.



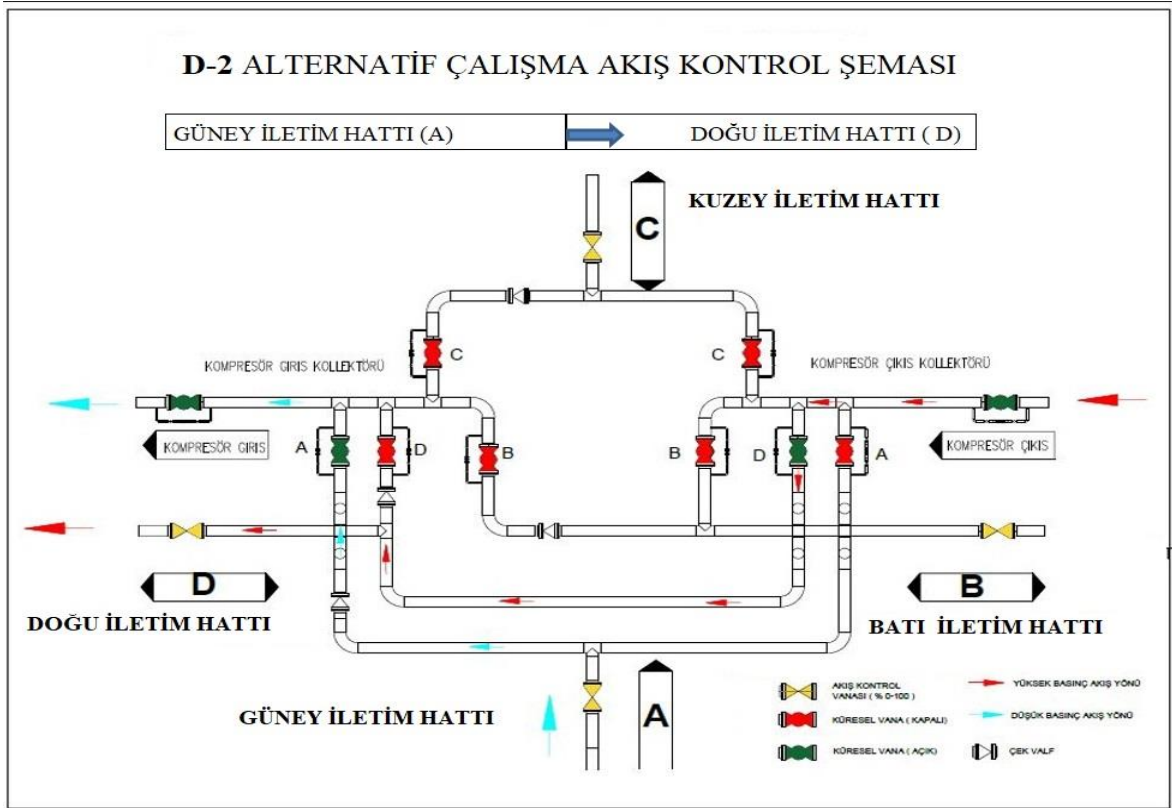
Şekil 4.24. D-1 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

4.10. D-2 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler

D2 akış kontrol sistemi Güney (A) iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak Doğu (D) iletim hatlarına sevk edildiği sistemdir. A ve D iletim hattından kolektör girişine bağlanan tesisattaki vanaların açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kolektörüne ulaşan gaz D yönüne akmaya devam eder. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklemi (4.8) de gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_A = \dot{Q}_D \quad (4.8)$$

A ve D iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanası, ölçüm sistemlerinden gelen verilerin SCADA sisteminde izleme ve kontrolü yapılmaktadır. Bu alternatif de Şekil 4.25'deki gibi gaz akışı D iletim hatlarına gönderilmesi gereken toplam debiyi, A iletim hatlarından ilave alım yapılarak sağlanacaktır. A ve D iletim hatlarına ait giriş kolektörüne bağlantı vanası, kompresör giriş ve çıkış vanaları ve akış kontrol vanaları açık diğer tüm vanalar kapalı konumdadır. İletim sağlanan D iletim hat çıkışında bulunan ölçüm sistemi verilerine göre D iletim sistemindeki akış kontrol vanası pozisyonu (% açıklık oranı) ayarlanmaktadır.



Şekil 4.25. D2 Alternatif Çalışma Şeması

Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanların basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.9'da gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanlarıyla birlikte, tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 661 m, çıkış hattı için 289 m olarak belirlenmiştir

Tablo 4.9: D2 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	2	36,5	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Giriş Hattı
Çek Vana	600	1	548,4	Giriş Hattı
Dirsek 90 ⁰	30	1	27,4	Giriş Hattı
Boru			43	Giriş Hattı
Giriş Hattı Toplam			661	
Dirsek 90 ⁰	30	6	164,5	Çıkış Hattı
TE	20	3	54,8	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Çıkış Hattı
Boru			64,3	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			289	

Tasarlanan kolektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere farklı analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır. Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların kompresör giriş basıncı 4053, 4560, 6080 kPa ve çıkış basıncı 6082, 6840, 7600 kPa olduğu kabul edilmiştir.

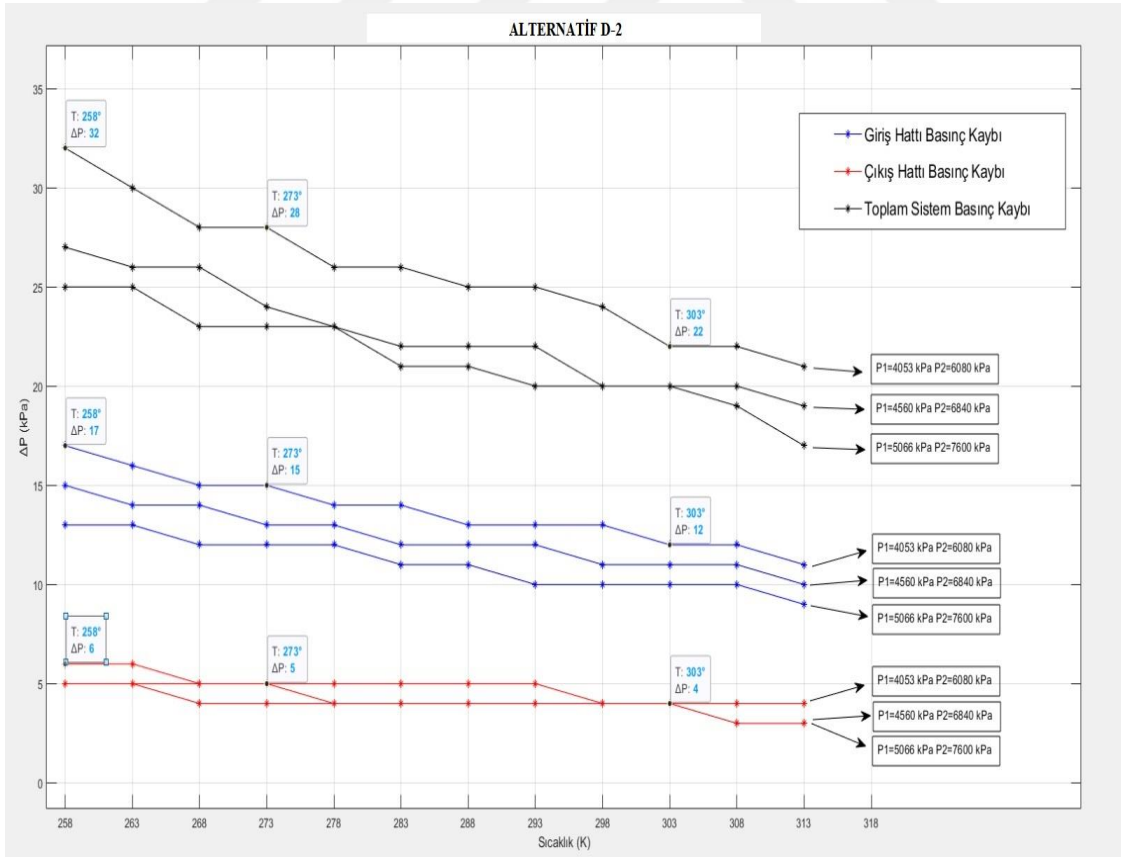
4.10.1. D-2 Basınç Kaybı Hesaplamaları

B5 çalışma alternatifindeki kompresör giriş ve çıkış tesisatı ve bileşenlerinin eşdeğer boru uzunluklarına göre SolidWorks programında tasarlanarak ölçülendirildi. Gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır.

Gaz giriş hattından kolektör giriş hattına gelen gazın, kompresör istasyonu girişine kadarki boru ve bağlantılarından geçerken meydana gelen basınç değişimi belirlendi. Yeniden basınçlandırma sonrasında kolektör çıkış hattındaki boru ve bağlantı parçalarından geçerek iletim hattına bağlandığı noktaya kadar meydana gelen basınç değişimi ve giriş ve çıkış hatlarında gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, farklı dış ortam

sıcaklıklarında sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.26'daki grafikte gösterilmiştir.

Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 15 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 5 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 20 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 28 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 56 kPa, çıkış hattında ise 84 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 12 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 4 kPa ve sistem basınç kaybı ise 22 kPa hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisi ve kompresör istasyonu borulamasıyla birlikte giriş hattındaki toplam kayıp 53 kPa, çıkış hattında ise 83 kPa olmuştur.



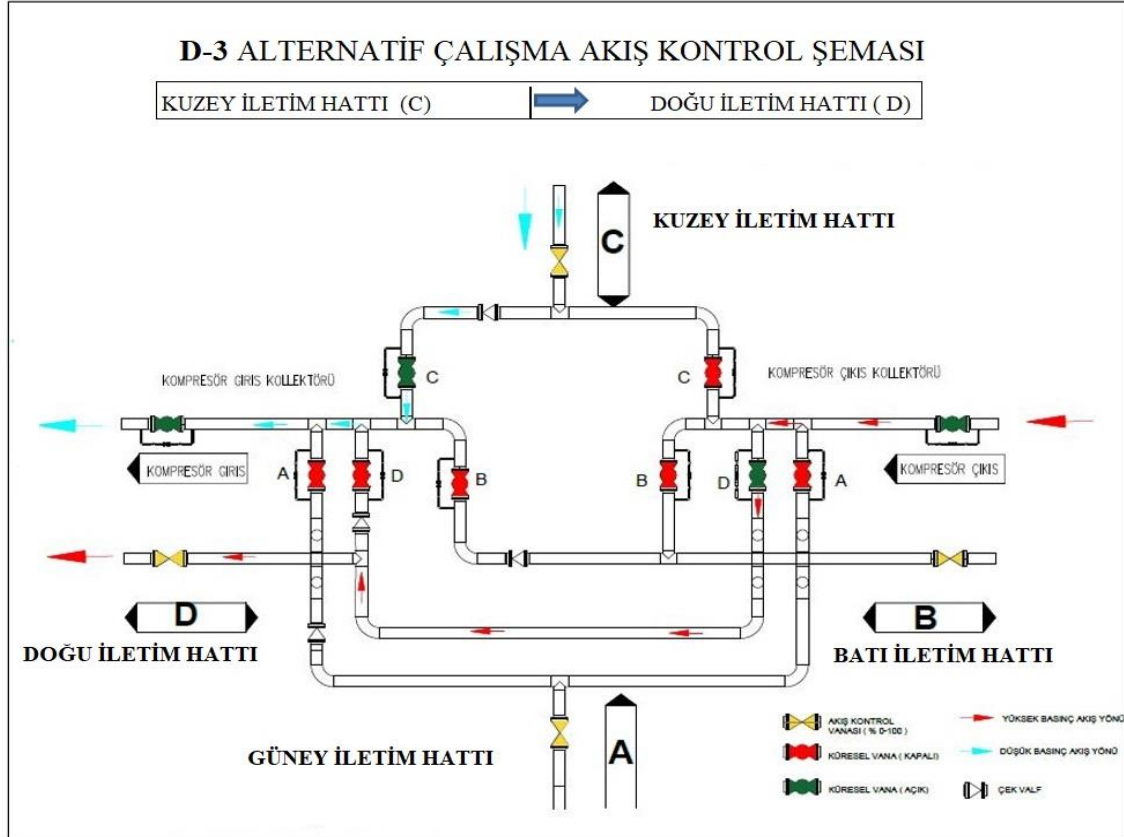
Şekil 4.26. D-2 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır. Dış ortam sıcaklığının 303 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa dan 5066 kPa çıkarıldığı durumda yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 10 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 4 kPa, sistem toplam basınç kaybı 20 kPa olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 51 kPa, çıkış hattında ise 83 kPa olmuştur. Basınç artışının basınç kaybını azalttığı Şekil 4.26'daki grafikte gösterilmiştir.

4.11. D-3 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler

D3 akış kontrol sistemi Kuzey (C) iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak Doğu (D) iletim hatlarına sevk edildiği sistemdir. C ve D iletim hattından kollektör girişine bağlanan tesisattaki vanaların açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kollektörüne ulaşan gaz D yönüne akmaya devam eder. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklemi (4.9) da gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_C = \dot{Q}_D \quad (4.9)$$



Şekil 4.27. D3 Alternatif Çalışma Şeması

A ve D iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanası, ölçüm sistemlerinden gelen verilerin SCADA sisteminde izleme ve kontrolü yapılmaktadır. Bu alternatif de gaz akışı D iletim hatlarına gönderilmesi gereken toplam debiyi, C iletim hatlarından alım yapılarak sağlanacaktır. C ve D iletim hatlarına ait giriş kolektörüne bağlantı vanaları, kompresör giriş ve çıkış vanaları ve akış kontrol vanaları açık diğer tüm vanalar kapalı konumdadır. İletim sağlanan D iletim hat çıkışında bulunan ölçüm sistemi verilerine göre D iletim sistemindeki akış kontrol vanası pozisyonu (% açıklık oranı) ayarlanmaktadır. D3 akış kontrol modeli Şekil 4.27’de gösterilmiştir.

Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanların basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.10’da gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanları ile birlikte, tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 689 m, çıkış hattı için 289 m olarak belirlenmiştir.

Tablo 4.10: D3 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	4	73,1	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Giriş Hattı
Çek Vana	600	1	548,4	Giriş Hattı
Dirsek 90 ⁰	30	1	27,4	Giriş Hattı
Boru			34,4	Giriş Hattı
Giriş Hattı Toplam			689	
Dirsek 90 ⁰	30	6	164,5	Çıkış Hattı
TE	20	3	54,8	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Çıkış Hattı
Boru			64,3	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			289	

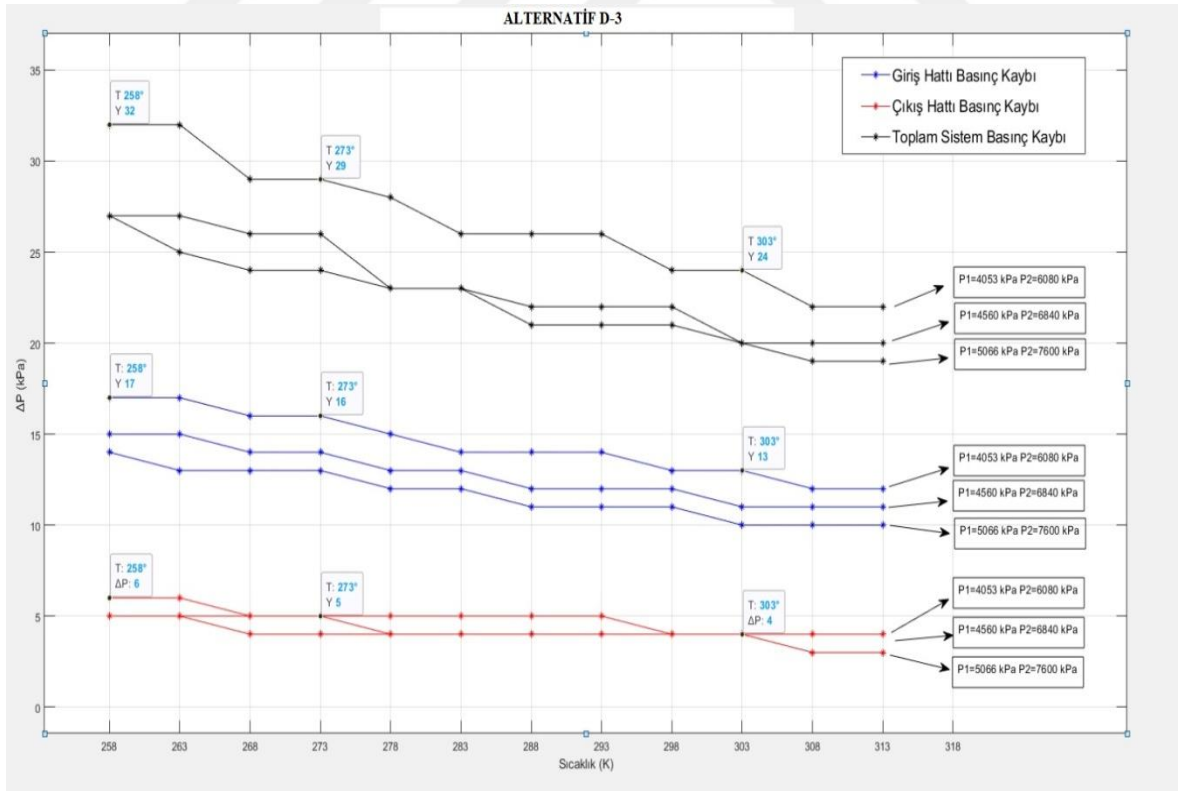
Tasarlanan kolektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere farklı analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır. Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların

kompresör giriş basıncı 4053, 4560, 6080 kPa ve çıkış basıncı 6082, 6840, 7600 kPa olduğu kabul edilmiştir.

4.11.1. D-3 Basınç Kaybı Hesaplamaları

B5 çalışma alternatifindeki kompresör giriş ve çıkış tesisatı ve bileşenlerinin eşdeğer boru uzunluklarına göre SolidWorks programında tasarlanarak ölçülendirildi. Gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır.

Bu akış boyunca giriş hattından kolektör girişine gelen gazın, kompresör istasyonu girişine kadarki boru ve bağlantılarından geçerken meydana gelen basınç değişimi, gösterildi. Yeniden basınçlandırma sonrasında kolektör çıkış hattındaki boru ve bağlantı parçalarından geçerek iletim hattına bağlandığı noktaya kadar meydana gelen basınç değişimi ve giriş ve çıkış hatlarında gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, farklı dış ortam sıcaklıklarında sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.28'deki grafikte gösterilmiştir.



Şekil 4.28. D-3 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 16 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 5 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 21 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 29 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 57 kPa, çıkış hattında ise 84 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 13 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 4 kPa ve sistem basınç kaybı ise 24 kPa hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisi ve kompresör istasyonu borulamasıyla birlikte giriş hattındaki toplam kayıp 54 kPa, çıkış hattında ise 83 kPa olmuştur. Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır. Dış ortam sıcaklığının 303 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa dan 5066 kPa çıkarıldığı durumda yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 10 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 4 kPa, sistem toplam basınç kaybı 20 kPa olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 51 kPa, çıkış hattında ise 83 kPa olmuştur. Basınç artışının basınç kaybını azalttığı Şekil 4.28'deki grafikte gösterilmiştir.

4.12. D-4 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler

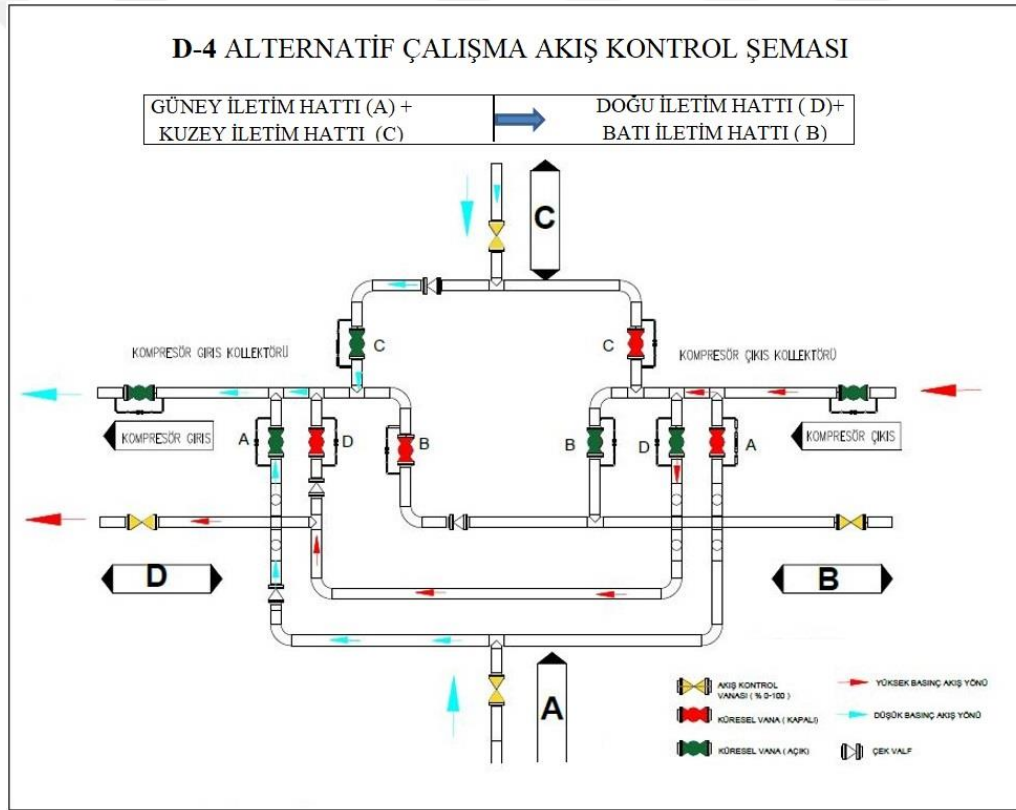
D4 akış kontrol sistemi Güney (A) ve Kuzey C iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak Batı (B) ve Doğu (D) iletim hatlarına sevk edildiği sistemdir. A ve C iletim hattından kolektör girişine bağlanan tesisattaki vanaların açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kolektörüne ulaşan gaz D ve B yönüne akmaya devam eder. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklemi (4.10) da gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_A + \dot{Q}_C = \dot{Q}_B + \dot{Q}_D \quad (4.10)$$

A, B, C ve D iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanası, ölçüm sistemlerinden gelen verilerin SCADA sisteminde izleme ve kontrolü yapılmaktadır. A ve C hatlarında bulunan çek vanalar sayesinde ters akış engellenmiştir. Bu alternatif de gaz akışı B ve D iletim

hatlarına gönderilmesi gereken toplam debiyi, A ve C iletim hatlarından alım yapılarak sağlanacaktır. A ve C iletim hatlarına ait giriş kolektörüne bağlantı vanaları ve akış kontrol vanaları açık diğer tüm vanalar kapalı konumdadır. İletim sağlanan D ve B iletim hat çıkışında bulunan ölçüm sistemi verilerine göre B ve D iletim sistemindeki akış kontrol vanası pozisyonu (% açıklık oranı) ayarlanmaktadır. D4 akış kontrol modeli Şekil 4.29'da gösterilmiştir.

Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanların basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.11'de gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanlarıyla tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 1420 m, çıkış hattı için 386 m olarak belirlenmiştir.



Şekil 4.29. D4 Alternatif Çalışma Şeması

Tasarlanan kolektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere farklı analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır. Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör

basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların kompresör giriş basıncı 4053, 4560, 6080 kPa ve çıkış basıncı 6082, 6840, 7600 kPa olduğu kabul edilmiştir.

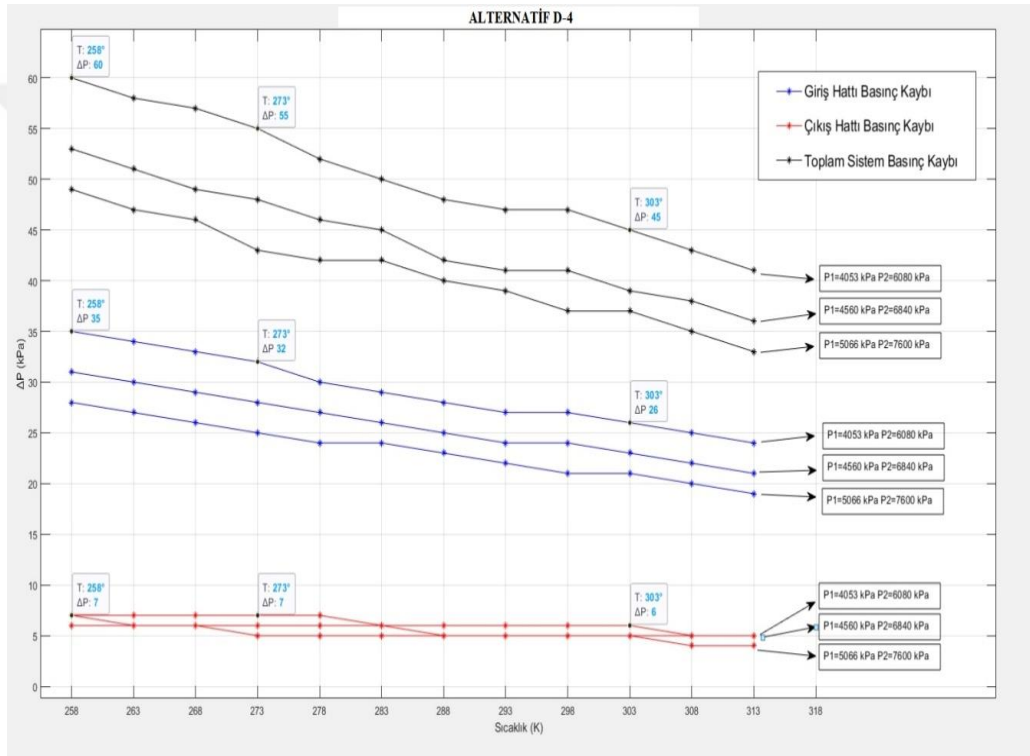
Tablo 4.11: D4 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	5	91,4	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	3	8,2	Giriş Hattı
Çek Vana	600	2	1096,8	Giriş Hattı
Dirsek 90 ⁰	30	6	164,5	Giriş Hattı
Boru			58,4	Giriş Hattı
Giriş Hattı Toplam			1420	
Dirsek 90 ⁰	30	7	191,9	Çıkış Hattı
TE	20	5	91,4	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	3	8,2	Çıkış Hattı
Boru			94	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			386	

4.12.1. D-4 Basınç Kaybı Hesaplamaları

B5 çalışma alternatifindeki kompresör giriş ve çıkış tesisatı ve bileşenlerinin eşdeğer boru uzunluklarına göre SolidWorks programında tasarlanarak ölçülendirildi. Gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır. Bu akış koşulları için sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.30'daki grafikte gösterilmiştir. Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 30 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 16 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 39 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 55 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 73 kPa, çıkış hattında ise 86 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 26

kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 6 kPa ve sistem basınç kaybı ise 45 kPa hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisi ve kompresör istasyonu borulamasıyla birlikte giriş hattındaki toplam kayıp 67 kPa, çıkış hattında ise 85 kPa olmuştur. Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır. Dış ortam sıcaklığının 303 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa dan 5066 kPa çıkarıldığı durumda yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 21 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 5 kPa, sistem toplam basınç kaybı 37 kPa olarak hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 62 kPa, çıkış hattında ise 84 kPa olmuştur. Basınç artışının basınç kaybını azalttığı Şekil 4.30'daki grafikte gösterilmiştir.



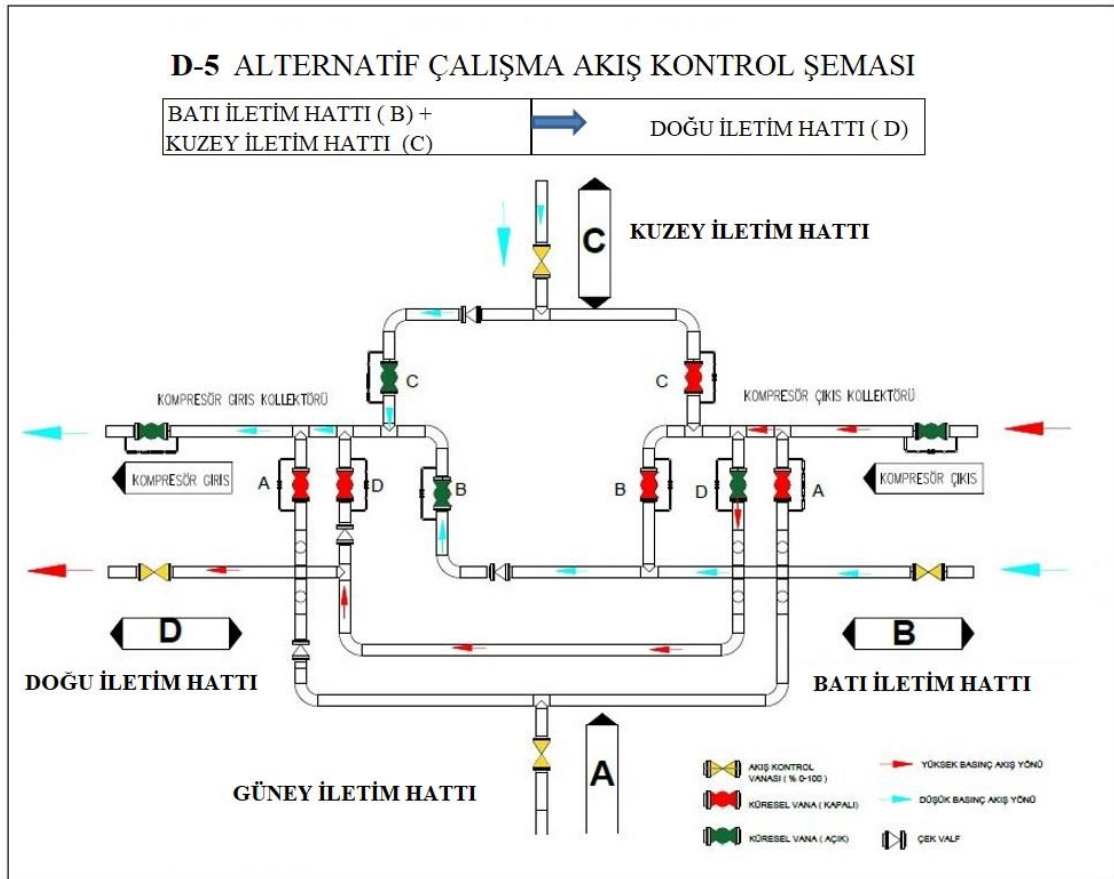
Şekil 4.30. D-4 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

4.13. D-5 Alternatif Çalışma Hesaplamalar ve Analizler

D4 akış kontrol sistemi Batı (B) ve Kuzey (C) iletim hatlarından kompresör girişine gelen gazın basınçlandırılarak Doğu (D) iletim hatlarına sevk edildiği sistemdir. B ve C iletim hattından kollektör girişine bağlanan tesisattaki vanaların açık pozisyona getirilerek kompresör istasyonu girişine gazın verilmesi ile başlar. Basınçlandırma sonrasında çıkış kollektörüne ulaşan gaz D yönüne akmaya devam eder. Gazın basınçlandırılarak iletimi sağlanan bu çalışma alternatifi için debi denklemi (4.11) da gösterilmiştir.

$$\dot{Q}_B + \dot{Q}_C = \dot{Q}_D \quad (4.11)$$

B, C ve D iletim hatlarında bulunan akış kontrol vanası, ölçüm sistemlerinden gelen verilerin SCADA sisteminde izleme ve kontrolü yapılmaktadır. B ve C hatlarında bulunan çek vanalar sayesinde ters akış engellenmiştir. Bu alternatif de gaz akışı D iletim hatlarına gönderilmesi gereken toplam debiyi, B ve C iletim hatlarından alım yapılarak sağlanacaktır. B ve C iletim hatlarına ait giriş kollektörüne bağlantı vanaları ve D iletim hattına ait çıkış kollektörüne bağlantı vanaları açık diğer tüm vanalar kapalı konumdadır. D iletim hat çıkışında bulunan ölçüm sistemi verilerine göre B ve C iletim sistemindeki akış kontrol vanası pozisyonu (% açıklık oranı) ayarlanmaktadır. D5 akış kontrol modeli Şekil 4.31’de gösterilmiştir.



Şekil 4.31. D5 Alternatif Çalışma Şeması

Bu tasarımda kullanılan kolektör ekipmanların basınç kaybına etkisi eşdeğer uzunluk L/D oranına göre hesaplanarak, toplam boru boyları Tablo 4.12’de gösterilmiştir. Tabloda görüldüğü gibi diğer sistem ekipmanlarıyla birlikte, tasarım yapılan 36 inç borulama giriş hattı için ilave 1343 m, çıkış hattı için 289 m olarak belirlenmiştir.

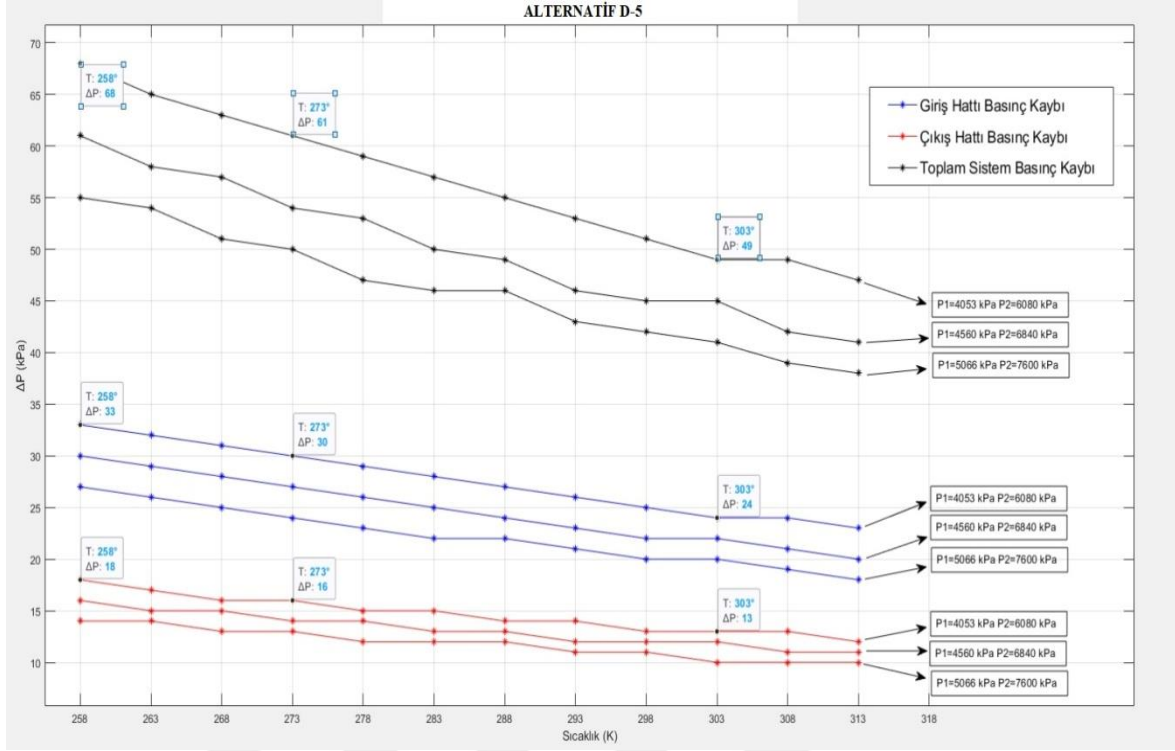
Tablo 4.12: D5 Alternatif Borulama Basınç Kayıp Eşdeğer Uzunluklar Tablosu

Ekipman	Eşdeğer Uzunluk (L/D)	Miktar (adet)	Toplam Uzunluk (m)	Hat Adı
TE	20	5	91,4	Giriş Hattı
Küresel Vana	3	3	8,2	Giriş Hattı
Çek Vana	600	2	1096,8	Giriş Hattı
Dirsek 90 ⁰	30	3	82,2	
Boru			64,5	
Giriş Hattı Toplam			1343	
Dirsek 90 ⁰	30	6	164,5	Çıkış Hattı
TE	20	3	54,8	Çıkış Hattı
Küresel Vana	3	2	5,4	Çıkış Hattı
Boru			64,3	Çıkış Hattı
Çıkış Hattı Toplam			289	

Tasarlanan kolektör sisteminde giriş hattı, çıkış hattı, sistem toplam basınç kaybı olmak üzere farklı analizler yapılmıştır. Kompresör istasyonu içindeki basınç kayıpları ihmal edilerek, sadece tasarlanan sistemdeki boru, bağlantı parçaları ve diğer ekipmanlardan kaynaklanan basınç kaybı hesaplanmıştır. Dış ortam sıcaklığı ve iletim hatlarındaki farklı giriş basınçlarına göre değişimi analiz edilerek grafik üzerinde gösterilmiştir. Kompresör basınçlandırma oranı ise 1,5 olarak kabul edilmiştir. İletim hatlarında bulunan gazların kompresör giriş basıncı 4053, 4560, 6080 kPa ve çıkış basıncı 6082, 6840, 7600 kPa olduğu kabul edilmiştir.

4.13.1. D-5 Basınç Kaybı Hesaplamaları

B5 çalışma alternatifindeki kompresör giriş ve çıkış tesisatı ve bileşenlerinin eşdeğer boru uzunluklarına göre SolidWorks programında tasarlanarak ölçülendirildi. Gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, dış ortam sıcaklığının kabulünde Türkiye iklim koşulları ve borulama yalıtım uygulamaları dikkate alınmıştır. Gaz alımı planlanan iletim hattından, kolektör giriş hattına gelen gazın, kompresör istasyonu girişine kadar yapılan boru ve bağlantılarından geçerken meydana gelen basınç değişimi incelendi. Basınçlandırılması sonrasında kolektör çıkış hattındaki boru ve bağlantı parçalarından geçerek iletim hattına bağlandığı noktaya kadar meydana gelen basınç değişimi ve giriş ve çıkış hatlarında gaz sıcaklığının ve debisinin sabit olduğu kabul edilerek, farklı dış ortam sıcaklıklarında sistemde oluşan toplam basınç kaybı hesaplanarak Şekil 4.32'deki grafikte gösterilmiştir.



Şekil 4.32. D5 Alternatif Çalışma Basınç Kayıp Analizi

Dış ortam sıcaklığının 273 K olduğu, gazın giriş basıncının 4053 kPa ve çıkış basıncının 6840 kPa olarak sabit kabul edildiği ve ayrı alındığı durumlarda giriş basınç kaybı 30 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 16 kPa olarak hesaplanmıştır ve toplam basınç kaybı 46 kPa olarak kabul edilir. Fakat Giriş hattı basınç kaybının kompresör çıkış basıncına etkisinin ele alındığı sistemdeki toplam basınç kaybı ise 61 kPa olarak hesaplanmıştır. Buna göre sistemde yaşanan kayıplar kompresörde yapılan işe direk etki etmektedir. Kompresör Standart bir kompresör istasyonundaki giriş hattı basınç kaybı 41 kPa, çıkış hattı basınç kaybı 79 kPa olduğu bilinmektedir. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisiyle giriş hattındaki toplam kayıp 71 kPa, çıkış hattında ise 95 kPa olmuştur. Ayrıca dış ortam sıcaklığının arttığı yaz aylarında 303 K için yapılan hesaplamalarda giriş basınç kaybı 24 kPa ve çıkış hattı basınç kaybı 13 kPa ve sistem basınç kaybı ise 49 kPa hesaplanmıştır. Tasarlanan modelin basınç kaybına etkisi ve kompresör istasyonu borulamasıyla birlikte giriş hattındaki toplam kayıp 65 kPa, çıkış hattında ise 92 kPa olmuştur. Dış ortam sıcaklığındaki artışın basınç kaybının az olmasını sağlamıştır.

5. TARTIŞMA VE SONUÇ

Kompresör istasyonlarının konumu, çalışma koşulları, kapasiteleri vb. birçok değişken iletim hatlarındaki akış miktarını belirlemektedir. Boru çaplarının kapasitesinin yeterli olduğu fakat gazın farklı nedenlerle alternatif kaynaklardan temin edilmesi gerek duyulduğu zamanlarda yatırım gerekli olabilecektir. Doğalgazın yakın gelecekte kullanımı artarak devam edeceği tahmin edilmektedir. Türkiye’de yaygın olarak kullanılan başlıca enerji kaynağı doğal gazın, tüketim noktalarına ulaştırılmasında kritik öneme sahip basınçlandırma tesislerinin, geleceğe yönelik taleplere cevap verebilecek biçimde dizayn edilmesinin gerekliliği tartışma konusudur. Piyasa koşullarında gazın iletim yönü, kapasiteler, gelişmelere bağlı olarak değişebilecektir.

İletim hatlarında bulunan basınçlandırma tesislerinde geleceğe yönelik planlamalar kapsamında:

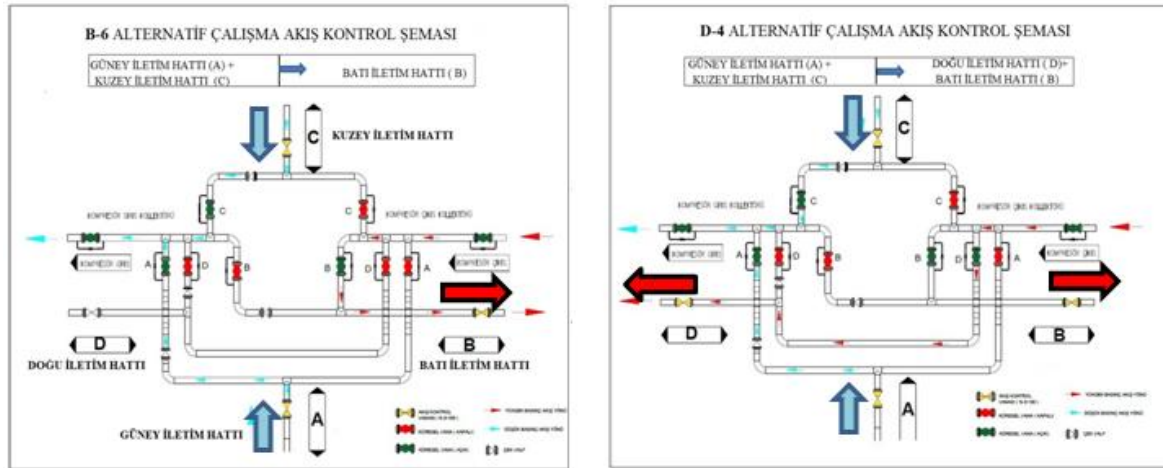
- Depolama tesislerinin kurulumu
- LNG tesislerinin kurulumu
- Değişen piyasa koşulları (fiyat)
- Arızalar, Acil durumlar (patlama, yangın), Doğal afetler
- Sondaj çalışmaları yeni rezervler
- Enerji politikaları
- İklim değişikliğinin mevsimlere etkisi vb.

nedenler, üretimden bölgelerinden tüketim bölgelerine doğalgazın taşınmasını doğrudan ve dolaylı olarak etkilemektedir. İletim sisteminde kurulacak basınçlandırma tesislerinin alternatif yön ve kapasitelerde çalışmaya uygun olması, iletim hatlarında olağan veya olağandışı gaz akış profillerine hızlı cevap verecektir.

Bu çalışma kapsamında doğalgaz basınçlandırma ve ölçüm istasyonları için çok önemli olan borulama ve akış yönlendirme uygulamaları incelenmiştir. Türkiye gibi doğalgaz ithal eden ülkeler ve bölgeler için uygun doğalgaz toplama ve dağıtım ana hatları tasarım ve uygulama çalışmaları irdelenmiştir. Çoğunlukla toprak altı boru uygulamaları ile ana dağıtım merkezlerinin kurulması ve bu merkezlerden talebe bağlı olarak doğalgaz arzının sağlanması günümüzde kullanılan başlıca istasyon uygulamasıdır. Doğalgaz arz ve talep değerlendirmesi yapılırken tüm arz hatları ve talep kapasiteleri hesaba katılmaktadır. Ancak ana hatlardan beslenen bu merkezlerin standart uygulamaları yüksek basınç ve

yüksek debili bir giriş hattının istasyon çıkışında aynı veya daha yüksek basınçlı diğer boru hatlarına yönlendirmesi şeklinde olmaktadır. Bu mevcut uygulama için borulama ve akış koşulları bu çalışma kapsamında ortaya konulmuştur.

On bir farklı çalışma alternatifi incelenerek en kritik çalışma koşulları B6 ve D4 olarak belirlenmiştir. Şekil 5.1’de görülen B6 ve D4 çalışma alternatifinde gaz akışında yaşanan olağan dışı durumlarda gaz arzının kesintisiz sağlandığı görülmüştür. B6 alternatifinde Doğu iletim hatlarında gaz akışının durması veya yetersiz kaldığı zamanlarda, Batı iletim hatlarına yeterli gaz iletim sağlanması amaçlanan senaryo oluşturuldu. Güney iletim hatlarında gelen yer altı depolama sistemindeki gazın Batı iletim hatlarına basınçlandırılarak veya doğrudan yönlendirilmesi sağlanmıştır. Sistemdeki talebin devamlılığı ve güney iletim hatlarındaki debinin yetersiz kalması ve ilave gaz debisine ihtiyaç duyulmuştur. Kuzey iletim hatlarındaki LNG depolama terminalinden, basınçlandırma tesisine gaz akışı başlamıştır. Önemli oranda enerji talebini karşılayan Doğu iletim hatlarında yaşanan olumsuzlardan kaynaklanan gaz kesintisi, Batı iletim hatlarında gaz talebi bulunan önemli tüketim bölgelerinde nerdeyse hissedilmemiştir. Talep edilen debi ve basınç temini sağlanmıştır.



Şekil 5.1. B-6 ve D-4 Kritik Çalışma Koşulları

Zaman içerisinde yaşanan gelişmelere bağlı olarak doğu iletim hatlarındaki gaz debisi azalmıştır. D olarak adlandırılan alternatif çalışmalarda Doğu iletim hatlarındaki gaz talebini karşılamaya yönelik senaryolar incelenmiştir. Genel olarak Batı iletim hatlarında bulunan arz kaynaklarındaki gazın Doğu iletim hatlarıyla önemli tüketim bölgelerinin talebi karşılanmaktadır. En kritik çalışma D4 alternatifi olarak belirlenmiştir. Batı arz kaynaklarının yetersiz kalması ve durması nedeniyle Doğu ve Batı iletim hatlarında eş zamanlı olarak gaz talebinin önemli oranda arttığı öngörülmüştür. Sistemdeki gaz talebinin karşılanması depolama tesislerinde bulunan gazın entegre edilmesi ile karşılanacaktır. Sıvı

doğal gazın gazlaştırılarak Kuzey iletim hatlarından, yer altı depolama sistemlerinde bulunan gazın Güney iletim hatlarında basınçlandırma tesisine akışı sağlanmıştır. Talep edilen debi ve basıncın karşılanması ve kesintisiz gaz arzının sağlıklı bir şekilde sağlandığı görülmüştür. Tasarımda dikkate alınan her senaryo arz ve talep noktalarında yaşanan olumlu veya olumsuz koşullara göre, gaz akışında sürekliliğin sağlanması hedeflenmiştir.

Standart bu borulama sistemi için kullanılan boru ve ekipmanlar için eşdeğer basınç kayıpları verilmiştir. Bu kayıplara bağlı olarak standart bir kolektör analizi SolidWorks Flow Simulation yazılımı kullanılarak analiz edilmiştir. Elde edilen hız, basınç ve sıcaklık değerleri uygulamada kabul edilebilir seviyelerde olduğu ortaya konulmuştur. Çalışmanın temel konusunu oluşturan daha fonksiyonel bir borulama ve kolektör tasarımı yapılarak, aynı analizler bu sistem için de yapılmıştır. Bu tasarım sayesinde yüksek basınç hattından düşük basınç hattına gibi tek yönlü standart uygulamadan aksine ihtiyaç duyulan basınç ve debide çok yönlü ve değişken akış koşulları oluşturulmuştur. Ülkenin veya bölgenin merkezine kurulacak böyle bir istasyon sayesinde her yönde (Doğu, Batı, Kuzey, Güney) doğalgaz arzı sağlanmasını mümkün kılan bir sistem ortaya çıkmıştır. Sistemin verimli bir şekilde çalışması için gerekli basınç, hız ve sıcaklık parametreleri her akış koşulu için ayrı ayrı hesaplanarak uygunluğu kontrol edilmiştir. Örneğin, Doğu yönünden istasyona giren doğalgaz güney ve batı yönlerine talep edilen akış koşullarına sevk edilebilmektedir. Bu durumlar için eşdeğer basınç oranlarına göre basınç kayıpları MATLAB yazılımı ile hesaplanarak farklı akış ve ortam koşullarındaki sonuçları gösterilmiştir. Ortam ve akış koşulları için belirlenen basınç, hız ve sıcaklık değerleri Türkiye koşullarındaki en üst ve en alt limitleri kapsamaktadır. Ayrıca doğalgaz ana iletim hatları için belirlenen maksimum hız değerlerinin mevcut basınç koşullarına uygunluğu belirtilmiştir. Borulama ve kolektör sistemi için uygulamadaki standart yalıtımlı ve yalıtımsız koşullar dikkate alınarak toplam ısı kayıpları hesaplanmıştır. Belirlenen koşullar için ısı kayıplarının çıkış sıcaklığı ve basınç kayıplarına önemli bir etkisinin olmadığı sonucuna varılmıştır. Talep koşullarına göre doğalgazın ısıtılması veya soğutulması bu hesaplara bağlı olarak değerlendirilmesi mümkün olmaktadır. Tüm alternatif akış koşulları için yapılan hesaplamalar, SolidWorks yazılımı kullanılarak tasarımsal olarak ortaya konmuştur. Ayrıca, Flow Simulation eklenti uygulaması sayesinde boru içi akış koşullarının değişimi gösterilmiştir. Böylece, akışın hangi bölgesinde basınç, hız ve sıcaklık parametrelerinin daha etkin olduğu belirlenmiştir. Yapılan bu tasarım ve analizler sonucunda Türkiye özelinde merkezi bir doğalgaz istasyonu ortaya konmuş olmakla birlikte benzer ihtiyaçlardaki bölgeler için istasyon borulama ve kolektör modeli ortaya konmuştur.

KAYNAKLAR

Akbulut U., 2016. Exergy, exergoenvironmental and exergoeconomic evaluation of a heat pump-integrated wall heating system. *Energy*, pp. 502-522..

Alves Felipe da Silva Andre Luiz Hemerly, 2016. *Multi-objective design optimization of natural gas transmission networks*. Rio de Janeiro: Elsevier.

Anon., 2011. Simulation model for natural gas transmission pipeline network system,. *Simulation Modelling Practice and Theory*, 19(1), pp. 196-212.

Aytaş, E. N., 2014. *Doğalgaz Basınç Düşürme İstasyonlarında Gaz Genleşme Motoru Kullanılarak Elektrik Enerjisi Üretilmesi*. İstanbul: Yüksek Lisans Tezi.

Baumann, R. L., 2017. *CompressibilityFactorCharts*.
<http://demonstrations.wolfram.com/CompressibilityFactorCharts/>

Beyri, V., 2009. *Körfez Ülkeleri Doğalgaz Rezervlerinin Bölge ve Dünya Ekonomisi Üzerindeki Etkileri*. İstanbul: Yüksek Lisans Tezi.

Bilsen, B., 2007. http://besergil.cbu.edu.tr/dogal_gaz.pdf.
http://besergil.cbu.edu.tr/hampetrolden_petrokimyasallara

BOTAŞ, 2019. *BOTAŞ Sözlük*.
<https://www.botas.gov.tr/uploads/dosyaYoneticisi/12864-botas-sozluk-2-agustos.pdf>

BOTAŞ, 2020. *Faaliyet Raporu*, Ankara: BOTAŞ.

BP, E. O. 2. e., 2019. *Natural gas grows strongly, with broad-based demand low-cost supplies and increasing global availability*, s.l.: BP Energy Outlook 2019 edition.

Branchini, L., 2019. *Feasibility of ORC application in natural gas compressor stations*. Bologna: Elsevier.

Bülbül Mustafa Oğuzcan, 2007. *Doğalgaz Piyasasında Rekabet*. Ankara: Rekabet Kurumu.

Colebrook C.F., 1939. Turbulent flow in pipes with particular reference to the transition region between the smooth and rough pipe laws. *Journal of the Institution of Civil Engineers*, pp. 133-156.

Çengel, Y. A. a. M. A. B., 2011. *Thermodynamics*:. 7th ed. dü. New York: s.n.

Dahl, J., 2007. *Wikimedia Commons*.
https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Jet_engine_turkish.svg

Edgar, T. F., 1978. *Optimal Design of Gas Transmission Networks*. New Orleans: Society of Petroleum Engineers Journal.

- El-Shiekh, T. M., 2013. *The Optimal Design of Natural Gas Transmission Pipelines*. Cairo: Taylor & Francis.
- EPDK, 2021. *2021 Yılı Doğal Gaz Piyasası Sektör Raporu*, s.l.: s.n.
- EPDK, E. P. D. K., 2012. *Doğal Gaz Piyasası 2011 Yılı Sektör Raporu*, Ankara: EPDK.
- Erdoğan, E., 2010. Natural gas demand in Turkey. *Elsevier Applied Energy*, 87(1), pp. 211-219.
- Forain, 2022. <https://tr.forain.net/products/filtreleme-ve-ayrıştırma/separator-filtreler>
- G.Egbe, J. & Takim, S., 2016. *Design Approach for Trans –Sahara Gas Pipeline Transmission*. Nijerya: Ijoer.
- Gazbir, 2020. *2020 Yılı Doğal Gaz Dağıtım Sektör Raporu*, İstanbul: Gazbir.
- GPSA, C., 2004. *Typical centrifugal compressor cutaway*,. s.l.:Courtesy GPSA.
- Hendryxa, M. L. J., 2020. *Natural gas pipeline compressor stations: VOC emissions and mortality rates*. İndiana: Elsevier.
- Kanoglu M. Cengel Y.A Dincer I., 2012. *Efficiency Evaluation of Energy Systems*. Springer.
- Kouba, G., 2003. Gas-liquid cylindrical cyclone (GLCC) compact separators for wet gas applications.. *Journal of Energy Resources Technology*, 125(1), pp. 43-50.
- Kurvalf, 2022. www.kurvalf.com.tr.
Available at: <https://kurvalf.com/tr/urunler/kuresel-vanalar/flansli-kuresel-vana/>
- Kurz, R., 2019. *Optimization of compressor stations*. San Diego: GPPS Journal.
- MEB, 2013. *Kimya Teknolojisi, Proseste Akış ve Seviye*. Ankara: MEM.
- Menon, E. S., 2005. *Gas Pipeline Hydraulics*. USA: Taylor & Francis Group.
- Menon, E. S., 2015. *Transmission Pipeline Calculations and Simulations Manual*. USA: Elsevier.
- Mokhatab, S. A. P. W., 2007. *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing (Fourth Editions)*. UK: Elsevier.
- Ohanian S. Kurz, 2001. Series or Parallel Arrangement in a Two-Unit Compressor Station. *Transasme Jeng GT and Power*.
- Okay, O., 2019. *Endüstriyel Bir Doğal Gaz Kompresör İstasyonu İçin SCADA Sisteminin Geliştirilmesi*. Kahramanmaraş: Yüksek Lisans Tezi.

- Okoro, E. E., 2018. Estimation of Flow Capacity in Pipelines Based on the Intrinsic Variation of the Volumetric Properties of the Natural Gas Mixture. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*.
- Osiadacz A.J., 1987. *Simulation and Analysis of Gas Networks*, Houston: Petroleum and Petrochemical Engineering Journal.
- Önder, K., 2019. *Enerji Kaynağı Olarak Doğalgaz Kullanımı ve Doğalgaz Kullanımına Yönelik Depolama Sistemlerinin İncelenmesi*. İstanbul: Yüksek Lisans Tezi.
- Öztürk, M. Y. Y. O. N., 2011. A bridge between east and west: Turkey's natural gas policy. *Renew Sustain Energy Rev*, pp. 86-94.
- Pala, C., 2003. 21. yy Dünya Enerji Dengesinde Petrol ve Doğalgazın Yeri ve Önemi. *Uluslararası Stratejik Araştırmalar Dergisi*, 9(1), p. 13.
- Pamir, N., 2007. Enerji Arz Güvenliği ve Türkiye. *Stratejik Analiz Dergisi*, 7(83), p. 14.
- PETGAZ, 1995. Doğalgaz'ın Teknik Özellikleri. *Doğalgaz, Petrol ve Teknoloji Dergisi*, p. 8.
- Realpars, 2022. <https://realpars.com/ultrasonic-flow-meter/>
- Sanchez, C. B. & Dag Haugland, C., 2011. Optimization methods for pipeline transportation of natural gas with variable specific gravity and compressibility. *Springer*.
- Sevilgen S. H., 2002. *Enerji Üretim Sistemlerinin Ekserjoekonomik Analiz*. İstanbul: Yüksek Lisans Tezi.
- Silva, P. & Aldo, B., 2017. *Trigenerative solution for natural gas compressor stations*. Milano: Elsevier.
- Standing Marshall Katz Donald L., 1942. Density of Natural Gases. *One Petro*, pp. 140-149.
- Standing, M. K. D. L., 1942. Density of Natural Gases. *Onepetro*, pp. 140-149.
- Suppliers, P. İ., 2022. <https://www.api5lx.com/api5lx-grades/>
<https://www.api5lx.com/api5lx-grades/>
- Suyapi, 2022. www.suyapi.com.tr
<https://www.suyapi.com.tr/tr/18252/TANAP-Trans-Anadolu-Dogal-Gaz-Boru-Hatti-Projesi>
- Tavakkoli, S. O. R. L., 2016. *Systems-Level Analysis of Waste Heat Recovery Opportunities from Natural Gas Compressor Stations in the United States*. Pennsylvania: ACS Sustainable Chemistry and Engineering.
- TML, 2003. <https://www.tml.com.tr/prj-gas-compressor-station-i63-c13.html>

TMMOB, 2008. *Türkiye'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi Raporu*, ANKARA: MMO.

ToolBox, T. E., 2022. https://www.engineeringtoolbox.com/methane-d_1420.html

Türkel, V., 2012. *Doğalgaz Dağıtımında Tasarım İmalat ve Yönetim*. 2.Baskı dü. İstanbul.: İGDAŞ yayınları.

Üster, H. & Dilaveroğlu, Ş., 2014. Optimization for design and operation of natural gas transmission. *Applied Energy*, Cilt 133, pp. 56-69.

Wiley, J., 1989. *Hydraulics of Pipelines, Typical check valves*. New York: Tullis, J.P.,.

Winrow, G., 2011. Turkey: An Emerging Energy Transit State and Possible Energy. *The International Spectator*, 3(46), pp. 79-91.

Wong PJ, L. R., 1968. Optimization of tree structured natural gas transmission. *Journal of Mathematical Analysis and Applications*, p. 613–26.

www.instrumentationtools.com, 2022. <https://instrumentationtools.com/gas-flow-formulas/>

Yamankaradeniz N. Sahmerdan O., 2021. Energy Exergy Analysis of a Geothermal Htg. Sys. *Bursa Uludağ University Journal of The Faculty of Engineering*, pp. Vol. 26, No. 3.

Yayla, P., 1996. Gelineen Dünya ile Beraber Doğalgazın Dünü, Bugünü ve Yarını. *Doğalgaz Dergisi*, Issue 47, p. 3.

Yılmaz, N. F. D. Y., 2006. Doğal Gaz Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonları. *Tesisat Mühendisliği*, Issue 93, pp. 20-28.

Yılmazoğlu M. Z. Ehsan Amirabedin, 2010. Gaz Türbini Tahrikli Bir Doğalgaz Basınçlandırma İstasyonunda Ortam ve Yakıt Koşullarının Sisteme Etkisinin Duyarlılık Analizi. *Tubav Bilim Dergisi*, 3(5), pp. 298-305.

Yürekli, E., 2019. *Doğalgaz Boru Hattı Sistemi Tasarımı İçin Grafikselleştirilmiş Kullanıcı Arayüzü Simülasyon Programı Geliştirilmesi*. Ankara: Yüksek Lisans Tezi.

Zagarola M.V., 1996. *Mean Flow Scaling of Turbulent Pipe Flow*. Princeton: Elsevier.

EKLER

Ek 1. MATLAB Analiz Kodları

```
clc
clear all

% Parametreler Giriliyor

syms P2
E = 0.95;
Q = 24000000.0;
Pb = 101.325;
Tb = [258.0 263.0 268.0 273.0 278.0 283.0 288.0 293.0 298.0 303.0 308.0
313.0];
P1 = 4053.0;
dede = P1;
G = 0.6;
Tf = 288.0;
Le = 0.688;
Z = 0.8;
s = 0.0;
D = 874.4;
k = 0.;

% Delta P ve P2 hesaplanıyor

for i=1:12
eqn=Q==3.7435e-3*E*(Tb(i)/Pb)*((P1^2-
exp(1)^s*P2^2)/(G*Tf*Le*Z))^0.5*D^2.667;

sol=solve(eqn,P2);

res(i)=abs(double(sol(1)));

DeltaP(i) = ceil(P1 - res(i));
birincip2(i) = ceil(dede - DeltaP(i));

end
birincip2
DeltaP

% Parametreler Güncelleniyor

Le = 0.289;
Tf = 318.0;

% DeltaP2 ve P2 yeniden hesaplanıyor

for i=1:12
P1 = birincip2(i)*1.5;
eqn2=Q==3.7435e-3*E*(Tb(i)/Pb)*((P1^2-
exp(1)^s*P2^2)/(G*Tf*Le*Z))^0.5*D^2.667;

sol2=solve(eqn2,P2);

res2(i)=abs(double(sol2(1)));
```

```

DeltaP2(i) = ceil(P1 - res2(i));
ikincip2(i) = ceil(P1 - DeltaP2(i) );
sistemkayip(i) = 6080 - ikincip2(i);
end
ikincip2
DeltaP2
sistemkayip

% Grafikler çizdiriliyor

plot(Tb,DeltaP,'b-*')
set(gca,'xtick',[])
set(gca, 'YGrid', 'on')
set(gca, 'ytick', [0:5:100])
set(gca, 'xtick', [258:5:318])
ylabel('?P (kPa)')
xlabel('Sıcaklık (K)')

title('DİP ORTAM SICAKLIĞINA GÖRE BASINÇ KAYIPLARI ANALİZİ ALTERNATİF
2.2')

hold on
grid on
plot(Tb,DeltaP2,'red*-')

set(gca, 'YGrid', 'on')
hold on
grid on
plot(Tb,sistemkayip,'k*-')
set(gca, 'YGrid', 'on')

legend('Giris DeltaP','Çıkış DeltaP2','Toplam Sistem Basınç Kaybı')

syms P2
E = 0.95;
Q = 24000000.0;
Pb = 101.325;
Tb = [258.0 263.0 268.0 273.0 278.0 283.0 288.0 293.0 298.0 303.0 308.0
313.0];
P1 = 4560.0;
dede = P1;
G = 0.6;
Tf = 288.0;
Le = 0.66;
Z = 0.8;
s = 0.0;
D = 874.4;
k = 0.;

% Delta P ve P2 hesaplanıyor

for i=1:12
eqn=Q==3.7435e-3*E*(Tb(i)/Pb)*((P1^2-
exp(1)^s*P2^2)/(G*Tf*Le*Z))^0.5*D^2.667;

sol=solve(eqn,P2);

res(i)=abs(double(sol(1)));

```

```

DeltaP(i) = ceil(P1 - res(i));
birincip2(i) = ceil(dede - DeltaP(i));

end
birincip2
DeltaP

% Parametreler Güncelleniyor

Le = 0.289;
Tf = 318.0;

% DeltaP2 ve P2 yeniden hesaplanıyor

for i=1:12
P1 = birincip2(i)*1.5;
eqn2=Q==3.7435e-3*E*(Tb(i)/Pb)*((P1^2-
exp(1)^s*P2^2)/(G*Tf*Le*Z))^0.5*D^2.667;

sol2=solve(eqn2,P2);

res2(i)=abs(double(sol2(1)));
DeltaP2(i) = ceil(P1 - res2(i));
ikincip2(i) = ceil(P1 - DeltaP2(i) );
sistemkayip(i) = 6840 - ikincip2(i);
end
ikincip2
DeltaP2
sistemkayip

% Grafikler çizdiriliyor

plot(Tb,DeltaP,'b-*')
set(gca,'xtick',[])
set(gca,'YGrid','on')
set(gca,'ytick',[0:5:100])
set(gca,'xtick',[258:5:318])
ylabel('?P (kPa)')
xlabel('Sıcaklık (K)')

hold on
grid on
plot(Tb,DeltaP2,'red*~')

set(gca,'YGrid','on')
hold on
grid on
plot(Tb,sistemkayip,'k*~')
set(gca,'YGrid','on')

legend('Giris DeltaP','Çıkış DeltaP2','Toplam Sistem Basıncı Kaybı')

syms P2
E = 0.95;
Q = 24000000.0;
Pb = 101.325;

```



```

Tb = [258.0 263.0 268.0 273.0 278.0 283.0 288.0 293.0 298.0 303.0 308.0
313.0];
P1 = 5066.0;
dede = P1;
G = 0.6;
Tf = 288.0;
Le = 0.66;
Z = 0.8;
s = 0.0;
D = 874.4;
k = 0.;

% Delta P ve P2 hesaplanıyor

for i=1:12
eqn=Q==3.7435e-3*E*(Tb(i)/Pb)*((P1^2-
exp(1)^s*P2^2)/(G*Tf*Le*Z))^0.5*D^2.667;

sol=solve(eqn,P2);

res(i)=abs(double(sol(1)));

DeltaP(i) = ceil(P1 - res(i));
birincip2(i) = ceil(dede - DeltaP(i));

end
birincip2
DeltaP

% Parametreler Güncelleniyor

Le = 0.289;
Tf = 318.0;

% DeltaP2 ve P2 yeniden hesaplanıyor

for i=1:12
P1 = birincip2(i)*1.5;
eqn2=Q==3.7435e-3*E*(Tb(i)/Pb)*((P1^2-
exp(1)^s*P2^2)/(G*Tf*Le*Z))^0.5*D^2.667;

sol2=solve(eqn2,P2);

res2(i)=abs(double(sol2(1)));
DeltaP2(i) = ceil(P1 - res2(i));
ikincip2(i) = ceil(P1 - DeltaP2(i) );
sistemkayip(i) = 7600 - ikincip2(i);
end
ikincip2
DeltaP2
sistemkayip

% Grafikler çizdiriliyor

plot(Tb,DeltaP,'b-*')
set(gca,'xtick',[])
set(gca,'YGrid','on')
set(gca,'ytick',[0:5:100])

```

```
set(gca, 'xtick', [258:5:318])
ylabel('?P (kPa)')
xlabel('Sýcaklýk (K)')

hold on
grid on
plot(Tb,DeltaP2,'red*-')

set(gca, 'YGrid', 'on')
hold on
grid on
plot(Tb,sistemkayip,'k*-')
set(gca, 'YGrid', 'on')

legend('Giriş Hattý Basýnç Kaybý','Çýkýp Hattý Basýnç Kaybý','Toplam
Sistem Basýnç Kaybý')
```



ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Adı Soyadı ERSİN GÖK
Uyruğu T.C. Diğer:



Eğitim Bilgileri

Lisans

Üniversite SELÇUK ÜNİVERSİTESİ
Fakülte MÜHENDİSLİK VE MİMARLIK FAKÜLTESİ
Bölümü MAKİNA MÜHENDİSLİĞİ
Mezuniyet Yılı 2010

Yüksek Lisans

Üniversite KIRŞEHİR AHI EVRAN ÜNİVERSİTESİ
Enstitü Adı FEN BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
Anabilim Dalı İLERİ TEKNOLOJİLER
Programı İLERİ TEKNOLOJİLER
Mezuniyet Tarihi -

Doktora

Üniversite
Enstitü Adı
Anabilim Dalı
Programı Program Adı
Mezuniyet Tarihi

Makale ve Bildiriler