

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**YER ALTI KÖMÜR GAZLAŞTIRMA PROSESİ : DENGİ MODELİ VE
EKONOMİK ANALİZ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tuba BUDAK

Kimya Mühendisliği Anabilim Dalı

Kimya Mühendisliği Programı

EYLÜL 2014

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**YER ALTI KÖMÜR GAZLAŞTIRMA PROSESİ : DENGİ MODELİ VE
EKONOMİK ANALİZ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

**Tuba BUDAK
506111023**

Kimya Mühendisliğı Anabilim Dalı

Kimya Mühendisliğı Programı

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Hasancan OKUTAN

EYLÜL 2014

İTÜ, Fen Bilimleri Enstitüsü'nün 506111023 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Tuba BUDAK**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**YER ALTI KÖMÜR GAZLAŞTIRMA PROSESİ: DENGİ MODELİ VE EKONOMİK ANALİZİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

Tez Danışmanı : **Prof. Dr. Hasancan OKUTAN**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Jüri Üyeleri : **Prof. Dr. Hüsnü ATAKÜL**
İstanbul Teknik Üniversitesi

Prof. Dr. Mesut GÜR
İstanbul Teknik Üniversitesi

Teslim Tarihi : **03 Eylül 2014**
Savunma Tarihi : **30 Eylül 2014**

Anneme ve ağabeyime,

ÖNSÖZ

Bu yüksek lisans tez çalışmasında, yer altı kömür gazlaştırma prosesinin Türk kömür yataklarında uygulanabilirliği MATLAB programında yazılan bir algoritma yardımıyla incelenmiştir. 100 MW'lık bir IGCC tesisi temel alınarak yer altı kömür gazlaştırma prosesi için seçilen kömür yataklarında gazlaştırma prosesinin maliyet analizleri yapılmıştır.

Bu yüksek lisans çalışmasını yöneten, yönlendiren, değerli görüş ve eleştirileri ile tez çalışmalarımı destekleyen çok değerli danışman hocam Sn. Prof. Dr. Hasancan OKUTAN'a teşekkürlerimi bir borç bilirim.

Tüm hayatım boyunca her daim yanımda olan, bugünlere gelmemde benden maddi ve manevi desteklerini hiçbir zaman esirgemeyen çok kıymetli AİLEME en derin duygularıyla teşekkür eder, şükranlarımı sunarım.

Eylül 2014

Tuba Budak
(Kimya Mühendisi)

İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER	ix
KISALTMALAR.....	xi
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xiii
ŞEKİL LİSTESİ.....	xv
ÖZET.....	xvii
SUMMARY	xxi
1. GİRİŞ ve AMAÇ	1
2. YER ALTI KÖMÜR GAZLAŞTIRMA PROSESİ	3
2.1 Yer Altı Kömür Gazlaştırma Prosesinin Tarihi Gelişimi.....	3
2.2 Yer Altı Kömür Gazlaştırma Prosesi.....	8
2.3 Kömür Yatağının Ön Hazırlık İşlemi	10
2.3.1 Geri yakma	11
2.3.2 İleri yakma	11
2.3.3 Bağlantılı düşey kuyular prosesi (ELW).....	11
2.3.4 Kontrollü olarak hareket ettirilen ateşleme noktası prosesi (CRIP)	13
2.4 Yer Altı Kömür Gazlaştırma Prosesinde Gazlaştırma Oyuğunun Büyümesi ..	14
2.5 Yer Altı Kömür Gazlaştırma Teknolojisi için Yer Seçimi.....	16
2.6 Yer Altı Kömür Gazlaştırma Prosesinin Üstünlükleri ve Sakıncaları.....	20
2.7 Sentez Gazının Kullanım Alanları	23
2.7.1 Kimyasal üretimi.....	24
2.7.2 Sentetik yakıt üretimi	24
2.7.3 Elektrik enerjisi üretimi	25
2.7.3.1 Birleşik gazlaştırma kombine çevrim santrali (IGCC).....	25
3. YER ALTI KÖMÜR GAZLAŞTIRMA PROSESİNİN MODELLENMESİ	27
3.1 Denge Modeli	27
3.2 Denge Modelinin MATLAB Simülasyonu	30
3.2.1 MATLAB simülasyonu için matematiksel modelin kurulması	32
3.3 Denge Modelinin MATLAB Simülasyon Sonuçları	36
3.3.1 Havanın oksijen içeriğinin sentez gazına etkisi	36
3.3.2 Su buharı / hava oranının sentez gazına etkisi	39
3.3.3 Basıncın sentez gazına etkisi.....	42
3.3.4 Kömürün elementel ve tam analizinin sentez gazına etkisi	45
4. YER ALTI KÖMÜR GAZLAŞTIRMA TEKNOLOJİSİNİN EKONOMİK ANALİZİ.....	51
4.1 Temel Maliyet Verileri.....	58
4.2 Üretim Maliyetleri.....	58
5. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	63
KAYNAKLAR	65
EKLER.....	71
ÖZGEÇMİŞ.....	95

KISALTMALAR

IGCC	: Birleştirilmiş Gazlaştırma Kombine Çevrimi
UCG	: Yer Altı Kömür Gazlaştırma
MATLAB	: Bilgisayar Programı (Matrix Laboratuvarı)
Chemcad	: Kimya mühendisleri tarafından kullanılan bir CAD programı
MEA	: Monoetanolamin
CRIP	: Kontrollü Olarak Hareket Ettirilen Ateşleme Noktası
ELW	: Bağlantılı Düşey Kuyular
LLNL	: Lawrence Livermore National Laboratory
P_0	: Gazlaştırma Bölgesindeki Basınç
P_H	: Kömür Yatağındaki Su Tabakasının Hidrostatik Basıncı
PFBC	: Basınçlı Akışkan Yatakta Yakma Prosesi
NG CC	: Doğal Gazlı Kombine Çevrim Santrali
Super PF	: Süperkritik ortamda Pülverize Yakıt
ASU	: Hava Ayrıştırma Ünitesi
AGR	: Asit Gazı Temizleme Ünitesi

ÇİZELGE LİSTESİ

Sayfa

Çizelge 2.1: Yer altı gazlaştırma prosesinin tarihi gelişimi.....	7
Çizelge 3.1: (3.31) nolu denklemin katsayıları.....	33
Çizelge 3.2: Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme kömürünün elementel ve tam analizi..	34
Çizelge 3.3: Su Buharı/ Hava oranının sentez gazı bileşimine ve ısıl değerine etkisi	42
Çizelge 3.4: Farklı kömür yataklarının elementel ve tam analiz sonuçları	46
Çizelge 4.1: IGCC santrallerindeki enerji üretim ve tüketim miktarları	53
Çizelge 4.2: Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme kömür yatağında kurulacak 100 MW'lık IGCC simülasyonunda üretilen ve tüketilen enerji miktarları	54
Çizelge 4.3: 100 MW'lık IGCC simülasyonunda kullanılan sentez gazının bileşimi ve ısıl değeri	54
Çizelge 4.4: Sentez gazı üretiminde kullanılan proses girdilerinin miktarları	55
Çizelge 4.5: Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme 100 MW'lık IGCC santrali için sentez gazı maliyet analizi	59
Çizelge 4.6: Farklı kömür yataklarında ve farklı proseslerde sentez gazı üretim maliyeti.....	61
Çizelge C.1: $P=1$ atm, $v=0$, $ra=0,21$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	75
Çizelge C.2: $P=1$ atm, $v=0$, $ra=0,4$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	75
Çizelge C.3: $P=1$ atm, $v=0$, $ra=0,6$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	76
Çizelge C.4: $P=1$ atm, $v=0$, $ra=0,8$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	76
Çizelge C.5: $P=1$ atm, $v=0$, $ra=1$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	77
Çizelge C.6: $P=1$ atm, $v=0,1$, $ra=0,21$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	77
Çizelge C.7: $P=1$ atm, $v=0,2$, $ra=0,21$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	78
Çizelge C.8: $P=1$ atm, $v=0,3$, $ra=0,21$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	78
Çizelge C.9: $P=1$ atm, $v=0,4$, $ra=0,21$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	79
Çizelge C.10: $P=1$ atm, $v=0,5$, $ra=0,21$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	79
Çizelge C.11: $P=1$ atm, $v=0,1$, $ra=1$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	80
Çizelge C.12: $P=1$ atm, $v=0,2$, $ra=1$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısıl değerine etkisi.....	80
Çizelge C.13: $P=1$ atm, $v=0,3$, $ra=1$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine	

ve ısı değeri etkisi.....	81
Çizelge C.14: $P=1$ atm, $v=0,4$, $r_a=1$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısı değeri etkisi.....	81
Çizelge C.15: $P=1$ atm, $v=0,5$, $r_a=1$ Proses koşullarının sentez gazının bileşimine ve ısı değeri etkisi.....	82

ŞEKİL LİSTESİ

Sayfa

Şekil 2.1: Betts tarafından önerilen yer altı gazlaştırma şeması	3
Şekil 2.2: Angren yer altı kömür gazlaştırma tesisi	4
Şekil 2.3: Dünya çapındaki UCG testlerinin dağılımını ve jeolojik karbon depolanması için potansiyeli gösteren harita.....	7
Şekil 2.4: Yer altı kömür gazlaştırma prosesi.....	8
Şekil 2.5: Gazlaştırma kanalının farklı bölgeleri	9
Şekil 2.6: Yer altı kömür gazlaştırma prosenin farklı bölgelerinde sıcaklık profili ..	9
Şekil 2.7: Bağlantılı düşey kuyular prosesi	12
Şekil 2.8: CRIP metodu	13
Şekil 2.9: CRIP ve ELW metodlarında oluşan gazlaştırma oyuğu	13
Şekil 2.10: ELW ve CRIP proseslerinin sondaj düzenleri	14
Şekil 2.11: Gazlaştırma oyuğunun büyümesi	14
Şekil 2.12: Gazlaştırma oyuğunun son haliyle uzunluğu, genişliği ve yüksekliği	15
Şekil 2.13: Yatak kalınlığının sentez gazının ısıl değerine etkisi.....	18
Şekil 2.14: Yer altı kömür gazlaştırmada kullanılan kömür yataklarının özellikleri.....	19
Şekil 2.15: Oyuklarda meydana gelen çökme esnasındaki aşamalar.....	21
Şekil 2.16: Yer altındaki gazlaştırma kanalı ile su tabakasının basınçları.....	22
Şekil 2.17: Konvansiyonel fosil yakıtlı güç santrallerinin emisyonları.....	23
Şekil 2.18: Sentez gazının kullanım alanları.....	23
Şekil 2.19: IGCC güç tesisinin blok diyagramı	25
Şekil 3.1: Yer altı kömür gazlaştırma prosenin denge modeli.....	28
Şekil 3.2: %21 Oksijen içerikli havanın miktarının sentez gazının bileşimine etkisi.....	37
Şekil 3.3: %21 Oksijen içerikli havanın miktarının sentez gazının ısıl değerine etkisi.....	37
Şekil 3.4: Oksijenle zenginleştirilmiş havanın sentez gazı bileşimine etkisi.....	38
Şekil 3.5: Oksijenle zenginleştirilmiş havanın sentez gazı bileşimine etkisi.....	38
Şekil 3.6 : Oksijenle zenginleştirilmiş havanın sentez gazı ısıl değerine etkisi.....	39
Şekil 3.7: Su Buharı/ Hava oranının sentez gazı bileşimine ve ısıl değerine etkisi...	40
Şekil 3.8: Su Buharı/ Hava oranının sentez gazı bileşimine etkisi	41
Şekil 3.9: Hava ortamında basıncın sentez gazı bileşimine etkisi.....	42
Şekil 3.10: Hava ortamında basıncın sentez gazı ısıl değerine.....	43
Şekil 3.11: Saf oksijen ortamında basıncın sentez gazı bileşimine etkisi.....	44
Şekil 3.12: Saf oksijen ortamında basıncın sentez gazı ısıl değerine etkisi.....	44
Şekil 3.13: Saf oksijen ve su buharı ortamında basıncın sentez gazı bileşimine etkisi.....	45
Şekil 3.14: Saf oksijen ve su buharı ortamında basıncın sentez gazı ısıl değerine etkisi.....	45

Şekil 3.15: Farklı kömür yataklarının analizleri (a) Elementel analiz (b) Tam analiz.....	47
Şekil 3.16: Farklı kömür yataklarının sentez gazı bileşimine etkisi.....	47
Şekil 3.17: Farklı kömür yataklarının sentez gazı ısıl değerine etkisi.....	48
Şekil 3.18: Saf oksijen ortamında farklı kömür yataklarının sentez gazı bileşimine etkisi.....	48
Şekil 3.19: Saf oksijen ortamında farklı kömür yataklarının sentez gazı ısıl değerine etkisi.....	48
Şekil 4.1: IGCC (Kombine Çevrim) güç santralının CHEMCAD simülasyonu.....	52
Şekil 4.2: CRIP metodunda 1 yatay ve 1 dikey sondaj kullanımı.....	56
Şekil 4.3: Gazlaştırma oyuğunun şekli	56
Şekil 4.4: CRIP modülünün yukarıdan görünüşü.....	57
Şekil C.1: Havadaki oksijen oranının sentez gazı bileşimine etkisi.....	83
Şekil C.2: Havadaki oksijen oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi.....	84
Şekil C.3: Havada ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi.....	86
Şekil C.4: Havada ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi.....	88
Şekil C.5: Saf oksijen ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı bileşimine etkisi.....	89
Şekil C.6: Saf oksijen ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi.....	91

YER ALTI KÖMÜR GAZLAŞTIRMA PROSESİ: DENGİ MODELİ VE EKONOMİK ANALİZ

ÖZET

Türkiye enerji ihtiyacını doğalgaz, petrol ve kömür gibi fosil yakıtlardan karşılamaktadır. Enerji ihtiyacının her geçen gün artması, doğal gaz ve petrol fiyatlarındaki artış Türkiye'nin alternatif kaynaklara yönelmesine neden olmaktadır. Bu kaynakların başında Türkiye'de ilk akla gelen kömürdür. Türkiye'nin diğer fosil yakıtlara kıyasla oldukça geniş (12,5 milyar ton) kömür rezervleri bulunmasına rağmen bu yatakların büyük bölümü düşük kalorifik değerli olup, klasik madencilik yöntemleri ile çıkarılması ekonomik değildir. Kömür yataklarının verimli bir şekilde kullanılabilmesi için en uygun yöntemlerden biri yer altı kömür gazlaştırmasıdır.

Yer altı kömür gazlaştırma teknolojisi, jeolojik koşullar nedeniyle klasik madencilik yöntemleri ile çıkartılması zor olan ya da mümkün olmayan, düşük kalorifik değerli kömür yataklarında yapılan bir gazlaştırma prosesidir. Yer altı kömür gazlaştırma prosesi yer altındaki kömürün oksijen/ su buharı (hava, oksijence zenginleştirilmiş hava, oksijen/ su buharı) kullanılarak ürün gazına (sentez gazı) dönüştürülmesidir. Burada kömür yatağı bir kimyasal reaktör gibi hareket ederek kömürün bulunduğu yerde gazlaşmasını sağlamaktadır. Bu proseste kömür, su buharı ve oksijenin biraraya getirilmesi sonucunda içeriğinde CH_4 , CO_2 , H_2 , H_2O ve CO bulunan sentez gazı üretilmektedir.

Yer altında kömürün gazlaştırılması sonucu üretilen sentez gazı kuyular vasıtasıyla kömür yatağından alınarak, son ürünü oluşturmak amacıyla kullanılır. Sentez gazı ile üretilen son ürünler, elektrik enerjisi, sıvı yakıtlar ve kimyasal maddelerdir. Yer altı kömür gazlaştırma teknolojisi, elektrik üretimi ya da sıvı yakıt üretimi amacıyla kullanıldığında kömürün kullanımından kaynaklı meydana gelen çevresel etkileri de azaltmaktadır. Ayrıca sentez gazından karbondioksitin ayrıştırılması, maliyet açısından fosil yakıtlarda uygulanan karbon yakalama teknolojilerinden daha etkilidir.

Yer altı kömür gazlaştırma teknolojisinin klasik madencilik ve yüzey gazlaştırma proseslerine göre pek çok avantajları bulunmaktadır. Bu teknoloji, gazlaştırma reaktörü, kömürün taşınması ve depolanması gibi bir takım özel işlemlere gereksinim duymadığı için yatırım maliyeti de oldukça düşüktür. Ayrıca kömürün yer altında gazlaştırılmasında külün yerin altında kalması, klasik madencilığe göre insan gücünün olmayışı ve gürültü kirliliğine neden olmaması gibi pek çok avantaj sayılabilmektedir.

Bu tez kapsamında teknolojik, ekonomik ve çevresel kısıtlamalar dikkate alınarak yer altı kömür gazlaştırma ile birleşik gazlaştırma kombine çevrim santralinin Türkiye'de uygulanabilirliği değerlendirilmiştir. Birleşik gazlaştırma kombine çevrim santrali iki aşamalı prosesden oluşmaktadır. İlk olarak, temizlenen gaz elektrik üretimi için gaz türbinine beslenir, gaz türbininden çıkan atık gazdan buhar türbini için su buharı üretilir.

Tezin ikinci bölümünde yer altı gazlaştırma teknolojisinin tarihi gelişimi ve birkaç ülkeden elde edilen tecrübeler özetlenmiştir. Bu bölüm yer altı kömür gazlaştırma uygulamaları için bölge seçimini de içermektedir. Bölge seçimi kapsamında, kömürün sınıfı, kompozisyonu, kömürün geçirgenliği, kömür yatağının kalınlığı, derinliği ve eğimi dikkate alınmıştır.

Yer altı gazlaştırma teknolojisindeki en önemli husus sondaj işlemidir. Sondaj işlemindeki ilk adım enjeksiyon ve ürün kuyularının açılmasıdır. Gazın yatak içerisinde kolayca ilerleyebilmesi için kuyular arasındaki bağlantıların kurulması gerekmektedir. İki adet sondaj tekniği bulunmaktadır. Bu tekniklerden ilki bağlantılı düşey kuyular (ELW) diğeri ise kontrollü olarak hareket ettirilen ateşleme noktası (CRIP) tekniğidir. Tez kapsamında CRIP tekniği kullanılarak ekonomik analiz yapılmıştır.

Üçüncü bölümde yer altı kömür gazlaştırma teknolojisinin kullanılması için Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme kömür yatağında bir çalışma yapılmıştır. Kütle dengesi ve termodinamik denge eşitlikleri kullanılarak, bölgede üretilen sentez gazının bileşenleri ve ısı değeri hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar için denge modeli kullanılmıştır.

Kütle dengesi ve kimyasal reaksiyon denge eşitlikleri oluşturularak, bu eşitlikler için MATLAB ortamında bir algoritma yazılmıştır. Basınç, zenginleştirilmiş oksijen oranı ve su buharı/hava oranı gibi proses parametreleri değiştirilerek, algoritma çözülmüştür. Algoritma sonuçlarına göre, yüksek basınç altında CH_4 ve H_2 konsantrasyonları arttığı için sentez gazının ısı değerinde de bir artış gerçekleşmiştir. Böylece basıncın gazlaştırma prosesi üzerinde pozitif bir etkisinin olduğu tespit edilmiştir.

Gazlaştırma ajanı olarak sadece hava kullanıldığında ise düşük ısı değeri sentez gazı elde edilmiştir. Bu nedenle yüksek ısı değeri sentez gazı üretmek için saf oksijen ya da saf oksijen ve su buharı karışımı kullanılmalıdır.

Ayrıca bu bölümde nem ve sabit karbon içeriği farklı olan üç bölgenin (Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme, Manisa-Soma-Eynez ve Kütahya-Seyitömer-İsaköy) kömürlerinin de analizi yapılarak sentez gazı bileşimleri ve ısı değerleri karşılaştırılmıştır. Yüksek nem içerikli kömürün gazlaştırılması ile düşük ısı değeri fakat H_2 konsantrasyonu yüksek bir sentez gazı elde edilmiştir. Sabit karbon içeriği fazla olan kömür gazlaştırıldığında ise sentez gazının ısı değerinin arttığı gözlenmiştir.

Dördüncü bölümde, Chemcad aracılığıyla 100 MW elektrik üreten bir IGCC sistem tasarlanmıştır. IGCC sistem iki aşamadan oluşur, ilk aşamada sentez gazı soğutulur, iki adet absorpsiyon kolonunda temizlenir. H_2S ve CO_2 'in ayrıştırılması için monoetanolamin (MEA) çözelitisi kullanılır. Temizlenen gaz yanma odasına gönderilerek burada 10 atm basınç altında yüksek sıcaklıkta yanma reaksiyonu tamamlanarak gaz türbinine beslenir. Gaz türbininde elektrik üretimi sonucu çıkan atık gaz, su buharı üretimi için ısı değiştiriciye beslenir. Su buharı buhar türbininde kullanılarak elektrik enerjisi üretilir.

100 MW'lık güç için ihtiyaç duyulan sentez gazı miktarı belirlendikten sonra sondaj, gaz temizleme ve diğer maliyetleri de içeren yer altı kömür gazlaştırma maliyeti

MATLAB programında yazılan bir algoritma ile hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar, farklı proses koşullarında Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme, Kütahya-Seyitömer-İsaköy ve Manisa-Soma-Eynez kömür yatakları için de yapılmıştır.

Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme bölgesinde saf oksijen ortamında ve su buharı/ hava oranı 0,2 olacak şekilde tasarlanan proses koşulunda yapılan analize göre $3744,12 \text{ kcal/m}^3$ ısı değere sahip sentez gazı üretilmiştir. Bu gazın birim ısı değerin maliyeti ise 0,047 \$/Mcal olarak hesaplanmıştır. Doğal gazın fiyatı yaklaşık olarak 0,05 \$/Mcal 'dir.

Bu tez çalışmasında kullanılan denge modeli, Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme kömür yatağından çıkarılan temizlenmiş sentez gazının maliyet açısından doğal gaz ile rekabet edebilecek seviyede olduğunu kanıtlamıştır. Yer altı kömür gazlaştırma prosesinin Türkiye'de uygulanabilirliğinin kanıtlanması açısından bu çalışma kapsamında yapılan analizlerin deneyler ve saha testleri ile doğruluğunun tespit edilmesi gerekmektedir.

UNDERGROUND COAL GASIFICATION PROCESS : EQUILIBRIUM MODEL AND ECONOMIC ANALYSIS

SUMMARY

Energy demand of Turkey has been met by natural gas, oil and coal. Continuously increasing of energy needs, oil and natural gas price leads Turkey to alternative energy supplies. Among these alternative sources of energy, the coal comes to mind. Although Turkey has relatively large reserves of coal (12,5 billion tonnes) compared to the other fossil fuels, these coal reserves have low heating value therefore they are not economically minable by conventional mining techniques. In order to use the current coal reserves efficiently, one of the most suitable techniques is underground coal gasification.

UCG is a gasification process carried on low calorific value, non mined or no minable coal seams due to the geological conditions. UCG process converts coal in situ into product gas (syngas) by using oxygen/ steam mixture (air, enriched air, oxygen/vapor). Here the coal beds react as a chemical reactor, thus gasification process is maintained underground rather than conventional gasification methods. In this process; coal, steam and oxygen are brought together and it has been resulted in synthesis gas included CH_4 , CO_2 , H_2 , H_2O and CO .

The product gas is occurred by in-situ coal gasification is extracted through wells and used as feedstocks to produce end-use products. Potential end-use products include power generation, liquid fuels, and chemical feedstocks. UCG has potential to greatly increase the availability of otherwise unusable coal resources. When utilized for power generation or liquid fuels, UCG can reduce the environmental impacts of utilizing coal. In addition removing carbon dioxide from syngas can be more cost effective than carbon capture for other fossil fuel technologies.

UCG offers many advantages over the conventional mining and gasification process. UCG also reduces the capital investment by eliminating the necessity for specialized coal processing (transport and stock) and gasification reactor. UCG has other advantages such as increased work safety, no surface disposal of ash, low dust and, noise pollution.

This thesis assesses the viability of UCG-IGCC in Turkey, taking into account technological, economic, environmental constraints. The analysis provided in this thesis considers power generation as the primary end-use for UCG. IGCC systems use a two-step process to more effectively convert the energy of the feedstock into power. This is accomplished by recycling heat from a combustion turbine to increase the efficiency of the electrical generating unit. Initially, purified syngas feeds a gas combustion turbine which produces electricity. The system uses the exhaust heat from the gas turbine to produce steam for a steam turbine.

In the second chapter, historical overview of UCG technology and some experiences gained from several countries have been summarized. It considers coal site selection for UCG applications. As part of coal selection, coal rank, coal composition, coal porosity and permeability, coal seam thickness, seam depth and angle.

The most important issue of UCG technology is drilling. The first step in drilling involves the creation of injection and production wells. The connections between the injection and production wells may be required. There is used two methods as a drilling techniques. The one of the these methods is Extended Linked Wells (ELW), and the other method is Continuous Retraction Injection Point (CRIP). Within the scope of this thesis, CRIP method has been used and economic analysis has been made for CRIP.

In the third chapter, Tekirdağ-Malkara-Pirinççesme region is selected for UCG study. The selected region is studied if coal reserves in this region can be utilized by the underground coal gasification technology. For the region, the gas compositions and heating values of syngas produced by the plants established in the region is calculated by using the mass balance and thermodynamic equilibrium equations. Equilibrium model has been performed to estimate the synthesis gas compositions and heating value.

An algorithm that includes the mass balance and chemical reaction (water-gas shift and metanation reactions) equilibrium equations is prepared and this algorithm is formulated by using MATLAB software. This algorithm is solved by using different process parameters such as pressure, enriched oxygen ratio in air and water/air ratio. Regarding the results of algorithm, CH₄ and H₂ concentrations increase in the highest pressure condition and also syngas heating value increases. The pressure positively impacts the performance of coal gasification.

When only air as a gasifying agent is used, a syngas with low heating value is obtained. Therefore the pure oxygen or a combination of steam and pure oxygen is used to ensure syngas with high heating value.

Besides, in this chapter three regions (Tekirdağ-Malkara-Pirinççesme, Manisa-Soma-Eynez ve Kütahya-Seyitömer-İsaköy) with different moisture and fixed carbon content is compared according to syngas composition and heating value. When the coal seam with higher moisture is gasified, syngas with higher H₂ content is produced but heating value is lower than the others because of the high moisture. The syngas calorific value is higher by gasifying the coal seam with higher fixed carbon content.

In the forth chapter, IGCC system produces 100 Mwe, which is simulated means of Chemcad. IGCC system consists of two step, in the first step syngas is cooled and then cleaned with two absorption columns. Monoethanolamine (MEA) is used to remove H₂S and CO₂ from the syngas. The cleaned gas is fed to combustion chamber in which syngas is burned and is increased the temperature at 10 atm then the gas is fed to gas turbine to produce electricity. The exhaust gas is lead to heat exchanger to save the heat of exhaust gas and then the electricity is produced in the steam turbine.

After the requested amount of the syngas is determined to produce 100 Mwe, UCG cost which includes drilling, gas clean-up and the other costs, is calculated by using an algorithm in MATLAB program. This calculation is performed for different process parameters and coal seams. Kütahya-Seyitömer-İsaköy and Manisa-Soma-Eynez coal seams are evaluated in this study.

Regarding to economic analysis is used in Tekirdağ-Malkara-Pirinççesme region, when process conditions with 1 atm pressure, pure oxygen and steam/oxygen ratio with 0,2, heating value with $3744,12 \text{ kcal/m}^3$ is obtained. The production cost of gases per heating value is estimated to be 0,047 \$/Mcal. The natural gas price is almost 0,05 \$/Mcal.

The equilibrium model used in this thesis has proved gas price of the cleaned synthesis obtained from Tekirdağ-Malkara-Pirinççesme can compete with natural gas price. In order to prove the feasibility of UCG for coal reserves in Turkey, analysis performed in this study needs to be validated with experiments and also field tests.

1. GİRİŞ ve AMAÇ

Kömür dünyanın pek çok yerinde bulunan çoğunlukla enerji sektöründe kullanılan oldukça önemli bir doğal kaynaktır. Özellikle Sanayi Devrimi'nden yirminci yüzyılın yarısına kadar insanlığın enerji üretiminde en fazla kullandığı hammadde olmasına rağmen, 1960'lı yıllardan itibaren yerini petrol ve doğal gazla bırakmıştır. 1973 yılında meydana gelen petrol krizi ve buna bağlı olarak petrol üretiminin düşmesi, petrol fiyatlarındaki artış, insanoğlunu yenilenebilir doğal kaynaklara yöneltmiştir.

Güneş, rüzgâr, dalga gibi yenilenebilir enerji kaynakları dünya enerji ihtiyacının yaklaşık % 17'sini karşılamaktadır. İhtiyacımız olan %83'lük kısım ise fosil yakıtlardan karşılanmaktadır [1]. Dünya doğal gaz rezervlerinin 60, petrol rezervlerinin 40, kömür rezervlerinin ise 160 yıl sonra tükeneceğini hesaba katarsak, son yıllarda kömür yine en değerli enerji kaynağı olmaktadır.

Türkiye açısından bu durumu değerlendirdiğimiz zaman, kömür cazip bir enerji kaynağı olarak karşımıza çıkmaktadır. Türkiye Kömür İşletmelerinin 2010 yılında hazırladıkları rapora göre Türkiye taşkömür rezervi 1,3 milyar ton, linyit rezervi ise 11,5 milyar tondur [2]. Bu rezervlerin büyük kısmının kalorifik değerinin düşük olmasından dolayı, klasik madencilik yöntemi ile ekonomik olarak değerlendirilmesi mümkün değildir.

Yüksek Lisans Tezi kapsamında Türkiye'de klasik madencilik ile işletilmesi ekonomik olmayan kömür yataklarının yer altı kömür gazlaştırma prosesi ile değerlendirilmesinin olasılığı ve ekonomik analizi yapılmıştır.

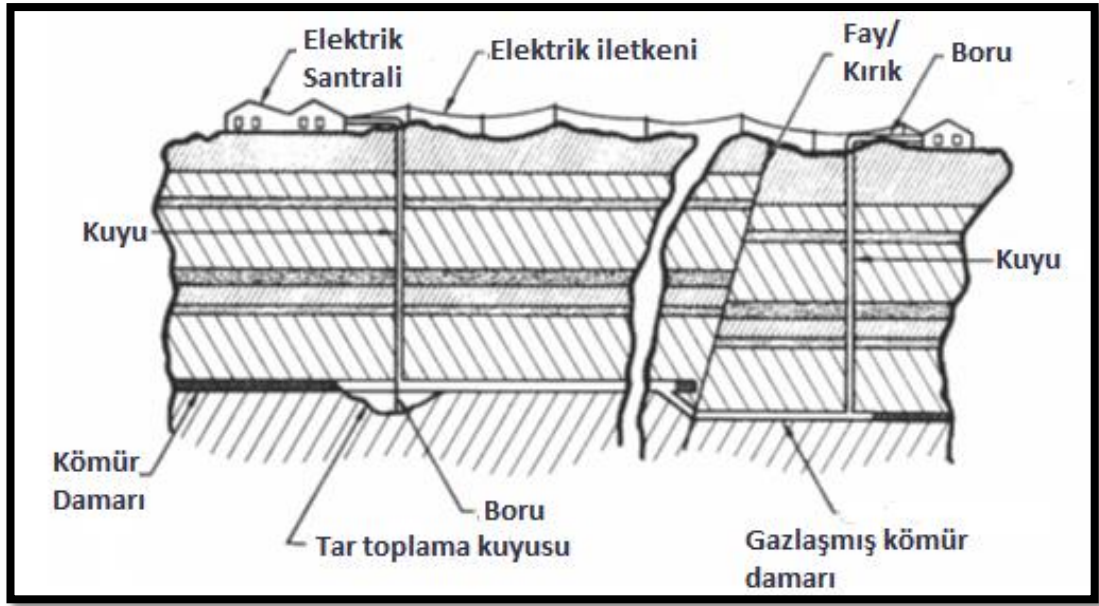
Bu çalışma esnasında Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme, Manisa-Soma-Eynez ve Kütahya-Seyitömer-İsaköy bölgesindeki kömür yataklarının özellikleri esas alınmıştır. Öncelikle yer altı kömür gazlaştırma prosesinin evreleri ve bu evrelerde meydana gelen reaksiyonların literatür araştırması yapılmıştır. Farklı proses koşullarında açığa çıkacak sentez gazının bileşenlerini hesaplamak amacıyla denge modeli kullanılmıştır ve bu model MATLAB yazılımında bilgisayar programı haline getirilmiştir.

Böylelikle kömür yatağında kurulacak bir yer altı kömür gazlaştırma tesisinde üretilcek sentez gazının bileşimi ve ısı değeri hesaplanmıştır. Türkiye’de kurulacak olan olası bir yer altı kömür gazlaştırma tesisinin ekonomik analizi yapılmıştır. Ekonomik analiz kapsamında sahada üretilcek olan sentez gazının kullanılacağı 100 MW elektrik gücünde bir IGCC sistem esas alınarak sentez gazı üretim maliyeti hesaplanmıştır.

2. YER ALTI KÖMÜR GAZLAŞTIRMA PROSESİ

2.1 Yer Altı Kömür Gazlaştırma Prosesinin Tarihi Gelişimi

Kömürün yer altında gazlaştırılma fikri ilk defa 1868 yılında Sir William Siemens tarafından ortaya atılmıştır. 1888 yılında ise periyodik tabloyu bulan Rus Bilimci Mendeleyev bu konu hakkındaki çalışmalarını yayımlamıştır. Büyük Britanya’da ilk patent 1909 yılında yayımlanan Amerikalı A.G. Betts’e aittir. Şekil 2.1’de Betts tarafından önerilen yer altı gazlaştırma şeması yer almaktadır [3].

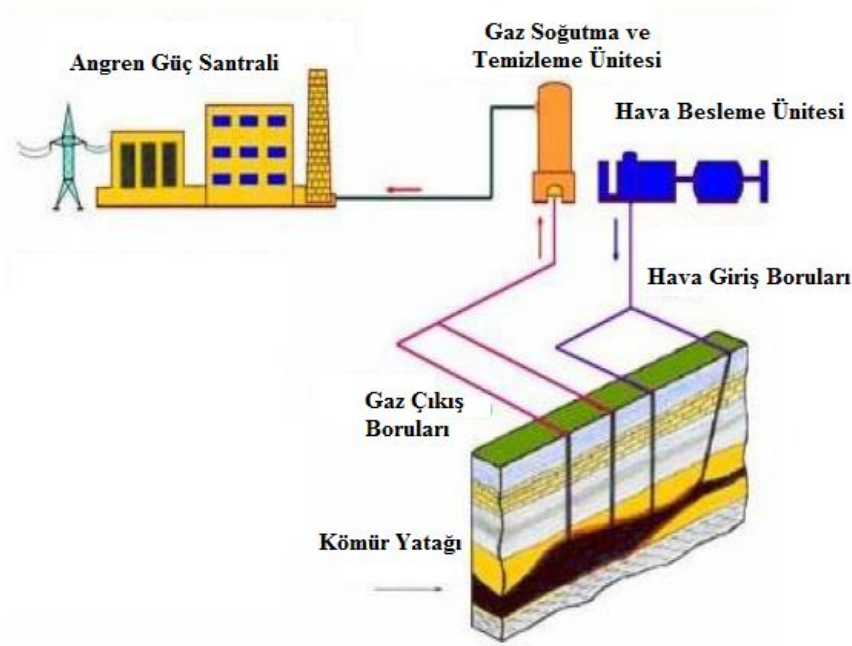


Şekil 2. 1 : Betts tarafından önerilen yer altı gazlaştırma şeması [3].

Yer altı kömür gazlaştırma prosesi ile ilgili ilk saha testleri Durham’da 1912 yılında Sir William Ramsey tarafından gerçekleştirilmiştir. 1930 yılı itibariyle Eski S.S.C.B.’de oldukça yoğun büyük ölçekli saha çalışmaları yapılmaya başlanmıştır. Bu saha testlerinin sonucunda 1960 yılında Eski S.S.C.B.’de 5 adet yer altı kömür gazlaştırma tesisi kurulmuştur. Bu tesisler Gorlovka / Ukrayna, Lisichansk / Ukrayna, Yuzhmo-Abinsk / Kuzbass, Podmoskova / Moskova ve Angren / Özbekistan’dır.

1955 yılında Yuzhno-Abinsk 'de kurulan tesis 1996 yılına kadar Kiselevsk kentinde bulunan 14 adet buhar tesisinde kullanılmak üzere sentez gazı üretimi yapmıştır [4].

Günümüzde halen işletilen Eski Sovyetler Birliği'nden geriye kalan tek tesis ise Özbekistan'daki Yerostigaz adlı şirket tarafından işletilen Angren'dir [4]. 1964 yılı itibarıyla işletilen Angren tesisi günde 1 milyon m^3 sentez gazı üretme kapasitesine sahip olmasına karşın Yerostigaz Angren'de elektrik üretimi gerçekleştiren 400 MW'lık bir güç santraline günde 250000 m^3 sentez gazı tedarik etmektedir [5]. Şekil 2.2'de Angren tesisinin yer altı kömür gazlaştırma ünitesi ve elektrik üretim santralinin şematize edilmiş hali gösterilmektedir. Şekilde'de belirtildiği gibi, yer altında kömürün gazlaştırılması için hava beslemesi yapılan bir ünite, gazlaştırma işleminden sonra da sentez gazının temizlendiği, soğutma ve temizleme ünitesi sonrasında ise elektrik üretmek için bir güç santrali bulunmaktadır.



Şekil 2. 2 : Angren yer altı kömür gazlaştırma tesisi [5].

Bu birimlerde toplamda 230'u aşkın kişi çalışmaktadır. Angren'deki bu tesisinin işletme hakkı 2007 yılı itibarıyla Linc Energy firması tarafından alınmıştır [5].

Eski S.S.C.B. dışında ABD, Avrupa, Çin ve Avustralya'da da yer altı kömür gazlaştırma prosesi üzerine çalışmalar yapılmıştır. ABD'de 1972-1989 yılları arasında Virginia, Washington, Wyoming, Texas gibi çeşitli bölgelerde 30'dan fazla saha testleri yapılmıştır.

ABD'deki yer altı kömür gazlaştırma prosesi çalışmalarının önemli bir sonucu, LLNL araştırmacıları tarafından CRIP prosesinin geliştirilmesidir. Bu teknik 1987-1988 yıllarında Wyoming'deki Rocky Mountain I denemesinde kullanılmıştır. CRIP yöntemiyle birlikte başka bir bağlantı teknolojisi olan ELW tekniği de test edilmiştir [6].

1980'li yıllarda doğal gaz ve petrol fiyatlarının düşüşü ile birlikte yer altı kömür gazlaştırma çalışmalarına ara verilmiştir. 21.yüzyılın başında enerji talebinin artmasıyla yer altı kömür gazlaştırma teknolojisi dünya çapında tekrar önem kazanmıştır. İngiltere ve pek çok Avrupa ülkesinde birtakım projeler yürütülerek, yer altı gazlaştırma teknolojisinin ticari uygulamaları için çalışmalar yapılmaktadır [6].

Çin mühendislerinin yer altı kömür gazlaştırma konusunda oldukça fazla sayıda patente sahip olması Çin'in yeraltında büyük bir yer altı kömür gazlaştırma programına sahip olduğunu doğrulamaktadır. 1980'lerden beri Çin'de çok sayıda yer altı kömür gazlaştırma denemesi gerçekleştirilmektedir. Çin Üniversitesi Maden Teknolojileri hidrojen üretimi için 1930'lu yılların başında Eski Sovyetler Birliğinin öne sürdüğü iki basamaklı yer altı kömür gazlaştırma teknolojisini geliştirmiştir. Büyük ölçekli hidrojen üretimiyle ilgili deneyler Woniushan Xuzhou'da yürütülmüştür [7].

1991'den beri Çin'de 16 pilot çalışma uygulanmaktadır. Çin, ticari gübre ve kimyasal üretimi için yer altı kömür gazlaştırmadan ürettiği sentez gazı hammadde olarak kullanmaktadır. Shanxi Province projesinde ise yer altı kömür gazlaştırmadan üretilen sentez gaz amonyak ve hidrojen üretimi için kullanılmıştır. Ayrıca Hebei Xin'ao Group ile China Üniversitesi ortak olup, yer altı kömür gazlaştırmadan sıvı yakıt üretimi için bir tesis kurmuştur. Bu proje kapsamında yılda 100 ton metanol ve yılda 32,4 milyon kWh enerji üretilmiştir [7].

Çin ile Büyük Britanya arasında teknoloji transfer çalışmaları da devam etmektedir. Yer altı kömür gazlaştırma ile ilgili teknik bir merkez Pekin'de kurulmuştur ve Büyük Britanya ile bilgi alışverişi buradan gerçekleştirilmektedir [7].

Günümüzde Cougar Energy, Linc Energy ve Carbon Energy Ltd. gibi Avusturalya'lı şirketler tarafından ticari projeler geliştirilmektedir [1].

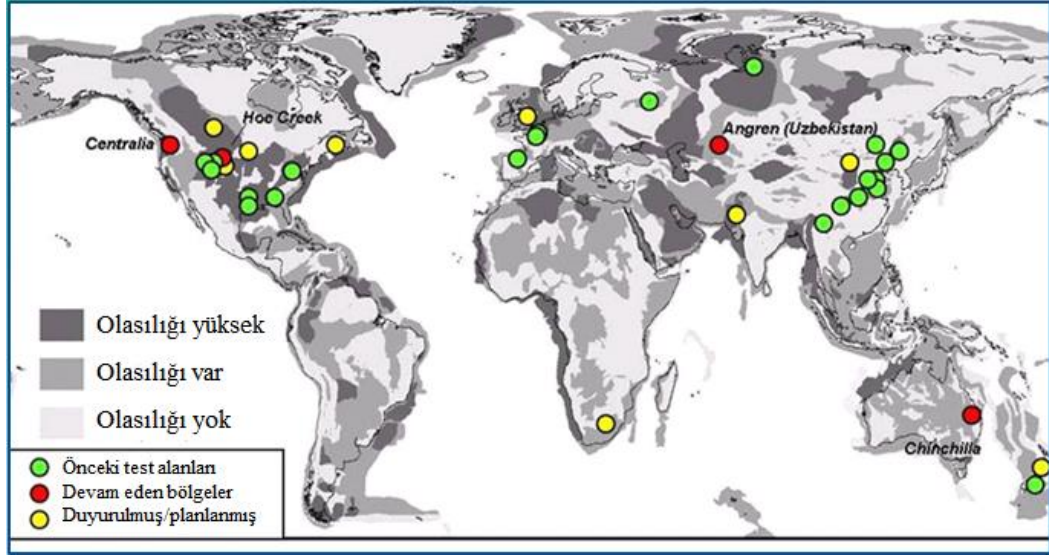
1996 yılında Cougar Energy ve Ergo Exergy'nin işbirliği ile Güneydoğu Queensland'da bulunan Chinchilla tesisinde yer altı kömür gazlaştırma denemesi başlatılmıştır.

1999 itibariyle tesiste 35000 ton kömür gazlaştırılarak $5\text{MJ}/\text{Nm}^3$ ısı değere sahip $80000\text{Nm}^3/\text{sa}$ sentez gazı üretilmiştir. Chinchilla projesi 2003 yılında durdurularak, sentez gazından sıvı yakıt elde etmek amacıyla yeni projelerin fizibilite çalışmaları başlatılmıştır [8].

Güney Afrika Majuba bölgesindeki mevcut güç santralinin iyileştirilmesi ve geleneksel madencilik ile işletilmesi güç kömür yataklarının kullanılması amacıyla Eskom tarafından 2001 yılında Ergo Exergy firmasının da desteğiyle yer altı kömür gazlaştırma projesi başlatılmıştır. Proje ile ilgili fizibilite çalışmaları 2003 yılında tamamlanarak, Majuba'daki kömür yataklarının teknik olarak yer altı kömür gazlaştırma prosesi için uygun olduğu tespit edilmiştir. Uygunluğunun tespiti sonucunda ise 6 MWe'lik üretime eşdeğer sentez gazı üretilebilecek kapasitede bir pilot tesisin çalışmaları başlatılmıştır [8]. Japonya'da ise Tokyo Üniversitesi ve kömür firmaları tarafından küçük ölçekli bir yer altı kömür gazlaştırma tesisine yönelik teknik ve ekonomik çalışmalar yürütülmektedir [6].

2008 yılında Carbon Energy yer altı gazlaştırma prosesinde paralel CRIP metodu kullanarak, Queensland'da 100 gün süren bir saha testi yapmışlardır. Günde 150 ton kömür gazlaştırılarak 5 MW elektrik enerjisi üretecek bir tesis oluşturmuşlardır. Tesisin 25 MW elektrik enerjisi üretecek hale gelmesi için çalışmalar devam etmektedir.

Dünya genelinde yer altı kömür gazlaştırması yapan 50'den fazla pilot tesisi bulunmaktadır ve bunların 30'undan fazlası Amerika'dadır. Şekil 2.3'de dünya genelinde gerçekleştirilmiş, devam eden ya da gelecekte yapılması planlanan yer altı kömür gazlaştırma çalışmaları görülmektedir.



Şekil 2.3 : Dünya çapındaki UCG testlerinin dağılımını ve jeolojik karbon depolanması için potansiyeli gösteren harita [7,9].

Çizelge 2.1’de geçmişten günümüze kadar yapılmış olan tüm yer altı gazlaştırma denemelerine ait datalar verilmiştir. Çizelge’de saha testlerinde kullanılan kömür yatağının derinliği, kalınlığı ve eğimine ait bilgiler de bulunmaktadır [7].

Çizelge 2.1: Yer altı gazlaştırma prosesinin tarihi gelişimi [7].

Ülke	Bölge	Yıl	Kömür Türü	Teknik	Enjeksiyon Gazı	Damar Derinliği(m)	Damar Kalınlığı(m)	Gazın Isıl Değeri (MJ/m ³)
Eski Sovyetler Birliği	Lisichansk	1935	Bit.	SDB	Hava	400	1	3.8
	Podmoskovna	1947	L	LVW	Hava	55	3	3.4
	Yuzno-Abinskaja	1955	Bit.	SDB	Hava	100	3	4.1
	Angeskaja	1961	L	LVW	Hava	150	9	3.4
ABD	Hanna I	1973	HVC	LVW	Hava	120	9	4.2
	Hanna II	1975	HVC	LVW	Hava	85	9	5.3
	Hanna III	1977	HVC	LVW	Hava	85	9	4.1
	Hoe Creek I	1976	HVC	LVW	Hava	40	8	3.6
	Hoe Creek IIA	1977	HVC	LVW	Hava	40	8	3.4
	Hoe Creek IIB	1977	HVC	LVW	O ₂ /H ₂ O	40	8	9.0
	Hoe Creek IIIA	1979	HVC	LVW	Hava	40	8	3.9
	Hoe Creek IIIB	1979	HVC	LVW	O ₂ /H ₂ O	40	8	6.9
	Pricetown I	1979	Bit.	LVW	Hava	270	2	6.1
	Rawlins IA	1979	SB	SDB	Hava	105	18	5.6
	Rawlins IB	1979	SB	SDB	O ₂ /H ₂ O	105	18	8.1
	Centralia A	1984	SBC	CRIP	O ₂ /H ₂ O	75	6	9.7
	Centralia B	1984	SBC	LVW	O ₂ /H ₂ O	75	6	8.4
	Rocky Mountain IA	1987	SB	CRIP	O ₂ /H ₂ O	110	7	9.5
	Rocky Mountain IB	1987	SB	LVW	O ₂ /H ₂ O	110	7	8.8
BM	Newman-Spinev PS	1949	SB	BH	Hava	75	1	1.4
Belçika	Thulin	1986	A	LVW	Hava	860	6	7.0
İspanya	El Tremedal	1997	SB	CRIP	O ₂ /H ₂ O	580	2	10.9
Avusturya	Chinchilla	2000	SB	LVW	Hava	140	10	6.6

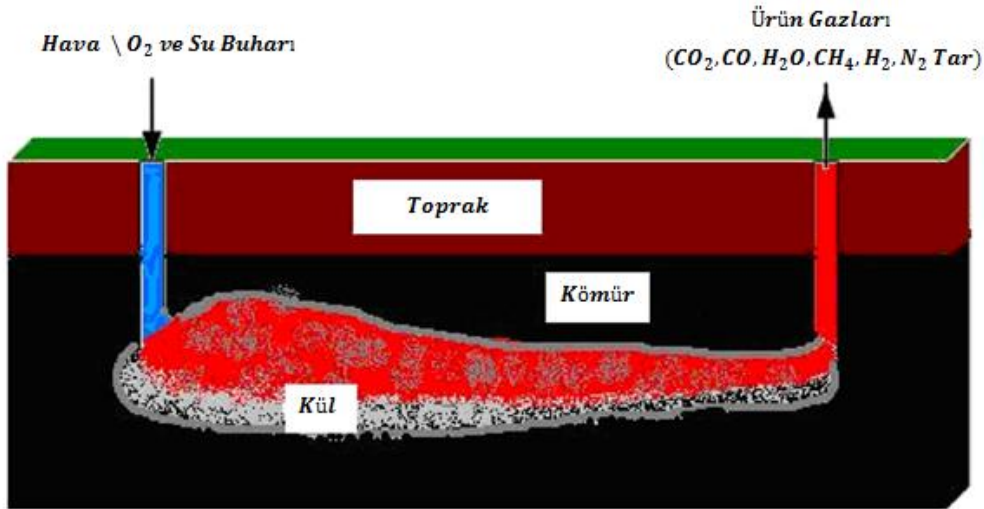
Kömür Türü: L-linyit, SB-altbitümlü, SBC-altbitümlü C, Bit.-bitümlü, HVC-yüksek uçuculu bitümlü C, A-antrasit. **Teknik:** LVW-bağlantılı düşey kuyular, CRIP-kontrollü olarak hareket ettirilen ateşleme noktası prosesi, SDB-eğimli kömür yataklarının gazlaştırılması, BH- kuyu yöntemi.

2.2 Yer Altı Kömür Gazlaştırma Prosesi

Yer altı kömür gazlaştırma teknolojisi, klasik madencilik yöntemleri ile değerlendirilemeyen bitümlü, subbitümlü ve linyit tipindeki kömür ve bitümlü şist rezervleri için kullanılan bir metoddur.

Öncelikle kömür yatağının bir kısmı kontrollü olarak yakılarak gazlaştırma reaksiyonları ve piroliz için gerekli ısı üretilir. Üretilen ısı sayesinde kömürün uçucu bileşenleri kömürden ayrılır. Sisteme beslenen hava/ saf O_2 veya su buharı ile kömür reaksiyona girerek CO , CH_4 , H_2 ve hidrokarbonca zengin sentez gazı üretilir [6,7].

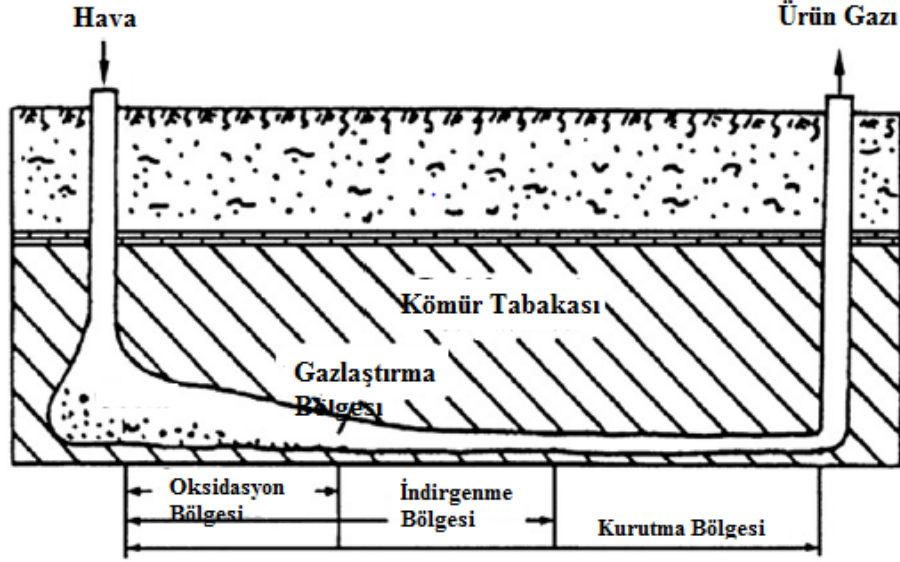
Yer altında gazlaştırma işlemi yapılabilmesi için kömür yatağına doğru iki kuyu açılır. Bu kuyuların birisi hava/ saf O_2 veya su buharı besleme kuyusu, diğeri ise gazlaştırma ürünlerinin alındığı üretim kuyusudur. Şekil 2.4’de yer altı kömür gazlaştırma prosesi şematik olarak gösterilmektedir. Besleme kuyusundan gerekli hava enjekte edildikten sonra kömür yatağı propan tipi veya başka tür yakıcılarla tutuşturulur. Oluşan sıcak gazlar, kömür tabakası içerisinde ileri doğru (üretim kuyusuna doğru) hareket eder. Üretim kuyusundan yüzeye alınan gaz ön temizleme işlemlerinden geçirildikten sonra kullanım amacına göre bir sonraki prosese gönderilir [7].



Şekil 2. 4 : Yer altı kömür gazlaştırma prosesi [7].

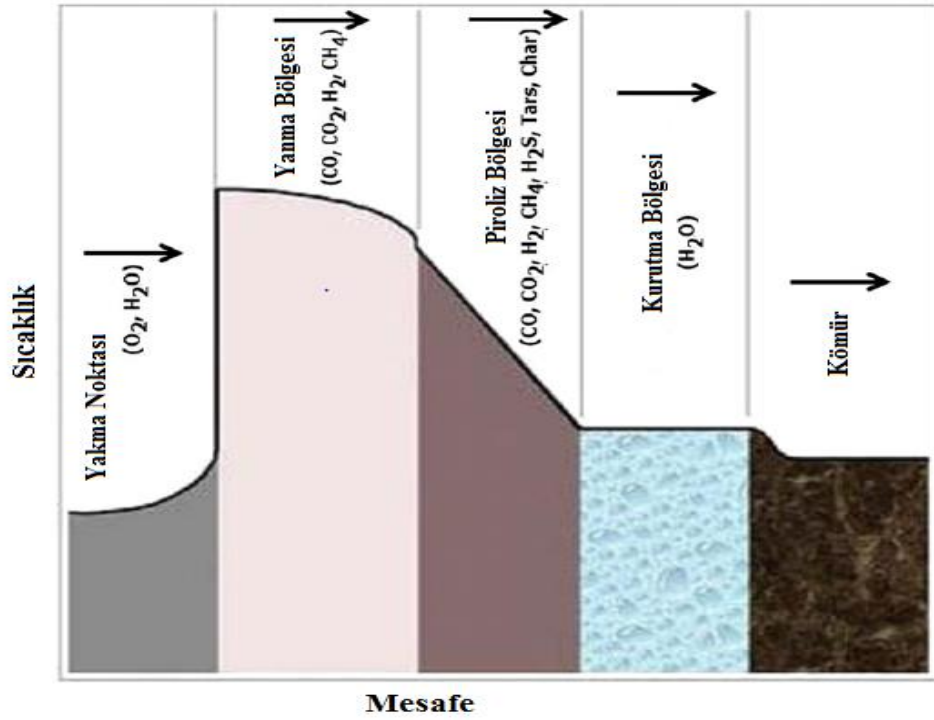
Şekil 2.5’de belirtildiği gibi yer altındaki gazlaştırma kanalı kimyasal reaksiyon, sıcaklık ve gaz bileşimindeki farklılıklardan dolayı 3 ana bölgeye ayrılmaktadır.

Bunlar sırasıyla oksidasyon, indirgenme ve kurutma bölgeleridir [7]. Oksidasyon bölgesinde, kömür yatağındaki karbon ile havadaki oksijen arasında yanma/ kısmi yanma reaksiyonları gerçekleşmektedir.



Şekil 2.5: Gazlaştırma kanalının farklı bölgeleri [7].

Yanma sonucunda kömür yatağının sıcaklığı 900-1450 °C'e kadar yükselmektedir [7].



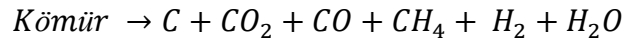
Şekil 2.6: Yer altı kömür gazlaştırma prosesinin farklı bölgelerinde sıcaklık profili [7].

Yanma sonucunda açığa çıkan H_2O ve CO_2 gazları yüksek sıcaklığın etkisiyle CO ve H_2 gazlarına indirgenmektedir. İndirgenme bölgesinde gerçekleşen endotermik reaksiyonlar sonucunda kömür yatağının sıcaklığı 600-1000°C'e kadar düşmektedir [7].

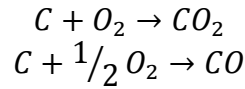
Kurutma bölgesinde ise kömürün yapısında bulunan su buharlaşarak, kömür tabakasının kurummasına ve daha gözenekli bir yapıya kavuşmasına neden olmaktadır. Kuruyan kömür sıcaklığın da etkisiyle piroliz prosesi sonucunda yapısındaki uçucu bileşenlerden ayrılarak, kuru ağırlığının yaklaşık %40-50 'sini kaybeder. Uçucu bileşenlerinden ayrılmış gözenekli yapıya ulaşan kömür bir diğer adıyla char, bir sonraki aşamada sisteme beslenen hava ile reaksiyona girerek gazlaştırılmaktadır [7]. Yukarıda belirtilen bölgelerin sıcaklık profilleri Şekil 2.6'da gösterildiği gibidir.

Oksidasyon, piroliz ve gazlaştırma bölgelerinde meydana gelen reaksiyonlar aşağıdaki gibidir [8]:

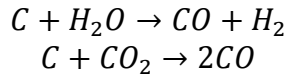
Piroliz



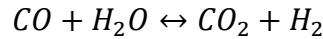
Oksidasyon



Gazlaştırma



Water-Gas Shift



2.3 Kömür Yatağının Ön Hazırlık İşlemi

Kömür yatağının doğal geçirgenliği hava veya oksijen enjeksiyonlarının ve gaz ürünlerinin geçişini sağlayacak yeterlilikte değildir. Bu sebeple gazlaştırma işleminde en önemli ve en kritik adım, enjeksiyon ve üretim kuyuları arasındaki kömür yatağının doğal geçirgenliğini arttırmaktır. Ayrıca, kömürün gazlaştırılması esnasında çıkan su buharı ve yüksek moleküllü tarlar soğuk bölgeye doğru ilerlediğinden burada yoğunlaşmaya başlayarak yatağın geçirgenliğini daha da azaltırlar. Bu nedenle gazlaştırma prosesine başlamadan önce, iki kuyu arasında oluşturulan poröz bir kanalla bağlantı kurularak yatağın geçirgenliği arttırılır [9].

Yer altı gazlaştırma prosesinde kömür yatağının geçirgenliğini arttırmak amacıyla kullanılan yöntemler aşağıdaki gibidir [9]:

1. Geri Yakma
2. İleri Yakma
3. Su ile Parçalama
4. Elektriksel Bağlantı ile Parçalama
5. Patlayıcılarla Suni Yarıklar Oluşturma
6. Kontrollü Olarak Hareket Ettirilen Ateşleme Noktası Prosesi (CRIP)

Bu çalışmada geri yakma, ileri yakma proseslerinden oluşan Bağlantılı Düşey Kuyular Prosesi ve Kontrollü Olarak Hareket Ettirilen Ateşleme Noktası Prosesi (CRIP) incelenmiştir.

2.3.1 Geri yakma

Geri yakma prosesinde yakma cephesi havanın akışına ters yönde ilerler. Yakma cephesi hızı ileri yakma prosesine göre daha yüksektir. Geri yakma, sadece bir karbonizasyon işlemidir ve bu yöntemle kömür gazlaştırılmaz. Proses sıcaklığı 600-650 °C civarındadır. Bu sıcaklık ileri yakma prosesinin sıcaklığı ile kıyaslandığında çok düşüktür. Bu teknik yer altı kömür gazlaştırma prosesinin ilk adımı olarak uygulanır, bu uygulama ile maden yatağının geçirgenliği arttırılmaktadır [6].

2.3.2 İleri yakma

Enjeksiyon ve üretim kuyuları arasındaki bağlantı kurulduktan sonra gazlaştırma işleminin gerçekleştirilmesi ileri yakma tekniği ile yapılmaktadır. Geri yakma prosesine karşılık ileri yakma prosesinde yakma cephesi havanın akış yönüyle aynı yöndedir. İleri yakma tam bir gazlaştırma işlemidir ve kömür yatağının bir kısmında tamamen yanma sağlanmaktadır. Ulaşılan maksimum sıcaklık 1100-1200 °C aralığındadır [6].

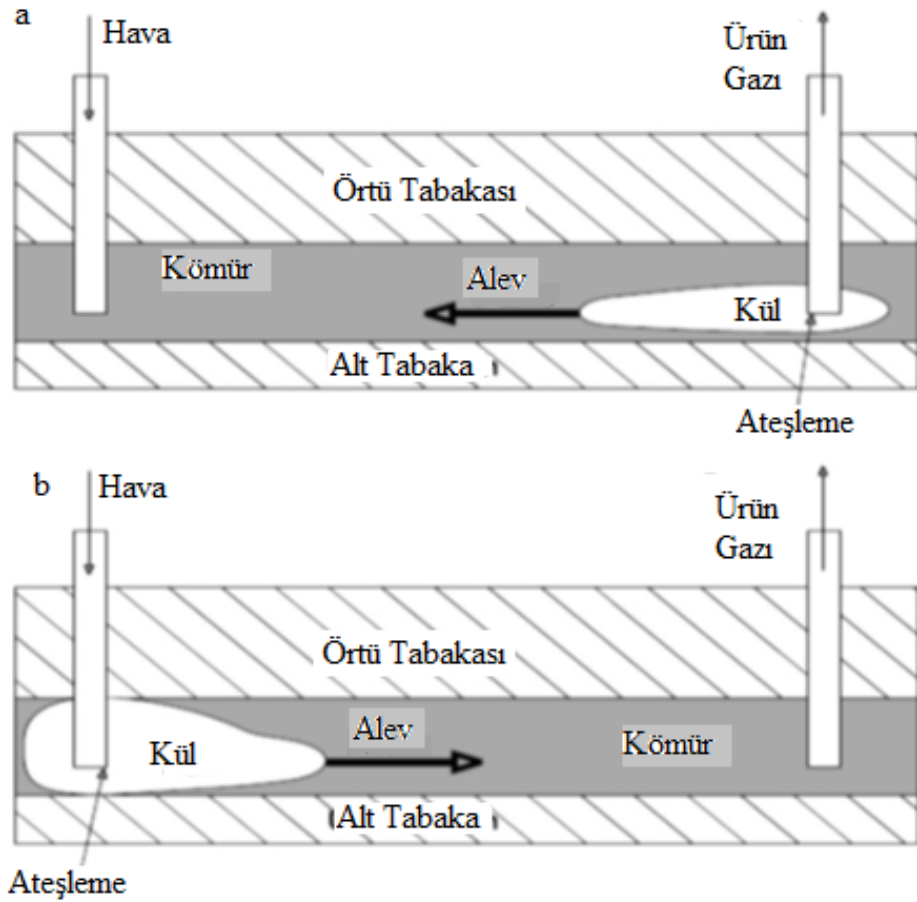
2.3.3 Bağlantılı düşey kuyular prosesi (ELW)

Geri ve ileri yanma tekniklerinin bir arada kullanıldığı yer altı kömür gazlaştırma prosesi şematik olarak Şekil 2.7 'de gösterilmiştir.

Bağlantılı düşey kuyular olarak adlandırılan bu teknikte iki kuyu arasında bağlantıyı sağlamak üzere (Şekil 2.7.a) üretim kuyusundan yüksek basınçlı hava veya oksijen beslemesi yapılarak kömür tutuşturulur [6,7,28].

Hava akımının yönü değiştirilerek, yüksek basınçlı hava besleme kuyusundan yatağa verilir, böylece yanma önünün hava kaynağına doğru ilerlemesi sağlanır.

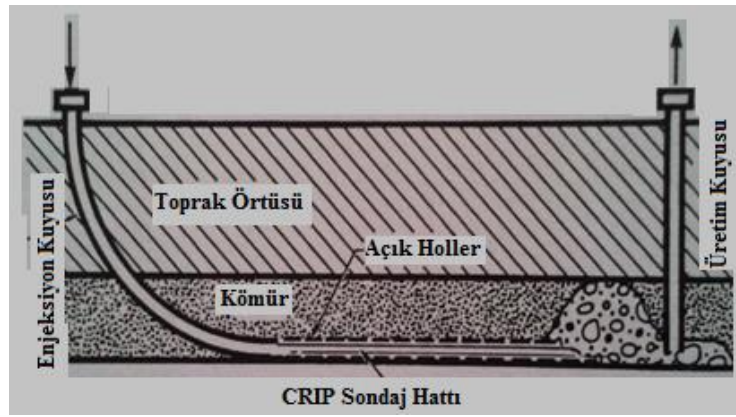
Kömür yatağının tamamı yanmayacak şekilde düşük sıcaklıkta karbonizasyon işlemi gerçekleştirilir. Yaklaşık 1 m çapında bir veya birkaç dar bağlantı yolu meydana gelir ve yakma cephesi enjeksiyon kuyusuna ulaşmış olur. Bu geri bağlantının sağlanması demektir. Kuyular arasındaki kömür yatağının bu teknikle geçirgenliği artırıldıktan sonra; enjeksiyon kuyusundan aşırı miktarda hava veya oksijen verilerek, yakma cephesinin yön değiştirmesi sağlanır. Bunun sonucunda ileri yakma tekniği ile kömür yatağı yakılarak, yakma cephesi kömür yatağı kalınlığınca ilerler. Üretim kuyusuna ulaştığında gazlaştırma prosesi sonlanmış olur. Bu teknik Eski Sovyetler Birliği'nde ticari ölçekte uygulanmıştır [6,7].



Şekil 2.7: Bağlantılı Düşey Kuyular Prosesi [7].

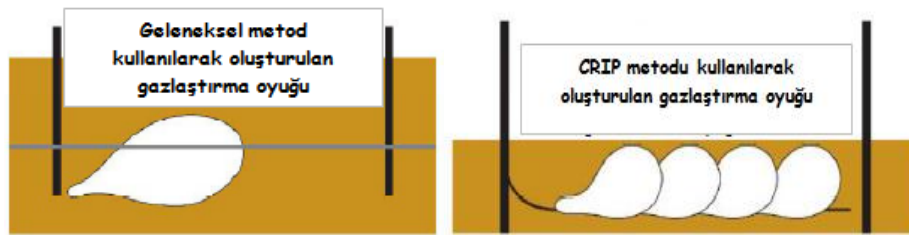
2.3.4 Kontrollü olarak hareket ettirilen ateşleme noktası prosesi (CRIP)

CRIP, kalınlığı az ve derinliği fazla olan kömür yatakları için uygun bir yöntemdir. CRIP yönteminde proses kuyuları Şekil 2.8’de gösterildiği gibi kömür yatağına ulaşılana kadar düşey bir sondaj ve kömür yatağı boyunca üretim kuyusunu kesen yatay bir sondajdan oluşur. Şekil 2.9’da gösterildiği gibi geleneksel metotta (ELW) tek bir gazlaştırma oyuğu meydana gelirken, CRIP metodunda ateşleme noktasının hareket ettirilmesi neticesinde birden fazla oyuk meydana gelmektedir. Böylece proses süresince kömürün yanmayan kısımları tepkimeye girerek üretilen sentez gazının kalitesinin artırılması amaçlanır [10,11].



Şekil 2.8: CRIP metodu [8].

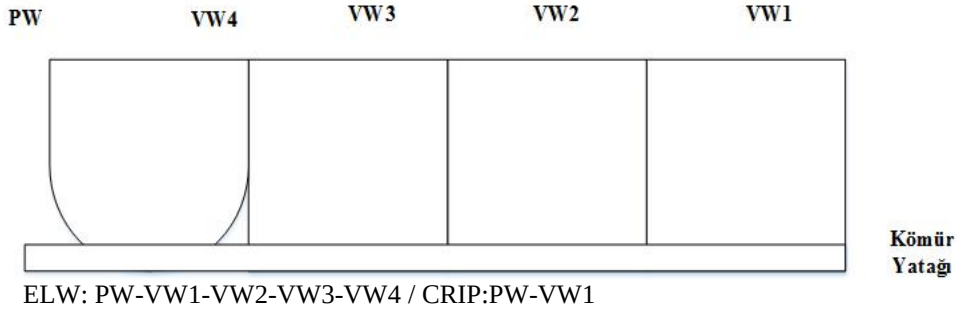
CRIP yöntemi ile daha kaliteli sentez gazı elde edilirken, ELW yöntemine kıyasla daha az ısı kaybı yaşandığı için yer altı kömür gazlaştırma prosesinin verimliliğini artırır [8].



Şekil 2.9: CRIP ve ELW metodlarında oluşan gazlaştırma oyuğu [10].

CRIP metodu bir adet yatay ve bir adet düşey sondajdan oluşmaktadır. Bu metodun maliyeti bir tane düşey sondaj kullanımından dolayı ELW metodundan daha azdır. ELW metodu ise bir adet yatay, birkaç tane düşey sondajdan oluşmaktadır. Düşey sondajlar kullanılarak gaz enjeksiyon noktaları ilerletilir. Birden fazla düşey sondaj kullanıldığı için ELW metodu daha pahalıdır. Buna rağmen kuyuların birbiri ile

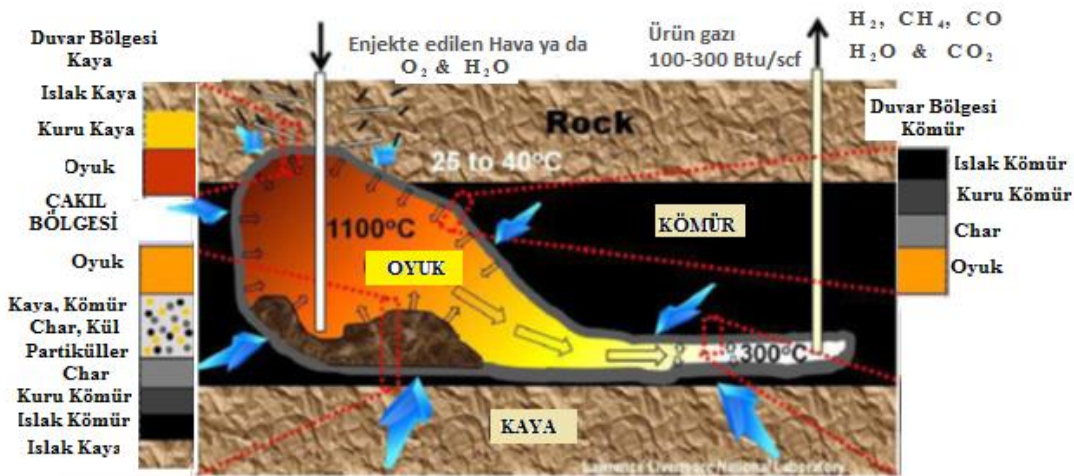
bağlantısı daha güvenilir ve kolaydır. Şekil 2.10’da CRIP ve ELW metotlarının sondaj düzeni gösterilmektedir [8].



Şekil 2.10: ELW ve CRIP proseslerinin sondaj düzenleri [8].

2.4 Yer Altı Kömür Gazlaştırma Prosesinde Gazlaştırma Oyuğunun Büyümesi

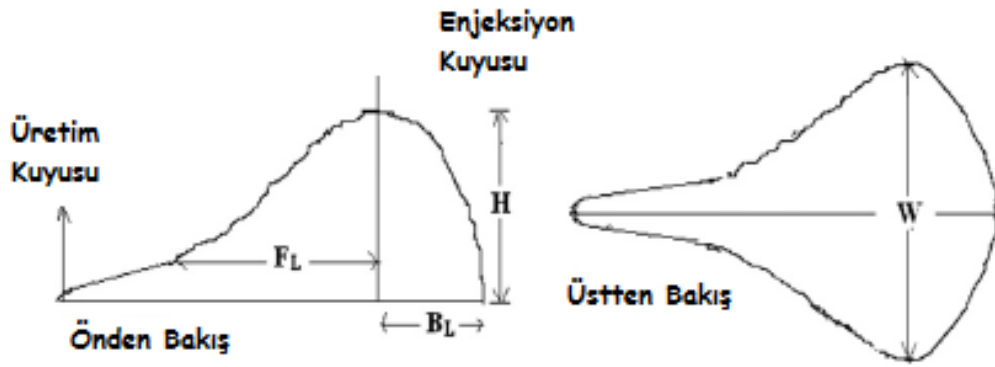
Yer altında gazlaştırma reaksiyonları gerçekleşirken, kömür, char, kül, moloz, çakıl ve boşluktan oluşan bir oyuk meydana gelir. Gazlaştırma oyuğunun şekli ve büyüklüğü gazlaştırma prosesinin güvenliği ve stabilitesi için oldukça önemlidir. Oyuğun büyüme hızı ve şekli prosese beslenen hava / saf oksijen ya da su buharının akış hızına, prosesin işlem süresine ve iki kuyu arasındaki mesafeye bağlıdır. Kömür tabakası tutuşturulduktan sonra hava beslemesi ile yanma reaksiyonu başlatılır bu süreçte gazlaştırma oyuğu hızlı bir şekilde kömür yatağının altından toprak tabakasına doğru genişler. Sisteme su buharının verilmesi hava miktarının azaltılmasıyla gazlaştırma reaksiyonları başladığında ise Şekil 2.11’de de resmedildiği gibi oyuk küçülerek ilerlemeye devam eder [12].



Şekil 2.11: Gazlaştırma oyuğunun büyümesi [12].

Oyuğun her bölgesinde sıcaklık profili farklılık gösterir. Bunun nedeni ise gazlaştırma oyuğunda yanma ile başlayıp, piroliz, indirgenme ve kurutma ile devam eden farklı bölgelerin olması ve bu bölgelerdeki reaksiyonların endotermik ve ekzotermik oluşuna bağlı olarak sıcaklıkta meydana gelen değişimlerdir.

Gazlaştırma oyuğu nihai şeklini aldığı anda Şekil 2.12’de gösterildiği gibi bir yapı kazanır [7]. Enjeksiyon yapılan kuyunun etrafında daha geniş daha yüksek bir oyuk oluşurken, ürün gazın tahliye edildiği kuyuda ise genişlik ve yükseklik azalmaktadır. Gazlaştırma oyuğuna üstten bakıldığında koni şeklinde bir yapısının olduğu görülmektedir. Oyuğun tavan kısmında sıcaklık 900-1000 °C iken tabana doğru sıcaklık 650-700 °C’e kadar düşmektedir [7].



Şekil 2.12: Gazlaştırma oyuğunun son haliyle uzunluğu, genişliği ve yüksekliği [7].

Gazlaştırma oyuğunun hacmi, kömür tüketimine bağlı olarak artmaktadır. Oyuğun büyüklüğü 3 boyutlu ekseninde incelendiğinde düzensizdir, ayrıca oyuktaki akış profili de ideal değildir. Oyuk gazlaştırma kanalında ilerlerken daha kompleks bir yapı kazanır. Bunun sebebi ise, ilerleyen süreçte konveksiyon, ısıtım, buharlaşma, sisteme su girişi, ısı kaybı gibi pek çok farklı prosesin eş zamanlı olarak gerçekleşmesi.

Bu durum gazlaştırma oyuğunun tam olarak şeklinin ve büyüklüğünün tespit edilmesinde bir dezavantaj yaratmaktadır. Perkins ve Sahajwalla’a göre gazlaştırma oyuğunun büyüme hızı saatte 1,6 ile 5 cm arasında değişkenlik göstermektedir [7,13].

2.5 Yer Altı Kömür Gazlaştırma Teknolojisi için Yer Seçimi

Yer altı kömür gazlaştırma teknolojisinin başarılı bir şekilde uygulanabilmesi için seçilen kömür yatağının jeolojik ve hidrolik özelliklerinin iyi bilinmesi gerekmektedir.

Kömürün Fiziksel Özellikleri:

Yer altı kömür gazlaştırma prosesi antrasitten linyite hemen hemen bütün kömür çeşitlerine uygulanabilir. Ancak koklaşmayan, uçuculuğu fazla olan kömür çeşitleri en çok tercih edilendir. Düşük ısı değerli kömürler yüksek uçucu madde içermektedir. Geçirgenlikleri fazla olan bu kömürler yer altı kömür gazlaştırma prosesi için daha uygundur. Ayrıca çekme özelliği gösteren kömürler piroliz esnasında geçirgenlikleri artacağı için yer altı kömür gazlaştırma prosesinde tercih edilir [8].

Rank

Kömürler öncelikle kalorifik değerleri olmak üzere, sabit karbon oranı, nem, uçucu madde ve kül içeriğine göre ranklara ayrılmıştır. Genel bir sınıflandırma yapıldığında kömürler, Antrasit, Taşkömürü (Bitümlü Kömür), Alt Bitümlü Kömür ve Linyit olmak üzere 4 kısımda toplanmaktadır. Kömürleşme olayının ilk aşamasını temsil eden en düşük ranklı kömür linyit iken, kömürleşme olayının en son aşamasını temsil eden en yüksek ranklı kömür antrasittir [14].

Birçok bölgede alt bitümlü kömürler ve linyitler yüzey madenciliği ile sınırlandırılmıştır. 60 m'den daha derinde bulunan bu tarz kömürlerin çıkarılması ekonomik olmadığı için daha derindeki kömürlerden uzun yıllar faydalanılamamaktaydı. Yer altı kömür gazlaştırma teknolojisinde ise bu sorun ortadan kalkmakta daha derinlerde bulunan düşük kaliteli kömürlerden enerji üretimi sağlanabilecektir [15].

Yüksek ranklı kömürleri yeraltında gazlaştırmak düşük ranklı kömürlere göre çok daha zordur. Bunun iki önemli nedeni vardır. Bu unsurlar, rektivite ve çekme/şişme'dir. Bitümlü kömürlerin hemen hepsi genellikle aglomerizasyona meğillidirler. Aglomera kömürler genellikle ısıtıldıklarında şişerler ve viskoz katran üretirler ki bu durum da gözenekli kanalların tıkanmasına neden olur. Yüksek ranklı kömürler daha az uçucu madde içerdiğinden daha zor tutuştukları ve reaksiyona girme eğilimleri daha az olduğu için daha az reaktiftirler [14].

Yüksek kül içeriği ürün gazının düşmesine sebep olur. Kül içeriğinin %60'dan fazla olmaması gerekmektedir [14,16].

Yüksek nem miktarı genellikle yüksek uçuculuk, yüksek reaktivite ve düşük rankla ilişkilendirilir ki bu özellikler Yer altı kömür gazlaştırma için aranan özelliklerdir. Fakat nem oranının %40'ı geçmemesi beklenir. Çünkü nem oranı arttıkça gazın kalorifik değeri düşmektedir. Bunların dışında kömür içindeki nem miktarı çok yüksek olduğunda, su endotermik gazlaştırma reaksiyonları için gerekli olan ısıyı kendi buharlaşması için kullanır. Bu durum da bu reaksiyonların gerçekleşmemesine yukarıda da belirtildiği gibi oluşması istenen karbon monoksitin oluşamamasına neden olur [14].

Eser Madde İçeriği

Kömürdeki eser madde elementlerinin (Ca, Mg, Al, Na, uranyum, germanyum) gazlaştırma reaksiyonunda kataliz etkisi gösterdiği bilinmektedir [14,16].

Reaktivite

Kömür reaktivitesi yer altı kömür gazlaştırma için uygunluğu belirleyen en önemli faktörlerden biridir. Kömürün kolayca tutuşabilmesi verimi oldukça etkiler. Düşük ranka sahip kömürler daha reaktif oldukları ve düşük sıcaklıklarda yüksek gazlaşma oranına sahip olduklarından yer altı kömür gazlaştırma için daha uygundur [14,16].

Çekme/Şişme

Yer altı kömür gazlaştırma için kömür uygunluğunu belirleyen bir diğer parametre kömürün çekme/şişme davranımıdır. Çekme özelliği gösteren kömürler piroliz esnasında geçirgenliği arttırdığı için yer altı kömür gazlaştırmada tercih edilmektedir.

Bunun tersine şişme özelliği gösteren kömürler gözenekleri doldurup geçirgenliği düşürdüğü için tercih edilmez [14].

Geçirgenlik

Kömür yatağındaki gaz geçirgenliği yer altı kömür gazlaştırma için en önemli özelliktir. Çünkü kömürün sahip olduğu geçirgenlik gazlaştırma kanalı boyunca reaksiyonlar sonucu oluşan gaz ürünlerin ürün kuyusuna ilerleyebilmesi açısından yeterli değildir. Aynı zamanda piroliz sonucu oluşan yüksek viskozlu tarlar ve diğer bileşenler gazlaştırma kanalını tıkadığı için geçirgenlik gazlaştırma boyunca dikkat

edilmesi gereken en önemli parametrelerden biridir. Bu nedenle enjeksiyon ve ürün kuyuları arasında kömür yatağının doğal geçirgenliği arttırılmalıdır [15,16]. Aksi halde kuyular arasında gaz direkt olarak akamayacaktır ve prosesin yüksek basınç düşük akış hızıyla yürütülmesi gerekecektir ki bu istenmeyen bir durumdur [15,16].

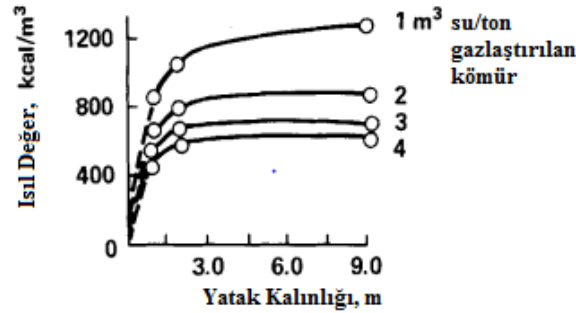
Damar boyunca düşük basınçta yüksek akış hızını sürdürmek için kömür geçirgenliği çok önemlidir. Yüksek akış hızı gaz üretim oranını maximum yapar ve su sızmasının neden olduğu negatif etkileri iyileştirebilir. Düşük basınçlı operasyonlar gaz sızıntısını azaltır ayrıca yer altı sularının kirlenmesini minimuma indirir [14].

Geçirgenlik genellikle kömürleşme derecesiyle ilişkilidir ve geçirgenlik derinlik ve diğer iki yönde değişkenlik gösterir. Daha derinlerdeki kömürlerin yüksek basınçtan dolayı geçirgenliği daha düşüktür [14].

Kömür Yatağının Özellikleri:

Kömür Yatağının Kalınlığı: Eski Sovyetler Birliği'nde yapılan denemeler

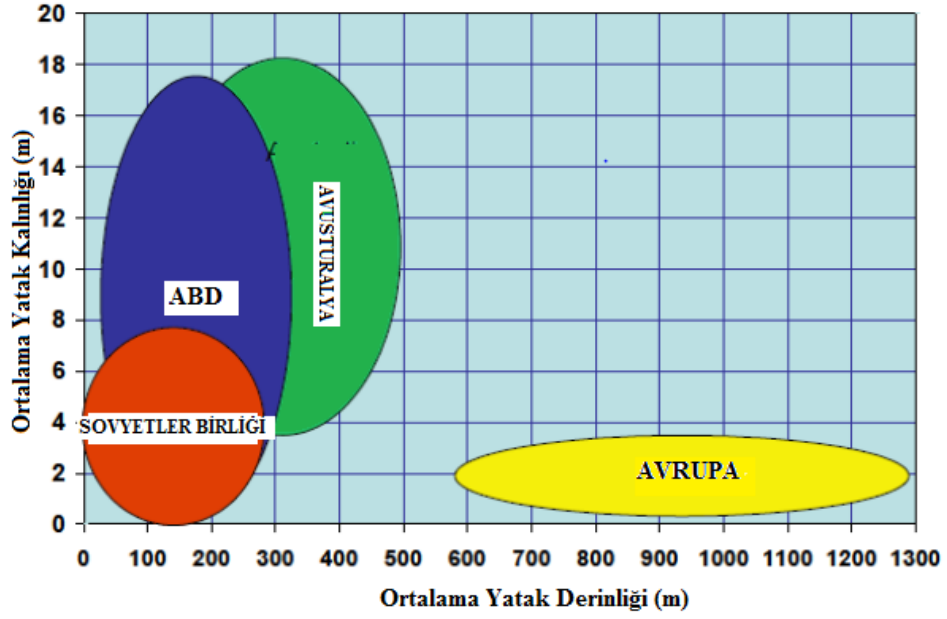
sonucunda ise Şekil 2.13'deki grafikte de görüleceği gibi yatak kalınlığının 2 m'den daha az olması durumunda sentez gazının ısıl değerinin azaldığı gözlenmektedir [7,16].



Şekil 2.13: Yatak kalınlığının sentez gazının ısıl değerine etkisi [7].

Optimum yatak kalınlığı 10 m'den daha fazla olmalıdır. Wyoming'de yapılan saha testlerinde yatak kalınlığı 10-30 m arasında alınmıştır.

Kömür Yatağının Derinliği: Şekil 2.14'deki tabloya bakıldığında zaman ABD'de yapılan denemelerde kömür yatağı derinliğinin 30-350 m arasında, Avrupa'da yapılan denemelerde ise yatak derinliğinin daha fazla (600-1200 m) olduğu görülmektedir. LLNL uzmanları yatak derinliğinin minimum 12 m olması gerektiğini vurgulamaktadır.



Şekil 2.14: Yer altı kömür gazlaştırmada kullanılan kömür yataklarının özellikleri [12].

Ayrıca derinliği az olan ($< 6\text{m}$) kömür yatakları yüzey madenciliğine daha elverişlidir. Yer altı gazlaştırma prosesi sırasında toprakta meydana gelebilecek çökme riskini azaltmak amacıyla yatak derinliği $> 200\text{ m}$ olan kömür yatakları tercih edilmelidir. 300 m 'den daha derin kömür yataklarında ise kuyu açma işlemi daha kompleks ve maliyetli olacaktır. Fakat toprak çökme riski daha az olacaktır. Ayrıca daha derin yataklarda yüksek basıncın etkisiyle metan oluşumu artacağı için daha yüksek ısıl değere sahip sentez gazı üretilmektedir [7,9].

Kömür tabakası içinde şist veya benzeri yabancı bantlar istenmeyen bir durumdur [9].

Bölge Özellikleri:

Bölgedeki kayalar gazlaştırma sırasında su buharını sızdırmayan bir tabaka olarak davranmalıdır. Ayrıca yer altı kömür gazlaştırma prosesi için yer altı suyu bakımında zengin olmayan yerler tercih edilmelidir [9].

Ayrıca seçilen kömür yatağında uygulanacak kuyu açma teknolojisi, gazlaştırma reaksiyonlarının kimyası ve termodinamik yapısı oldukça önemli parametrelerdir. Yer altı kömür gazlaştırma teknolojisinin seçilen kömür yatağında uygulanabilirliğini tespit etmek için tanımlanması gereken maddeler aşağıdaki gibidir [9]:

1. Uygun sondaj tekniğinin seçilmesi

2. Gazlaştırma prosesinin koşullarının tanımlanması (hava/oksijen ya da su buharı kullanımı)
3. Üretilen sentez gazının kullanım alanının tespit edilmesi (elektrik, metanol, amonyak, hidrojen üretimi v.b.)
4. Kullanılan teknolojinin çevreye etkisinin ve güvenilirliğinin tespit edilmesi
5. Kullanılan teknolojinin ekonomik açıdan değerlendirilmesi

2.6 Yer Altı Kömür Gazlaştırma Prosesinin Üstünlükleri ve Sakıncaları

Yer altı kömür gazlaştırma prosesinin avantajları arasında; yatırım maliyeti ön plana çıkmaktadır. Gazlaştırma işlemi kömürün bulunduğu yatakta müdahalesini gerektirdiği için klasik gazlaştırma proseslerinde uygulanan depolama, transfer ve gazlaştırma reaktörlerine ihtiyaç duymadığından yüzey gazlaştırma prosesine göre yatırım maliyeti daha düşüktür.

Yer altı gazlaştırma prosesi geleneksel madencilik yöntemi ile çıkarılması zor ve maliyetli olan, düşük kalorifik değerli, nem ve kül içeriği fazla olan kömür yataklarından ekonomik bir şekilde enerji üretilmesini sağlamaktadır [7].

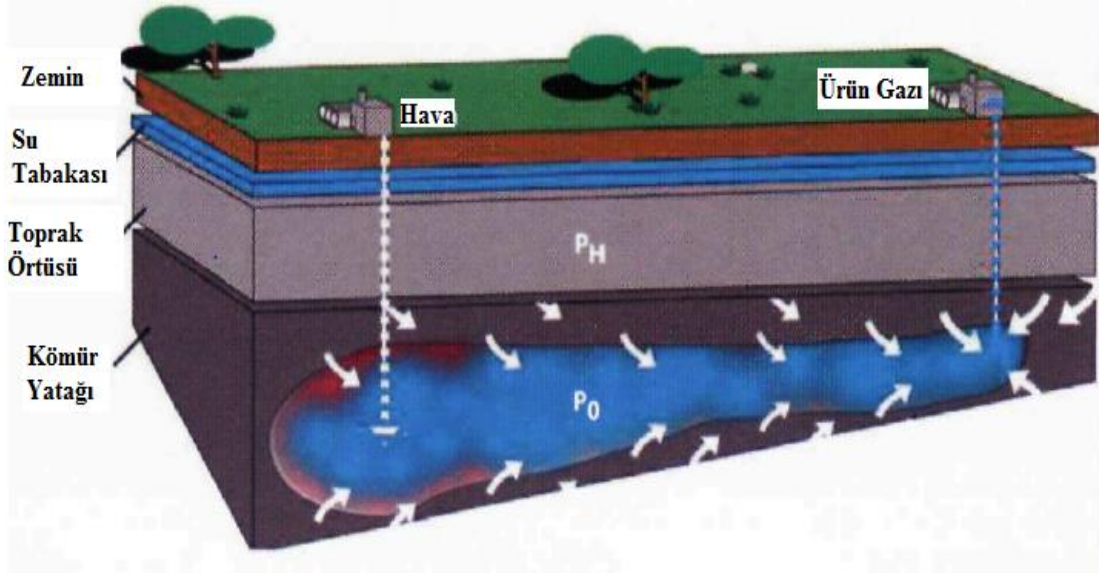
Derinliği fazla olan kömür yataklarında yüksek basınçta metan üretilerek yüksek ısı değerli sentez gazı elde edilebilmektedir. Yer altı gazlaştırma tekniğinin yüzey gazlaştırma tekniğine kıyasla termal verimliliği oldukça fazladır [7].

CRIP tekniği ile oksijenli ortamda yüksek ısı verimliliğe sahip gazlaştırma prosesinin gerçekleşmesi mümkündür. Ayrıca bu teknik yer altı gazlaştırma teknolojisindeki en büyük kısıt olan toprak çökmesi olayını da azaltmaktadır [7].

Yer altı gazlaştırma prosesi sırasında açığa çıkan küller toprağın altında kaldığı için hem çevrenin korunmasında hem de yüzey gazlaştırma prosesine kıyasla ekstra temizleme ünitelerinin kullanılmasına ihtiyaç duymamaktadır [7].

Yer altı kömür gazlaştırma prosesi uygulanırken yer altındaki su kaynaklarının korunması için dikkat edilecek en önemli husus, gazlaştırma bölgesindeki basınçtır. Şekil 2.15’de gösterilen gazlaştırma bölgesindeki basınç, kömür yatağında bulunan suyun hidrostatik basıncından ($P_0 < P_H$) daha az olmalıdır.

Böylelikle gazlaştırma sonucunda oluşan gazlar su tabakasına geçiş yapamayacağı için, su tabakasının kirlenmesi önlenmektedir [8].



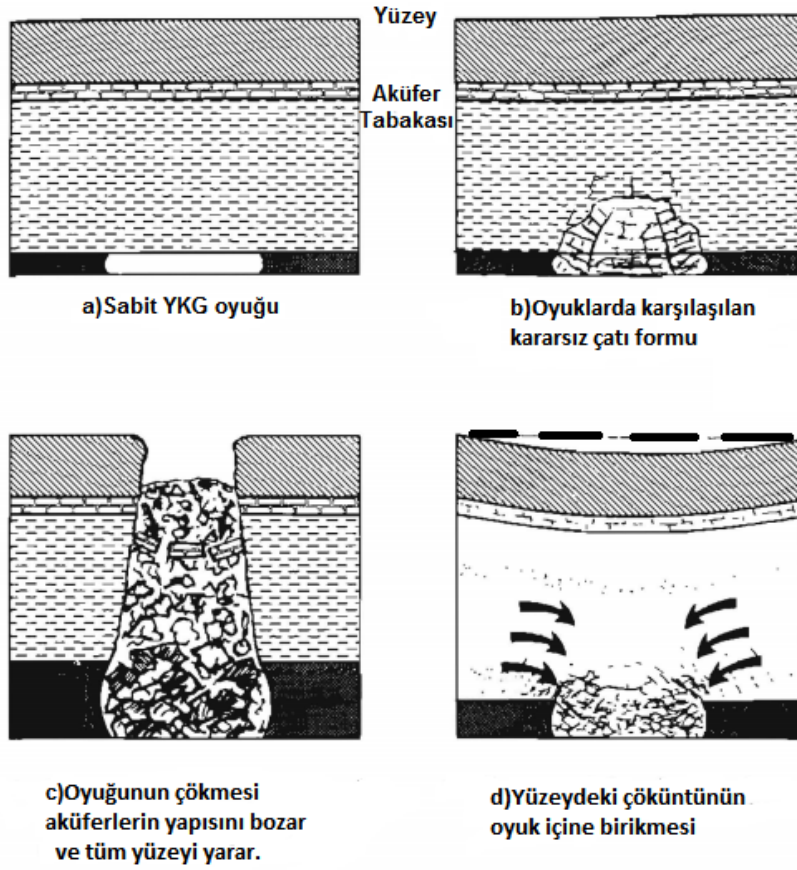
Şekil 2.15: Yer altındaki gazlaştırma kanalı ile su tabakasının basınçları [8].

Yer altı kömür gazlaştırma prosesinin sakıncalarını incelediğimiz zaman karşımıza çıkan bir diğer problem ise toprak çökmesidir. Toprağın çökmesi yer altından bir kütlelenin uzaklaştırılması üzerine yeryüzü tarafından yapılan düzenleme olarak tanımlanır. Yer altı madenciliğinde veya yer altı suyu ekstraksiyonunda da oldukça sık görülmektedir.

Çökmenin çevre üzerinde ve yer altı kömür gazlaştırma prosesinin başarısı üzerine olumsuz etkileri bulunmaktadır. Bu nedenlerden dolayı çökme, yer altı kömür gazlaştırma açısından son derece önemlidir.

Şekil 2.16'da gazlaştırma oyuklarında meydana gelen çökmenin aşamaları resmedilmiştir. Çökmenin çevre üzerinde yaratabileceği olası sorunlar, ürün gazlarının yüzeye sızması, kaçan gazların aküferleri kirlenmesi ve aküferlerde oluşacak yapısal bozukluklardır [17].

Yer altı kömür gazlaştırma prosesinin performansına olan etkileri ise, yüzeydeki ekipmanlara zarar vermesi, ürün ve enjeksiyon kuyularına zarar vermesi, sızan gazlardan olayı yakındaki kömür damarlarını da tutuşturması, çökme sonucu oyukların molozlarla kaplanması ile gaz akışının değişmesi ve su girişini etkilemesi olarak sayılabilir [17].

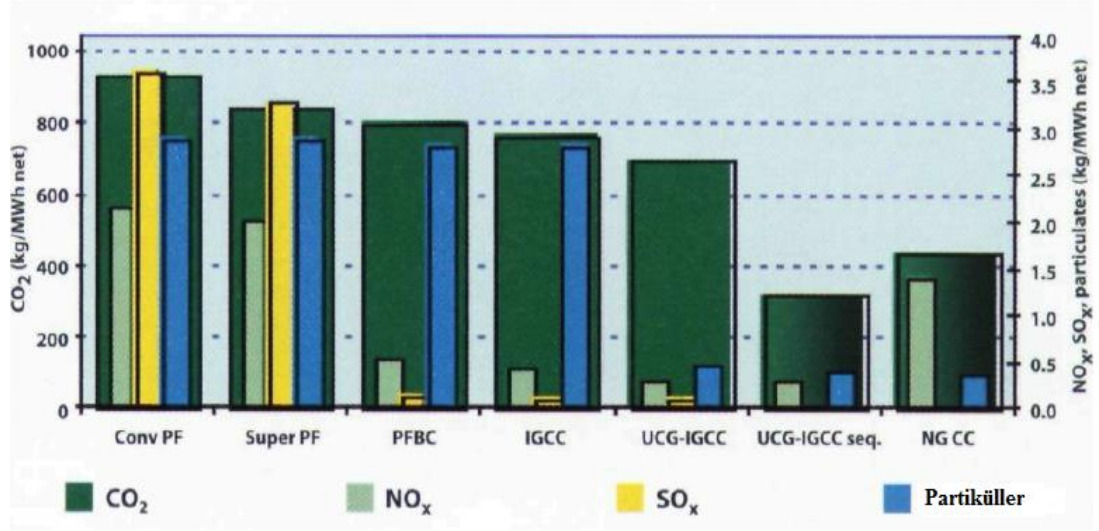


Şekil 2.16 : Oyuklarda meydana gelen çökme esnasındaki aşamalar [17].

Yer altı gazlaştırma prosesinde ele alınan bir diğer konu ise proses sonucu açığa çıkan emisyonlardır. Şekil 2.17’de çeşitli fosil yakıtların kullanıldığı güç santrallerinin NO_x , SO_x , CO_2 ve partikülleri de içeren emisyon seviyeleri verilmiştir.

Datalar geleneksel pülverize yakıt, süperkritik pülverize yakıt, PFBC (basınçlı akışkan yatakta yakma), IGCC ve doğal gaz kullanılan güç santralleri ile yer altı kömür gazlaştırma prosesi ile kıyaslanmaktadır.

Yer altı gazlaştırma prosesi ile çalışan IGCC santralının CO_2 emisyon seviyesi diğer güç santrallerinden daha az olmasına rağmen doğal gaz ile çalışan IGCC santralin CO_2 emisyonundan daha fazladır. Yer altı kömür gazlaştırma prosesine CO_2 ayırma ünitesi ilave edildiğinde (UCG-IGCC seq.) CO_2 emisyonunun ciddi oranda azaldığı tespit edilmiştir [8].

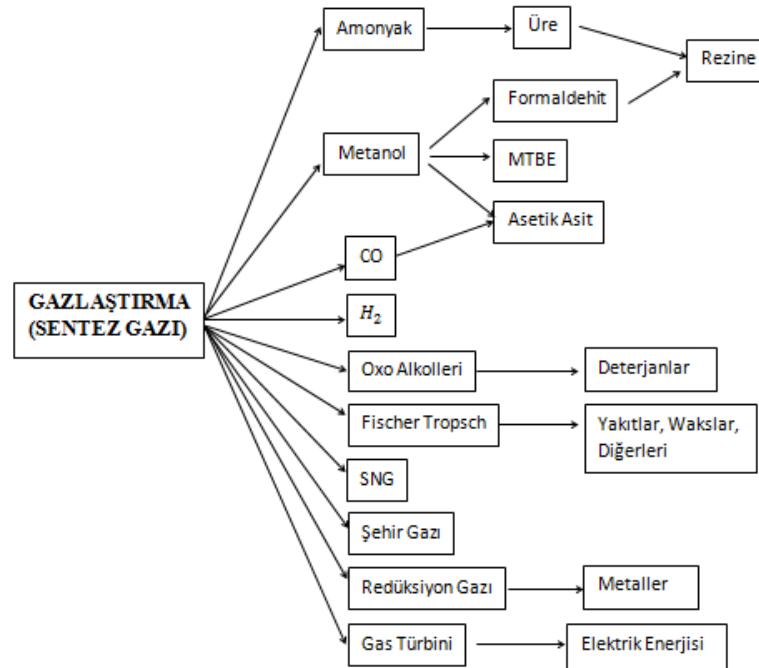


Şekil 2.17: Konvansiyonel fosil yakıtlı güç santrallerinin emisyonları [8].

2.7 Sentez Gazının Kullanım Alanları

Gazlaştırma prosesinde açığa çıkan sentez gazının iki önemli bileşeni olan H_2 ve CO elektrik enerjisi ve bazı kimyasalların üretiminde kullanılmaktadır.

Şekil 2.18’de de görüldüğü gibi sentez gazı amonyak, metanol, Fisher-Tropsch ürünleri ve elektrik enerjisi olmak üzere enerji ve kimya sektöründe kullanılan önemli bir hammadde özelliği taşımaktadır [4].



Şekil 2.18: Sentez Gazının Kullanım Alanları [4].

2.7.1 Kimyasal üretimi

Sentez gazı, H_2 ve CO içeriğinden dolayı kimya endüstrisinde bazı kimyasalların üretimi için oldukça önemlidir. Bu kimyasallardan amonyak, dünya çapında üretilen kimyasal ürünler arasında üretim hacmi olarak birinci sırada yer almaktadır. Amonyak üretiminin yaklaşık %90'lık kısmı doğal gazın steam reforming prosesine dayanmaktadır. Diğer %10'luk kısım ise kömürün gazlaştırılması sonucunda oluşan sentez gazı üretiminden elde edilmektedir [4].

Yılda yaklaşık 3,3 milyon ton metanol (dünya üretiminin %9'u), kömür ve petrol atıklarının gazlaştırılması ile üretilmektedir [4].

Ayrıca dünya hidrojen üretiminin %3,2'lik kısmı da yine gazlaştırma prosesi ile elde edilmektedir. Sentez gazının kimyasal üretiminde kullanılabilmesi için yapısında bulunan H_2 ve CO miktarlarının belirli oranlar dahilinde olması gerekmektedir. Örneğin metanol üretimi için sentez gazının $\frac{H_2}{CO}$ oranı en az 2 olmalıdır [18]. Bu nedenle sentez gazı üretiminin hangi alanda kullanılacağına bağlı olarak gazlaştırma prosesinin koşulları değişiklik göstermektedir.

Sentez gazı yapısında bulunan H_2S , COS ve CO_2 gibi korozyif bileşenlerden dolayı öncelikle gaz temizleme ünitelerinde temizlenip daha sonra kimyasalların üretiminde kullanılmaktadır [4].

2.7.2 Sentetik yakıt üretimi

Yakıtlar kullanım koşullarına ve uygulanabilirliğine göre farklı yakıt türlerine dönüştürülmektedir. Kullanım alanına göre kömürden sıvı yakıtlar ya da sentetik doğal gaz üretilmektedir. Kömürün gazlaştırılması ile elde edilen sentez gazı Fisher-Tropsch yöntemi ile sıvı hidrokarbon yakıtlara dönüştürülmektedir. Güney Afrika'da bulunan Sasol kompleksinde Fisher-Tropsch yöntemi ile kömürden sıvı yakıt üretimi uygulanmıştır [4].

Ayrıca ABD'de bulunan North Dakota'daki bir tesiste kömürden sentetik doğal gaz üretimi yapılmaktadır.

2.7.3 Elektrik enerjisi üretimi

Kömürün yakılmasıyla elektrik enerjisi üretilen güç santrallerinde verim %30-35 civarında iken gaz yakılmasıyla enerji üretilen güç santrallerinde verim açık çevrimlerde %35-43, kombine çevrimlerde ise %50-60 arasında değişkenlik göstermektedir [4].

Modern yakma teknolojilerinin kullanıldığı güç santrallerinde verim %40'ın üzerine çıkmasına rağmen bu teknolojilerdeki en büyük problem CO_2 emisyonunun yüksek olmasıdır [4].

Son zamanlarda güç santrallerindeki verimi artırmak ve CO_2 emisyonunu azaltmak için bir takım iyileştirmeler yapılmıştır. Bunlardan en önemlisi yer altı kömür gazlaştırma teknolojisinin kombine çevrim santralleri ile birleştirilmesidir.

2.7.3.1 Birleşik gazlaştırma kombine çevrim santrali (IGCC)

IGCC teknolojisi kombine çevrimlerde kömürün gazlaştırılmasıyla yüksek verimli enerji üretimi sağlamaktadır. IGCC tesisleri 3 ana bölümden oluşmaktadır [4].

1. ASU (Air separation Unit) Hava Ayırıştırma Ünitesi
2. AGR (Acid Gas Removal)Asit Gazı Temizleme Ünitesi
3. Kombine çevrim Ünitesi



Şekil 2.19: IGCC Güç Tesisinin Blok Diyagramı [4]

Birinci bölüm olan hava ayırıştırma ünitesinde, yer altı kömür gazlaştırma prosesinde kullanılacak havanın oksijen içeriği zenginleştirilmektedir. Eğer sentez gazı kimyasalların üretiminde kullanılacak ise, prosese beslenen havanın %99,5 saflıkta oksijen içermesi gerekmektedir.

Hava ayırıştırma ünitesinden çıkan oksijenle zenginleştirilmiş hava akımı yer altı gazlaştırma ünitesine beslenmektedir. Gazlaştırma sonucunda, sentez gazı olarak adlandırılan H_2 , CO , CH_4 , CO_2 ve H_2S gazlarından oluşan gazın elektrik üretiminde

kullanılabilmesi için öncelikli olarak temizlenmesi gerekmektedir. Sentez gazının kondenserde soğutulması yoluyla gazın yapısında bulunan tar ve su sentez gazından uzaklaştırılır. Gaz türbininde kullanılacak olan sentez gazı, yapısında H_2S bulunması nedeniyle korozyif bir etkiye sahiptir. Sentez gazından hidrojen sülfürün ayrıştırılması için asit gazı temizleme ünitesi kullanılmaktadır. Bu ünite iki adet absorpsiyon kolonundan oluşur. İlk kolonda yoğunlaştırucudan çıkan soğuk gaz, CO_2 ve H_2S 'i absorplama özelliği bulunan $10^{\circ} C$ sıcaklık ve 10 atm basınçtaki %5'lik monoetanolamin sulu çözeltisi (MEA) ile yıkanır.

Monoetanolamin sulu çözeltisi ikinci kolonda (amin rejenerasyon kolonunda) temizlendikten sonra geri döngü yapılarak ilk kolona (absorpsiyon kolonuna) verilir. Amin sulu çözeltisi ile yapılan yıkama işlemi ile gaz akımındaki CO_2 'in %90'ı ve H_2S 'in %99,9'u absorplanır.

Gaz temizleme ünitesinde pek çok farklı çözelti kullanılabilmektedir [19]. Bu çözeltiler:

- Monoetanolamin (MEA)
- Dietanolamin (DEA)
- Metildietanolamin (MDEA)
- Diizopropilamin (DIPA)
- Aminoetoksietanol (DGA)

Endüstride en yaygın olarak kullanılanları MEA, DEA ve MDEA'dır.

3. YER ALTI KÖMÜR GAZLAŞTIRMA PROSESİNİN MODELLENMESİ

Kömür gazlaştırma prosesi, yüksek sıcaklık altında kömürün yapısındaki organik bileşenlerin gazlaştırma ajanları (hava/saf oksijen ve su buharı) ile teması sonucunda meydana gelen termo-kimyasal dönüşümlerdir. Kömürün gazlaştırılması esnasında homojen ve heterojen reaksiyonlar meydana gelmektedir. Termodinamik ve kimyasal açıdan incelendiğinde bu reaksiyonların yüzey ve yer altı gazlaştırma proseslerinin her ikisinde de yer aldığı, her iki prosesin de birbiri ile benzer olduğu literatürde yer almaktadır [6]. Gazlaştırma prosesi eş zamanlı pek çok kimyasal reaksiyon içerdiği için prosesin matematiksel modelinin oluşturulmasında oldukça kompleks bir yapı karşımıza çıkmaktadır. Kömür gazlaştırma prosesinin modelinin çıkarılmasında termodinamik (denge modeli) ve kinetik (kinetik model) olmak üzere iki yaklaşım bulunmaktadır.

Kinetik model gazlaştırma prosesinin mekanizmasını ve hızını açıklarken, denge modeli prosesin dizaynı, değerlendirilmesi ve gelişimi için gerekli termodinamik sınırları belirlemektedir [20].

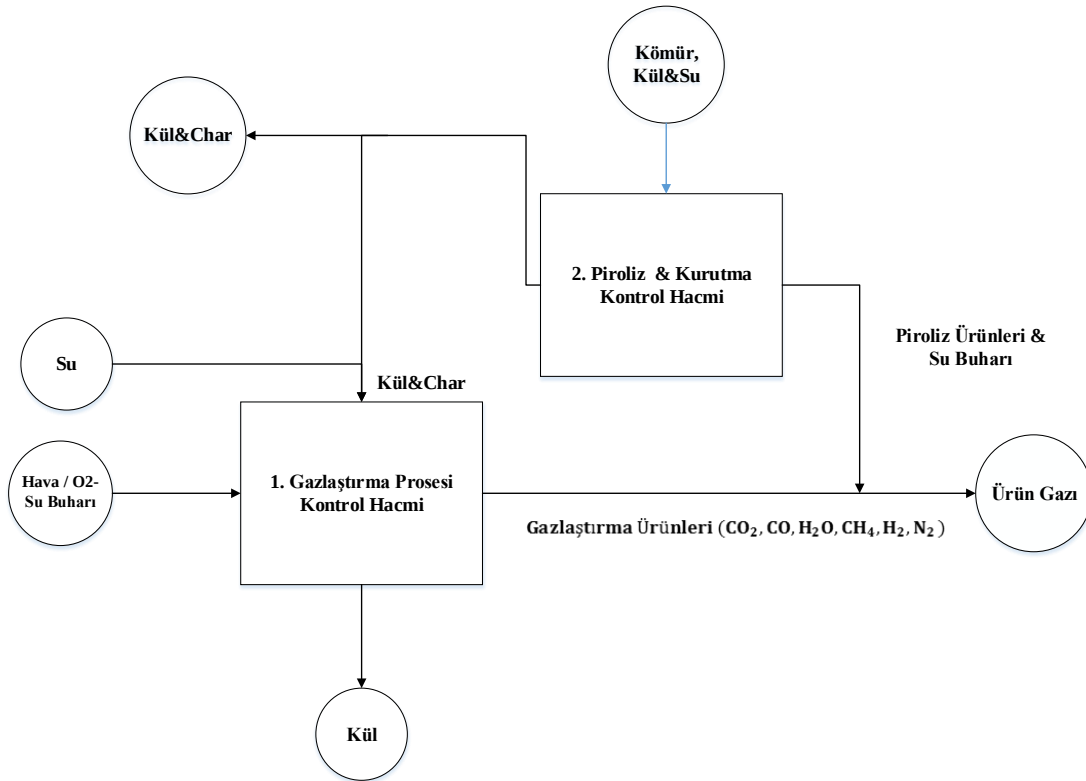
3.1 Denge Modeli

Denge modeli; Gibbs serbest enerjinin minimize edilmesi ya da denge sabitinin kullanılmasıyla oluşturulmaktadır. Gibbs serbest enerjinin minimize edilmesinde kompleks yapıda pek çok matematiksel teori kullanılmaktadır. Gazlaştırma prosesinin matematiksel modelini kolaylaştırmak amacıyla denge sabiti hesabına dayanan bir model geliştirilmiştir [21].

Gazlaştırma prosesinin analizi için pek çok araştırmacı denge modelini kullanmıştır [21]. Bu tez çalışmasında, denge modeli baz alınarak MATLAB bilgisayar programında matematiksel modelin simülasyonu yapılmıştır.

Tez çalışmasında kullanılan denge modeli; Şekil 3.1 'de 1 numara ile gösterilen gazlaştırma bölgesinde meydana gelen reaksiyonların denge sabitlerinin ve 1 numaralı bölgenin kütle dengesinin hesaplanması ilkesine dayanmaktadır.

Şekilde de gösterildiği gibi, yer altı gazlaştırma prosesi 2 bölgeden oluşmaktadır. Hesaplamaların kolay yapılabilmesi için her bölge bir kontrol hacmi ile temsil edilmektedir. Birinci kontrol hacmi aktif gazlaştırma bölgesini, ikinci kontrol hacmi ise piroliz/kurutma bölgesini ifade etmektedir.

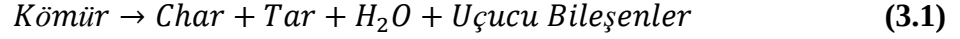


Şekil 3.1: Yer altı kömür gazlaştırma prosenin denge modeli [13,30].

Gazlaştırma bölgesinde, sisteme enjekte edilen gaz (hava / saf O_2 ve su buharı) piroliz/ kurutma bölgesinde oluşan char ile reaksiyona girer. Denge modelinde, sisteme giren havanın / saf oksijenin tamamının CO_2 ve CO oluşumu esnasında tüketildiği varsayılmaktadır. Gazlaştırma bölgesinde oluşan ürün gazı gazlaştırma kontrol hacminden ayrılır.

Piroliz/ Kurutma bölgesinde, gazlaştırma sonucu açığa çıkan yaklaşık 1000 °K (± 100 °K) sıcaklıktaki ürün gazı kömürün kuruması ve pirolizi için gerekli olan ısıyı sağlamaktadır. Piroliz/ Kurutma sonrası, su buharı ve piroliz ürünleri kontrol

hacminden ayrılarak ürün gazı ile birleşir. Piroliz/ Kurutma bölgesinde (3.1) nolu reaksiyon meydana gelmektedir [20].



Gazlaştırma bölgesinde ise hem heterojen hem de homojen reaksiyonlar oluşmaktadır. (3.2), (3.3), (3.4), (3.5), (3.6) nolu reaksiyonlar heterojen reaksiyonlardır. (3.2) ve (3.3) nolu reaksiyonlarda, Piroliz sonucunda oluşan char'ın oksijen ile kısmi ve tam yanması sonucunda CO ve CO₂ gazları açığa çıkmaktadır. (3.4) nolu reaksiyon char'ın sisteme beslenen su buharı ile reaksiyonu sonucunda CO ve H₂ gazı oluşumunu göstermektedir. Gazlaştırma prosesi için oldukça önemli olan boudouard reaksiyonunda (3.5 nolu reaksiyon) ise char'ın CO₂ gazı ile tepkimesi sonucunda CO gazı meydana gelmektedir.

1. Tam yanma reaksiyonu



2. Kısmi yanma reaksiyonu



3. Karbonun su buharı ile reaksiyonu



4. Boudouard Reaksiyonu



5. Hidrojenasyon Reaksiyonu



Heterojen reaksiyonlar sonucunda oluşan CO ve H₂ gazları eş zamanlı olarak sisteme beslenen su buharı ile reaksiyona girmektedir. Bu süreçte meydana gelen homojen reaksiyonlar (3.7) ve (3.8) nolu denklemlerle ifade edilmektedir. Her iki reaksiyon da çift yönlü (tersinir reaksiyon) olduğu için proses sıcaklığı ve ortamdaki gaz bileşenlerinin miktarı reaksiyonların hangi yönde ilerleyeceği konusunda oldukça etkilidir.

6. Water-Gas Shift Reaksiyonu

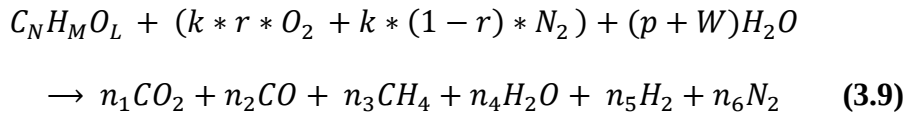


7. Metanlaştırma Reaksiyonu



3.2 Denge Modelinin MATLAB Simülasyonu

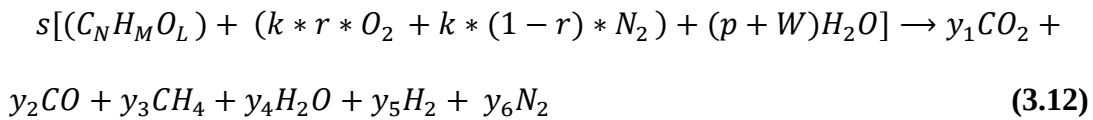
Gazlaştırma prosesinin matematiksel denge modeli oluşturulurken kömürün kimyasal formülasyonu $C_N H_M O_L$ olarak tanımlanmış olup, modelde kömürün hava ve su buharı ile reaksiyonu temel alınmıştır. Temel anlamda gazlaştırma reaksiyonu (3.9) aşağıdaki gibi ifade edilmektedir [21,22,32].



Reaksiyon denkleğinin her iki tarafı da reaksiyon sonucu oluşan ürün gazının toplam mol miktarına (n_t) (kmol/sn) bölündüğü zaman (3.12) nolu reaksiyon denkliği elde edilmektedir.

$$n_t = n_1 + n_2 + n_3 + n_4 + n_5 + n_6 \quad (3.10)$$

$$s = \frac{1}{n_t}, y_1 = \frac{n_1}{n_t}, y_2 = \frac{n_2}{n_t}, y_3 = \frac{n_3}{n_t}, y_4 = \frac{n_4}{n_t}, y_5 = \frac{n_5}{n_t}, y_6 = \frac{n_6}{n_t} \quad (3.11)$$



(3.9) nolu denkleğe göre gazlaştırılacak kömürde “N kmol/sn karbon”, “M kmol/sn hidrojen”, “L kmol/sn oksijen” bulunmaktadır. Gazlaştırma prosesi için sisteme “k” kmol/sn hava beslemesi yapılmaktadır. Gazlaştırma sonucunda oluşacak ürün gazının optimize edilmesi için farklı oranlarda sisteme zenginleştirilmiş oksijen içeren hava beslenmektedir. Havadaki oksijenin zenginleştirme yüzdesi (%) “r” ile ifade edilmektedir. (3.9) nolu denklikte yer alan “p” sisteme beslenen su buharının mol debisini (kmol/sn) “W” ise kömürdeki nem miktarını ifade etmektedir.

Kömürün yeraltında gazlaştırılması sonucunda gaz ürün olarak $CO_2, CO, CH_4, H_2O, H_2$ ve N_2 oluşmaktadır. (3.12) nolu reaksiyon temel alınarak sistem için C, H, O ve N bazlı molce yüzde denklikleri yazılmıştır [23].

Karbonun Molce Yüzde Dengesi

$$y_1 + y_2 + y_3 = s * N \quad (3.13)$$

Hidrojenin Molce Yüzde Dengesi

$$4 * y_3 + 2 * y_4 + 2 * y_5 = s * (M + 2 * (p + W)) \quad (3.14)$$

Oksijenin Molce Yüzde Dengesi

$$2 * y_1 + y_2 + y_4 = s * [L + 2 * r * k + (p + W)] \quad (3.15)$$

Nitrojenin Molce Yüzde Dengesi

$$2 * y_6 = s * [2 * k * (1 - r)] \quad (3.16)$$

Toplam Molce Yüzde Dengesi

$$y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 = 1 \quad (3.17)$$

(3.12) nolu denkleme göre sistemdeki bilinmeyenlerin sayısı $y_1, y_2, y_3, y_4, y_5, y_6$ (ürün gazları) ve $s \left(\frac{1}{n_t}\right)$ olmak üzere 7 adettir.

(3.13), (3.14), (3.15), (3.16) ve (3.17) nolu denklemler bağımsız hale getirilmek için denklemler birbirine eşitlenerek (3.18), (3.19) ve (3.20)'de belirtildiği gibi düzenlenmiştir.

$$y_1 + y_2 + y_3 = \frac{N}{M+2*(p+W)} * (4 * y_3 + 2 * y_4 + 2 * y_5) \quad (3.18)$$

$$2 * y_1 + y_2 + y_4 = \frac{L+2*k*r+(p+W)}{M+2*(p+W)} * (4 * y_3 + 2 * y_4 + 2 * y_5) \quad (3.19)$$

$$2 * y_6 = \frac{2*k*(1-r)}{M+2*(p+W)} * (4 * y_3 + 2 * y_4 + 2 * y_5) \quad (3.20)$$

(3.18), (3.19), (3.20) nolu denklemler dikkate alındığında “s” bilinmeyeni ortadan kaldırılmış olup eşitlikler sadeleştirilerek bilinmeyen sayısı 6’a düşürülmüştür. Modelin çözülebilmesi için 6 adet bilinmeyene karşılık 6 adet bağımsız denklem yazılması gerekmektedir. Halihazırda 4 adet denklem bulunduğundan 2 adet denklem daha yazılması gerekir.

Bu denklemlerde homojen ve heterojen reaksiyonların denge sabitlerinden türetilmelidir.

Gazlaştırma prosesinin (3.9) nolu temel reaksiyonu dışında aşağıda belirtilen reaksiyonlardan karbon-su buharı ve karbon-karbondioksit (boudouard) reaksiyonları birleştirildiğinde water-gas shift olarak adlandırılan reaksiyon denkliği oluşmaktadır [21,24,33].



Water-gas shift reaksiyonun, belirtilen 2 reaksiyon yerine geçmesi nedeniyle denge sabiti hesaplanırken water-gas shift reaksiyonu temel alınacaktır. Modelin çözülmesinde kullanılacak bir diğer bağımsız denklem de metanlaştırma reaksiyonunun denge sabitidir. $3H_2 + CO \leftrightarrow CH_4 + H_2O$

3.2.1 MATLAB simülasyonu için matematiksel modelin kurulması

(3.7) ve (3.8) nolu homojen reaksiyonların denge sabitleri (3.21) ve (3.22) nolu denklemlerle hesaplanmaktadır [25].

Water-Gas Shift reaksiyonu için denge sabiti [13, 26];

$$Kp_1 = \frac{y_1 \cdot y_5}{y_2 \cdot y_4} \quad (3.21)$$

Metanlaştırma reaksiyonu için denge sabiti [13];

$$Kp_2 = \frac{y_4 \cdot y_3}{y_2 \cdot y_5^3} \left(\frac{P}{P_0} \right)^{-2} \quad (3.22)$$

Denklemleri daha sade bir hale getirmek için (3.23), (3.24) ve (3.25) nolu denklemlerle ifade edilen kısaltmalar kullanılmaktadır.

$$z = \frac{N}{M + 2 \cdot (p + W)} \quad (3.23)$$

$$t = \frac{L + 2 \cdot k \cdot r + (p + W)}{M + 2 \cdot (p + W)} \quad (3.24)$$

$$u = \frac{2 \cdot k \cdot (1 - r)}{M + 2 \cdot (p + W)} \quad (3.25)$$

Denge modelinde kurulan denklemler doğası gereği nonlinear eşitlikler olduğu için Newton-Raphson metodu ile çözülebilmektedir.

Matematiksel modelin çözümü için öncelikle eşitliklerin MATLAB programına uygun olarak düzenlemesi gerekmektedir.

$$f_1 = y_1 + y_2 + y_3 - z * (4 * y_3 + 2 * y_4 + 2 * y_5) = 0 \quad (3.26)$$

$$f_2 = 2 * y_1 + y_2 + y_4 - t * (4 * y_3 + 2 * y_4 + 2 * y_5) = 0 \quad (3.27)$$

$$f_3 = 2 * y_6 - u * (4 * y_3 + 2 * y_4 + 2 * y_5) = 0 \quad (3.28)$$

$$f_4 = 1 - y_1 - y_2 - y_3 - y_4 - y_5 - y_6 = 0 \quad (3.29)$$

$$f_5 = y_1 - Kp_1 * \frac{y_2 * y_4}{y_5} = 0 \quad (3.30)$$

$$f_6 = y_3 - Kp_2 * \frac{y_2 * y_5^3}{y_4} \left(\frac{P}{P_0}\right)^2 = 0 \quad (3.31)$$

Yukarıda belirtilen (3.26), (3.27), (3.28), (3.29), (3.30) ve (3.31) nolu eşitliklerin çözülebilmesi için öncelikle reaksiyon denge sabitlerinin (Kp_1 ve Kp_2) hesaplanması gerekmektedir. (3.7) ve (3.8) nolu reaksiyonların denge sabitleri Kp_1 ve Kp_2 (3.32) nolu denklem ile ifade edilen Gibbs serbest enerji formülü ile hesaplanmaktadır. Gibbs serbest enerjinin (ΔG_T) hesaplanması için de (3.33) ve (3.34) nolu eşitliklerden faydalanılmaktadır [25].

$$\ln Kp(T) = \frac{-\Delta G_T}{RT} \quad (3.32)$$

$$\Delta G_T = \sum_i x_i \Delta g_{f,T,i}^\circ \quad (3.33)$$

$$\Delta g_{f,T,i}^\circ = H_{f,i}^\circ - aT \ln T - bT^2 - \frac{c}{2}T^3 - \frac{d}{3}T^4 + \frac{e}{2T} + f + gT \quad (3.34)$$

Sistemdeki her bir ürün gazı bileşeni için Gibbs serbest enerjisindeki değişim (3.34) nolu denklem ile hesaplanmaktadır. Denklemde yer alan a,b,c,d,e,f ve g katsayıları Çizelge 3.1'den alınmıştır [25].

Çizelge 3.1: (3.31) nolu denklemin katsayıları [25].

Bileşenler	$H_{f,298}^\circ$	a	b	c	d	e	f	g
CH_4	-74,8	-4,62E-02	1,13E-05	1,32E-08	-6,65E-12	-4,89E+02	14,10	-0,22
CO	-110,5	5,62E-03	-1,19E-05	6,38E-09	-1,85E-12	-4,89E+02	0,87	-0,06
CO_2	-393,5	-1,95E-02	3,12E-05	-2,45E-08	6,95E-12	-4,89E+02	5,27	-0,12
H_2O	-241,8	-8,95E-03	-3,67E-06	5,21E-09	-1,48E-12	0,00E+00	2,87	-0,02

Reaksiyon denge sabitlerinin (Kp_1 ve Kp_2) hesaplanmasında (3.32), (3.33) ve (3.34) nolu denklemlerin çözümü için MATLAB programında uygun bir kod yazılır. Kodlar oluşturulduktan sonra denklemlerde yer alan parametreler ve katsayılar tanımlanır.

(3.34) nolu denklemdeki katsayılar Çizelge 3.1’den alınmaktadır. Diğer parametreler ise aşağıdaki gibi tanımlanmıştır.

1. Gazlaştırma oyuğunun indirgenme bölgesinde sıcaklık 600 ile 1000 °C arasında olduğu için bu çalışmada proses sıcaklığı 800°C olarak alınmıştır.

2. Ürün gazlarının molce yüzde değerleri için başlangıç değerleri atanmıştır.

($y_1=0,13$, $y_2=0,25$, $y_3=0,02$, $y_4=0,1$, $y_5=0,2$, $y_6=0,3$)

3. İdeal gaz sabiti olarak “R” 8,314 J/ molK alınmıştır.

Yukarıdaki parametreler temel alınarak (3.7) ve (3.8) nolu reaksiyonların denge sabitlerinin hesaplandığı bir MATLAB kodlaması (bkz. EK.A) yapılmıştır. Denklemlerin MATLAB programında çözümü sonucunda denge sabitleri sırasıyla $Kp_1=1,00215$ ve $Kp_2=1,00376$ olarak elde edilmiştir. Denge sabitleri hesaplandıktan sonra (3.26)’dan (3.31)’e kadar olan denklemlerin çözümü için EK.B’de gösterilen MATLAB kodlaması yapılmıştır.

Denge modelinde Çizelge 3.2’de yer alan Tekirdağ-Malkara-Pirinççesme yatağından çıkarılan kömürün elementel ve tam analizi kullanılmıştır.

Çizelge 3.2 : Tekirdağ-Malkara-Pirinççesme kömürünün elementel ve tam Analizi [26].

Tam Analiz (%)	Orjinal	Elementel Analiz (%)	Orjinal
Nem	27,17	C (Karbon)	37,95
Kül	17,67	H (Hidrojen)	2,85
Uçucu Madde	25,7	N (Azot)	1,04
Sabit	29,46	O (Oksijen)	12,02
Karbon		S (Yanar Kükürt)	1,3

Gazlaştırma prosesinin matematiksel denge modelinin çözümü için yapılan kabuller aşağıdaki gibidir.

1. “f” olarak tanımlanan sisteme beslenen kömür debisi 70 ton/gün olarak alınmıştır.

$$f = 70 \frac{\text{ton}}{\text{gün}} * \frac{1 \text{ gün}}{24 \text{ saat}} * \frac{1 \text{ saat}}{3600 \text{ sn}} * \frac{1000 \text{ kg}}{1 \text{ ton}} = 0,81 \frac{\text{kg}}{\text{sn}} \quad (3.35)$$

2. Sisteme beslenen 0,81 kg/sn kömürün ($C_N H_M O_L$) içeriğindeki “N kmol/sn” karbon, “M kmol/sn” hidrojen ve “L kmol/sn” oksijen debisi hesaplanırken Çizelge 3.2’de verilen ağırlıkça yüzde miktarları ve her bir elementin atom ağırlığı kullanılmıştır. H : 1 kg/kgmol, O: 16 kg/kgmol, C: 12 kg/kgmol alınmıştır.

$$M \left(\text{kmol/sn} \right) = f \left(\text{kg/sn} \right) * \frac{\text{Ağırlıkça Yüzde Oranı}}{1} \left(\text{kg/kgmol} \right) \quad (3.36)$$

$$M = 0,81 \left(\text{kg/sn} \right) * \frac{0,0246}{1} \left(\text{kg/kgmol} \right) = 0,019 \text{ kmol/sn}$$

$$N \left(\text{kmol/sn} \right) = f \left(\text{kg/sn} \right) * \frac{\text{Ağırlıkça Yüzde Oranı}}{12} \left(\text{kg/kgmol} \right) \quad (3.37)$$

$$N = 0,81 \left(\text{kg/sn} \right) * \frac{0,3107}{12} \left(\text{kg/kgmol} \right) = 0,0209 \text{ kmol/sn}$$

$$L \left(\text{kmol/sn} \right) = f \left(\text{kg/sn} \right) * \frac{\text{Ağırlıkça Yüzde Oranı}}{16} \left(\text{kg/kgmol} \right) \quad (3.38)$$

$$L = 0,81 \left(\text{kg/sn} \right) * \frac{0,1147}{16} \left(\text{kg/kgmol} \right) = 0,0058 \text{ kmol/sn}$$

1. Kömürün yapısındaki “W” ile ifade edilen nem (nemin moleküler ağırlığı H_2O : 18 kg/kgmol) debisi ise (3.39) nolu denklem ile hesaplanmıştır.

$$W \left(\text{kmol/sn} \right) = f \left(\text{kg/sn} \right) * \frac{\text{Ağırlıkça Yüzde Oranı}}{18} \left(\text{kg/kgmol} \right) \quad (3.39)$$

$$W = 0,81 \left(\text{kg/sn} \right) * \frac{0,3858}{18} \left(\text{kg/kgmol} \right) = 0,017 \text{ kmol/sn}$$

2. “v” ile ifade edilen su buharı/ hava oranı 0, 0,1, 0,2, 0,3, 0,4 ve 0,5 olmak üzere 6 farklı durum için hesaplamalar yapılmıştır.
3. Havanın oksijence zenginleştirilmesinin sistem üzerindeki etkisi görmek için de “r” ile ifade edilen havanın oksijence zenginleştirme oranı 0,21, 0,4, 0,6, 0,8 ve 1 olarak hesaplamalarda kullanılmıştır.

6. Basıncın gazlaştırma prosesi üzerindeki etkisini incelemek için de “P” ile ifade edilen ortam basıncı 0,5, 1, 2 ve 3 atm olarak hesaplamalarda kullanılmıştır.

3.3 Denge Modelinin MATLAB Simülasyon Sonuçları

Sentez gazının enerji üretiminden, kimyasal üretimine kadar pek çok alanda kullanılması, gazlaştırma prosesinin her bir uygulama alanı için farklı parametrelerde çalışmasına neden olmaktadır. Bu nedenle gazlaştırma prosesine etki edecek faktörlerin doğru bir şekilde incelenmesi gerekmektedir. Gazlaştırma prosesine etki eden faktörler:

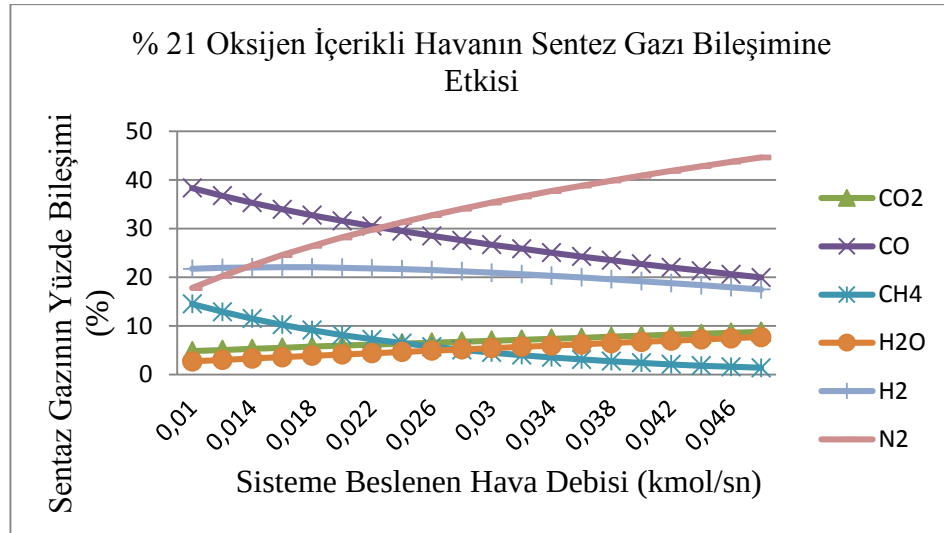
1. Havanın oksijen içeriği
2. Sisteme beslenen su buharı / hava oranı
3. Sistem basıncı
4. Kömürün elementel ve tam analizi

olmak üzere 4 gruba ayrılmaktadır. Bu bölümde her bir faktörün gazlaştırma prosesi üzerindeki etkisi incelenmiştir. MATLAB programı ile yapılan modelde çıkarılan sonuçlar ayrıca EK-C ve EK-D ‘deki çizelge ve grafiklerde yer almaktadır.

3.3.1 Havanın oksijen içeriğinin sentez gazına etkisi

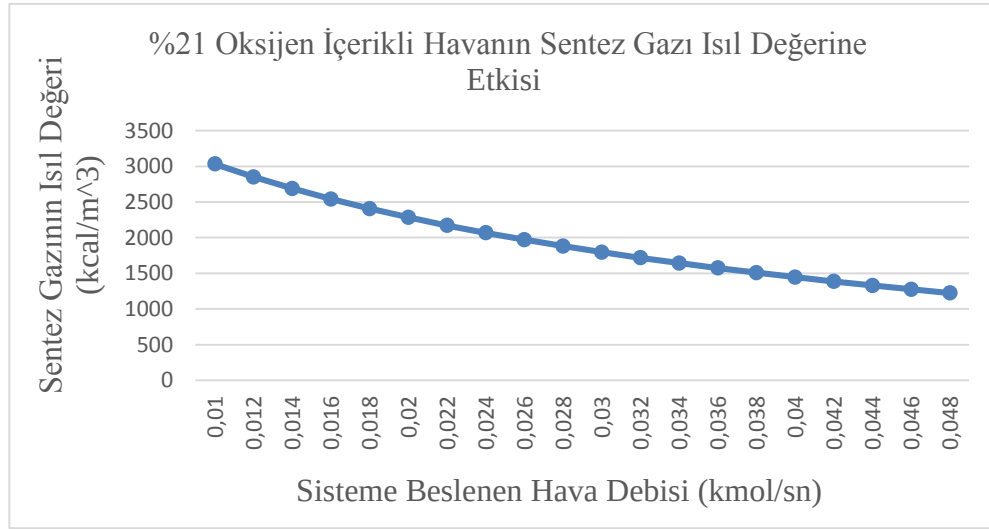
Gazlaştırma prosesine sadece hava beslemesi yapıldığında üretilen sentez gazının yüzde bileşenleri ve ısı değeri oluşun değişiklik EK-C ‘de bulunan Çizelge C.1’de detaylı olarak gösterilmektedir. Şekil 3.2 incelendiği zaman sisteme beslenen hava debisi arttıkça CO_2 , H_2O ve H_2 miktarlarının da arttığı gözlenmektedir.

Hava debisinin artması tam yanmayı tetikleyeceğinden CO_2 miktarında bir artış olmaktadır. H_2 miktarının artması ise belli bir süre sonra metanlaşma reaksiyonunun ($3H_2 + CO \leftrightarrow CH_4 + H_2O$) dengesini bozacağı için sistem tekrar dengeye gelmek için reaksiyonun geri yönde hareket etmesine neden olacaktır. Dengeye gelene kadar H_2 miktarında azalma gözlenmiştir.



Şekil 3.2 : %21 Oksijen içerikli havanın miktarının sentez gazının bileşimine etkisi.

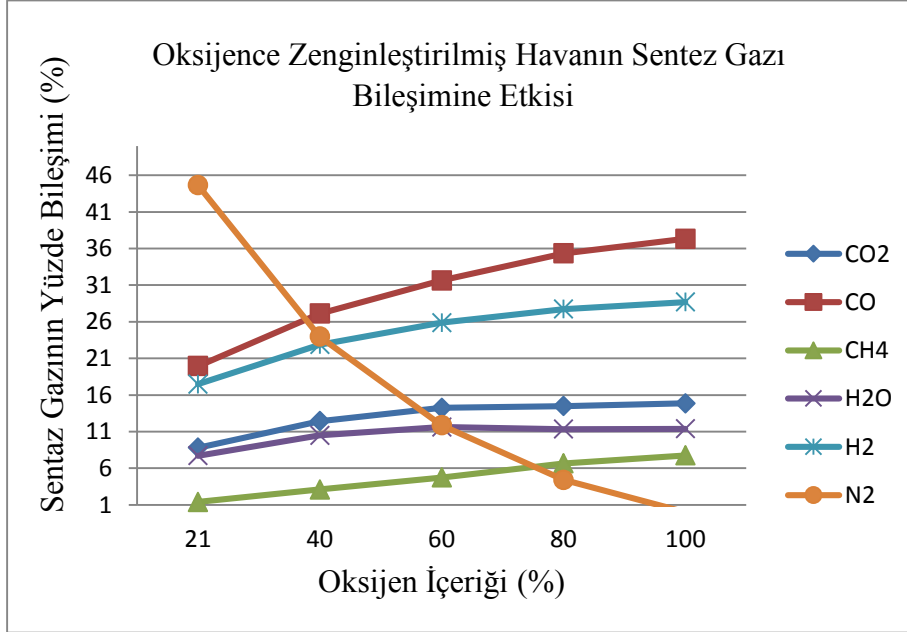
Hava debisinin artması ile birlikte CH_4 ve CO miktarlarının azalması sentez gazının ısı değeri azalmasına neden olmuştur. Şekil 3.3 'de hava debisinin artışına karşılık sentez gazının ısı değeri azalması gösterilmektedir.



Şekil 3.3 : %21 Oksijen içerikli havanın miktarının sentez gazının ısı değerine etkisi.

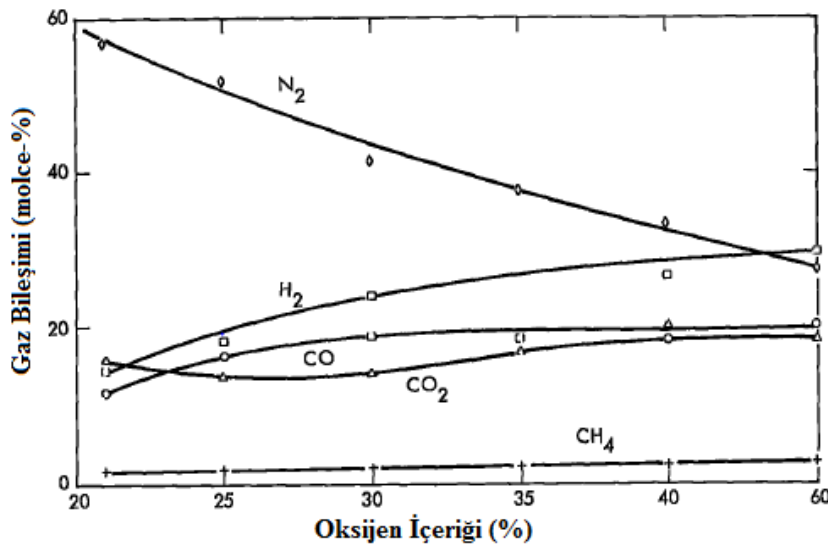
Sisteme beslenen havanın oksijen içeriğini zenginleştirdiğimiz takdirde ise üretilen sentez gazının bileşenlerindeki ve ısı değerindeki değişim EK-C 'deki Çizelge C.1'de detaylı olarak verilmektedir. Ayrıca her bir durum için hava debisinin artması durumundaki değişimler de çizelgelerde raporlanmıştır. Bu rapor hava debisinin artışına bağlı olarak hangi noktada tam yanmanın başladığını göstermektedir.

Tam yanmanın başlangıcı gazlaştırma prosesi için oldukça önemlidir. Tam yanma gazlaştırma prosesinde istenmeyen bir durumdur. Gazlaştırma prosesine farklı oranlarda oksijence zenginleştirilmiş hava beslendiği durumda oksijen içeriğinin artmasıyla Şekil 3.4'deki grafikte belirtildiği gibi başlıca CO ve CH_4 olmak üzere N_2 hariç tüm gaz bileşenlerinin miktarı artmaktadır.



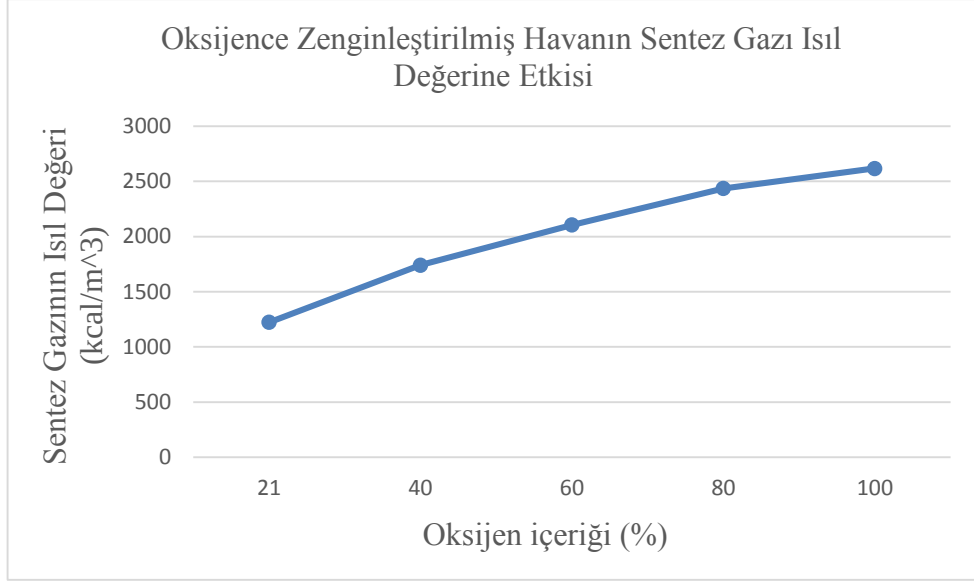
Şekil 3.4 : Oksijence zenginleştirilmiş havanın sentez gazı bileşimine etkisi.

Yapılan literatür araştırmaları da havadaki oksijen içeriğinin artmasının CO, H_2 ve CH_4 gazlarında artışa neden olacağı ve bu nedenle de üretilen sentez gazının ısı değeri artacağını belirtmektedir (Bknz. Şekil 3.5) [27].



Şekil 3.5 : Oksijence zenginleştirilmiş havanın sentez gazı bileşimine etkisi [27].

Şekil 3.6’da havadaki oksijen oranının artışı ile sentez gazının ısıl değerindeki artış gösterilmektedir. Havanın yapısındaki nitrojen gazı üretilen sentez gazının seyrelmesine neden olacağı için sisteme beslenen nitrojen miktarı ne kadar az olursa o kadar derişik sentez gazı elde edilir. Sentez gazı bileşenlerinin miktarlarının artışı ise gazın ısıl değerinin artmasına neden olmaktadır.



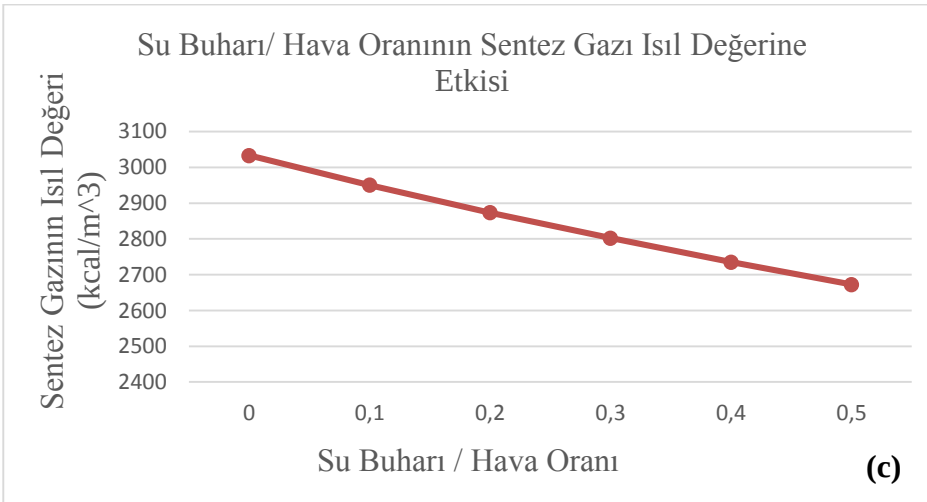
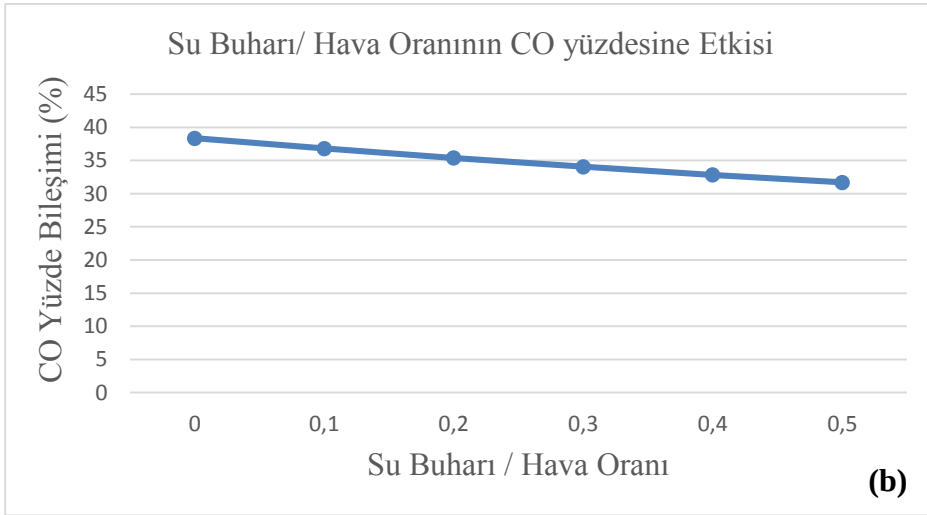
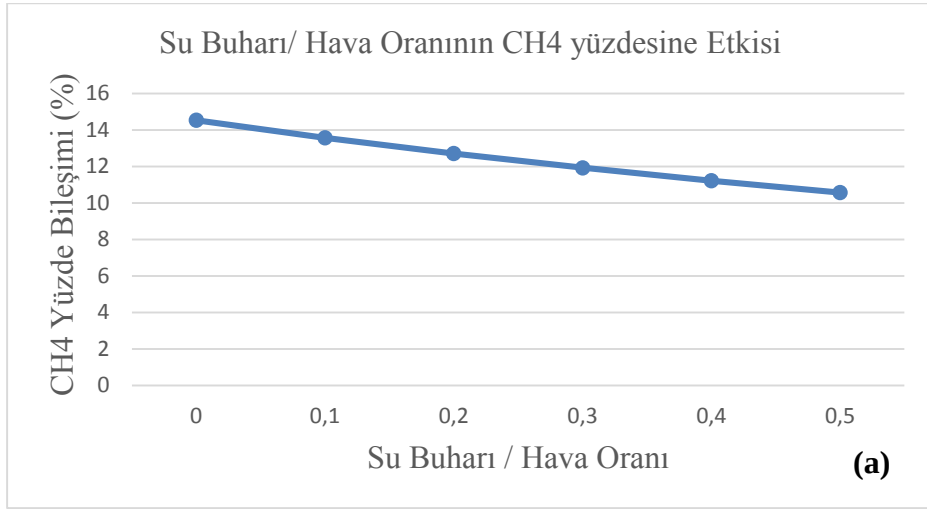
Şekil 3.6 : Oksijence zenginleştirilmiş havanın sentez gazı ısıl değerine etkisi.

3.3.2 Su buharı / hava oranının sentez gazına etkisi

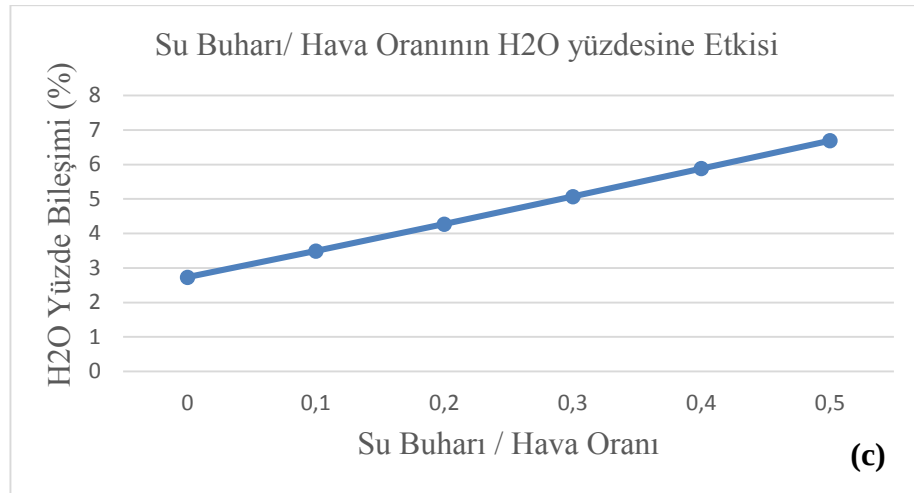
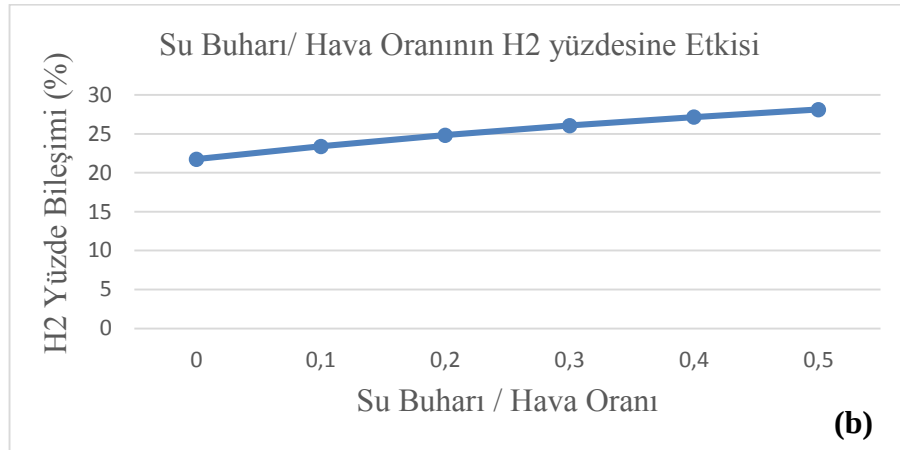
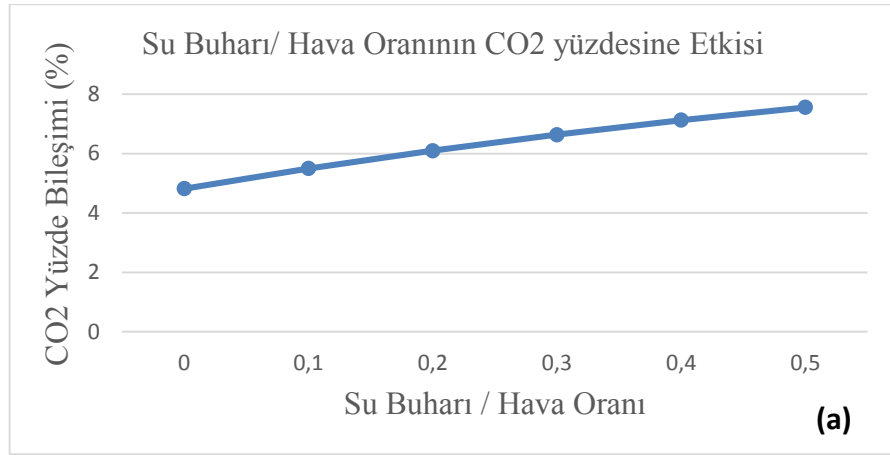
Gazlaştırma prosesinde gazlaştırıcı ajan olarak hava/ saf oksijen ve su buharı kullanılmaktadır. Bu çalışmada sisteme beslenen su buharının hava ile oranı 0, 0,1, 0,2, 0,3, 0,4 ve 0,5 olarak alınmıştır. Her bir durum için sonuçlar EK.C ‘de Çizelge C.3 ve Çizelge C.4’de detaylı olarak raporlanmıştır.

Şekil 3.7 incelendiğinde sisteme su buharı beslemesi yapıldığında sentez gazındaki CH_4 ve CO bileşenlerinin miktarlarının ayrıca ısıl değerinin azaldığı görülmektedir.

Sisteme su buharı beslemesi yapıldığında piroliz sonucu açığa çıkan char (karbon) hızlı bir şekilde H_2O ile reaksiyona girerek karbon-su buharı reaksiyonunun ($C + H_2O \rightarrow CO + H_2$) gerçekleşmesine neden olmaktadır [13]. Bu reaksiyonla açığa çıkan H_2 ve CO ortamdaki oksijen ile reaksiyona girerek Şekil 3.8’de gösterildiği gibi CO_2 ve H_2O ’nun miktarının artmasına neden olmaktadır. Kısacası su buharı miktarı arttıkça sentez gazının CH_4 ve CO bileşenlerinin miktarı azalırken ısıl değeri de azalmaktadır [13].



Şekil 3.7: Su Buharı/ Hava oranının sentez gazı bileşimine ve ısıl değerine etkisi
(a) CH₄ yüzde bileşimi (b) CO yüzde bileşimi (c) ısıl değer .



Şekil 3.8: Su Buharı/ Hava oranının sentez gazı bileşimine etkisi (a) CO2 yüzde bileşimi (b) H2 yüzde bileşimi (c) H2O yüzde bileşimi.

6 nolu referans incelendiğinde su buharı/hava oranının artması durumunda CH_4 ve CO miktarlarının ayrıca sentez gazının ısı değeri de azaldığı gözlenmektedir. Çizelge 3.3’de 6 nolu referanstan alınan laboratuvar test sonucu ile saha test sonucu

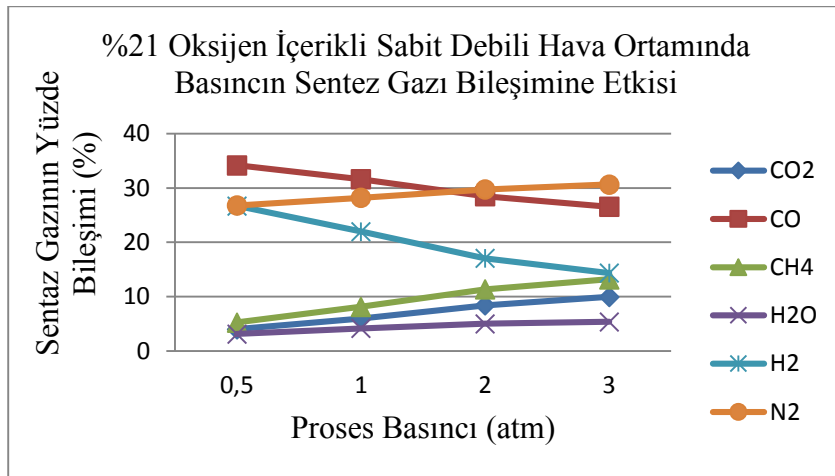
bulunmaktadır. Test ve laboratuvar sonuçları tez kapsamında yapılan simülasyon sonuçlarını doğrulamaktadır.

Çizelge 3.3: Su Buharı/ Hava oranının sentez gazı bileşimine ve ısı değeri etkisi [6].

Parametre	Deneme No:3	Hanna II Faz 2
Sistem Basıncı (atm)	4,08	4,08
Su Besleme / Hava Besleme (mol/mol)	0,432	0,273
Gaz Ürün Isıl Değeri (MJ/m ³)	5,071	6,152
Gaz Ürün Bileşimi		
H ₂	17,67	16,54
CO	12,25	16,03
CO ₂	14,98	11,98
CH ₄	3,42	5,45
N ₂ +Ar	51,05	49,43
O ₂	0,17	0
C ₂ H ₆ +	0,38	0,45
H ₂ S	0,09	0,12

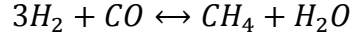
3.3.3 Basıncın sentez gazına etkisi

Yer altı kömür gazlaştırma prosesinde karşılaşılan en büyük problem, ısı ve gaz kayıplarıdır. Bu kayıpların optimum seviyede kalması için uygun basınçta çalışılması gerekmektedir [7]. Ticari ve laboratuvar ölçekte yapılan tüm yer altı gazlaştırma çalışmalarında proses basıncı 1 ile 3 atm arasında sınırlandırılmıştır. Bu çalışma kapsamında basınç değerleri 0,5, 1, 2 ve 3 atm olarak alınmıştır. Sisteme beslenen hava debisi sabit tutulup sadece %21 oranında oksijen içeren normal hava beslemesi yapılarak sonuçlar değerlendirilmiştir.



Şekil 3.9: Hava ortamında basıncın sentez gazı bileşimine etkisi.

Şekil 3.9’da da görüldüğü üzere sabit debili hava ortamında basıncın 0,5 atm’den 3 atm’e kadar artırılması sonucunda CO ve H_2 gazlarının yüzde değerlerinin azaldığı, buna karşılık CH_4 , H_2O ve CO_2 değerlerinin ise arttığı gözlenmiştir.

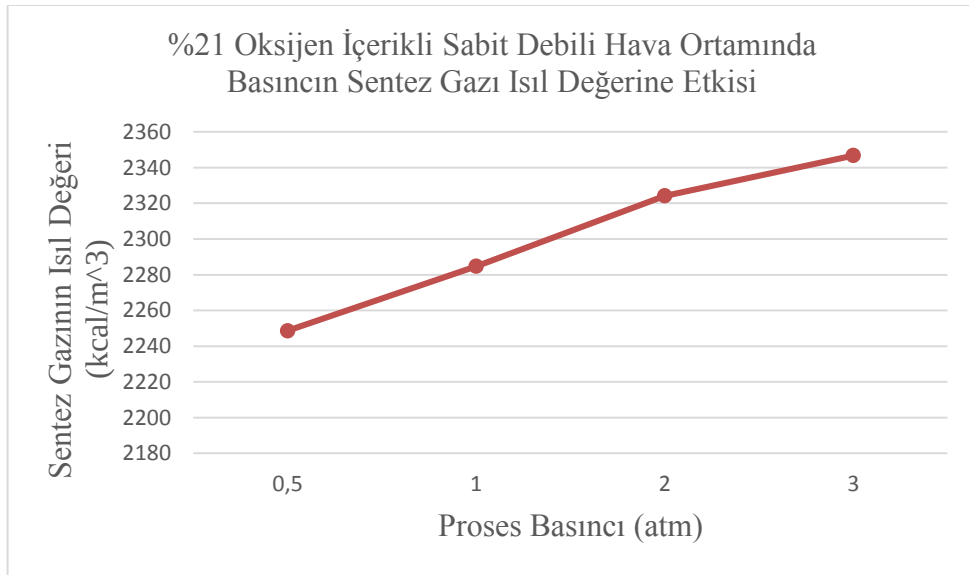


Yukarıda gösterilen metanlaşma prosesinin denge sabiti incelendiğinde, basınç artışı nedeniyle y_3 ve y_4 yani CH_4 ve H_2O miktarlarının artması reaksiyonun doğası gereği gerçekleşmektedir.

$$Kp2 = \frac{y_4 * y_3}{y_2 * y_5^3} \left(\frac{P}{P_0}\right)^{-2}$$

Ayrıca Le Chatelier İlkesine göre, kimyada denge halindeki bir sisteme dışarıdan bir etkiye bulunduğu zaman, sistem bu etkiyi azaltıcı yönde yeniden bir denge kurmaktadır. Gaz fazında gerçekleşen metanlaşma reaksiyonunda katsayıları toplamı fazla olan kısımdan az olan kısma doğru (ileri yönde) bir denge kurulmaktadır.

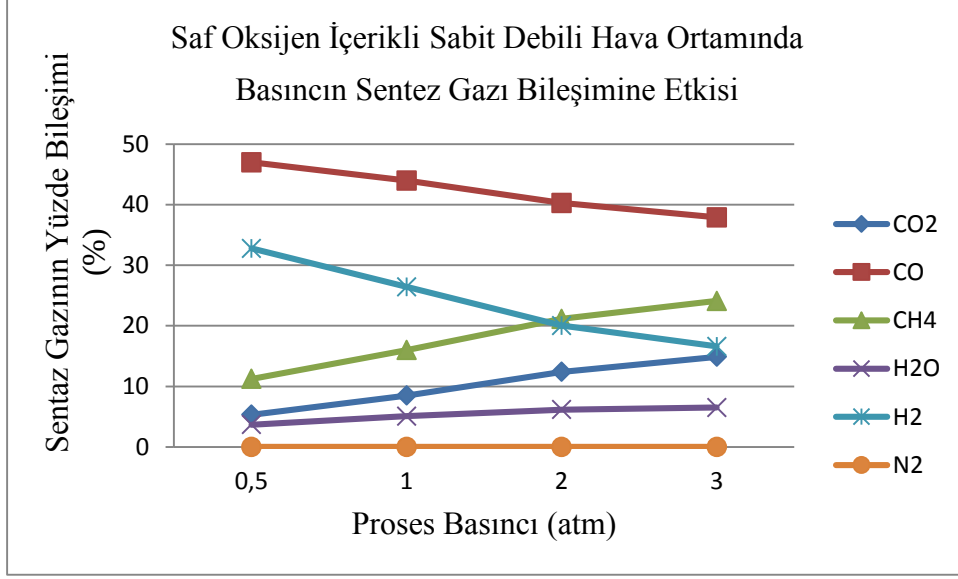
Reaksiyon CO ve H_2 ‘in azalması yönünde ileri yönde hareket ederek dengeye ulaşmaktadır.



Şekil 3.10: Hava ortamında basıncın sentez gazı ısıl değerine etkisi.

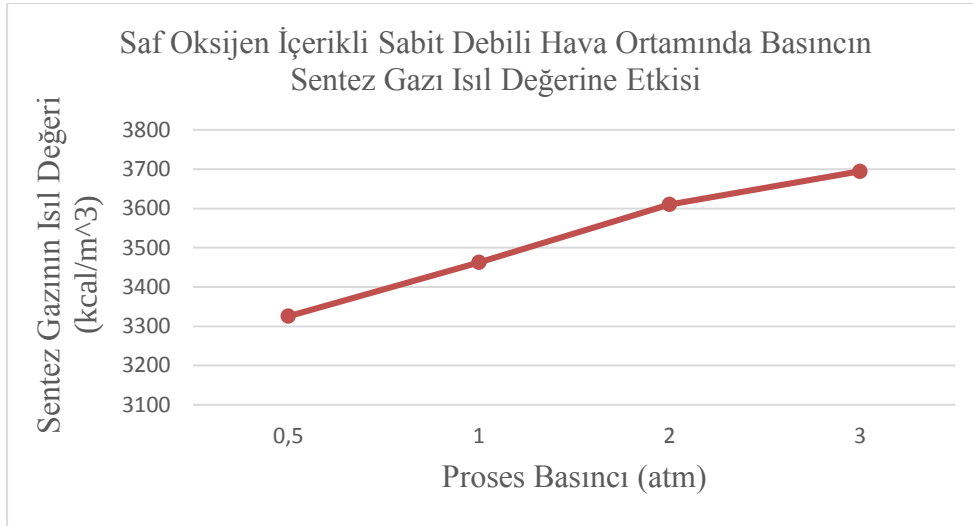
Kömürün yer altında gazlaştırılması esnasında basıncın pozitif yönde bir etkisi vardır. Basınç etkisiyle metanlaşma reaksiyonu aktif hale geldiği için sentez gazındaki metan bileşimi artmaktadır [7]. Metanın ısıl değerinin hidrojen ve karbonmonoksit oranla daha fazla olması nedeniyle sentez gazının ısıl değerine oldukça fazla etkisi

bulunmaktadır ($HVCO: 12630 \text{ kJ/m}^3$, $HVH_2: 12000 \text{ kJ/m}^3$, $HVCH_4: 36000 \text{ kJ/m}^3$ [28]).



Şekil 3.11: Saf oksijen ortamında basıncın sentez gazı bileşimine etkisi.

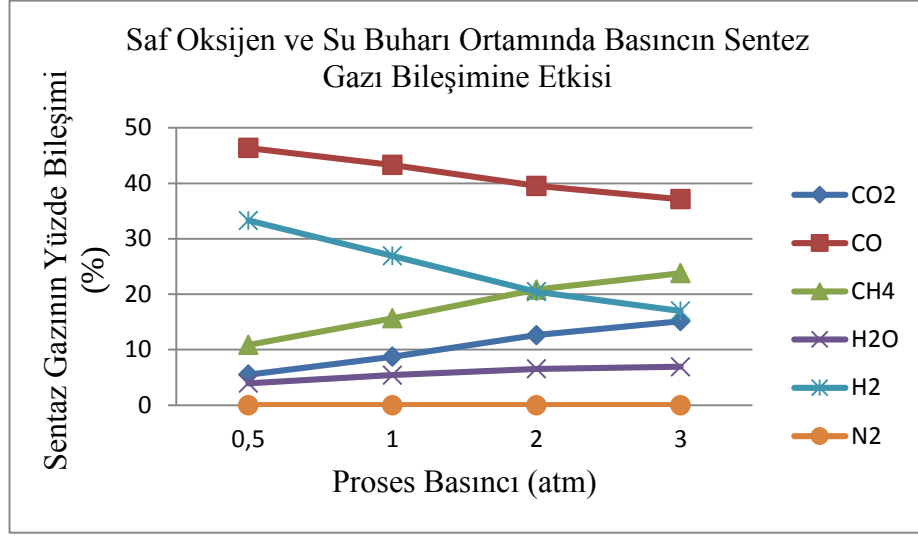
Sabit debili hava ortamında basıncın artması sonucunda Şekil 3.10'daki grafikte de görüldüğü gibi sentez gazının ısı değeri artmaktadır. Sistem basıncı atmosferik basınca yakın olduğu zaman üretilen sentez gazının ısı değeri düşük olmaktadır [7].



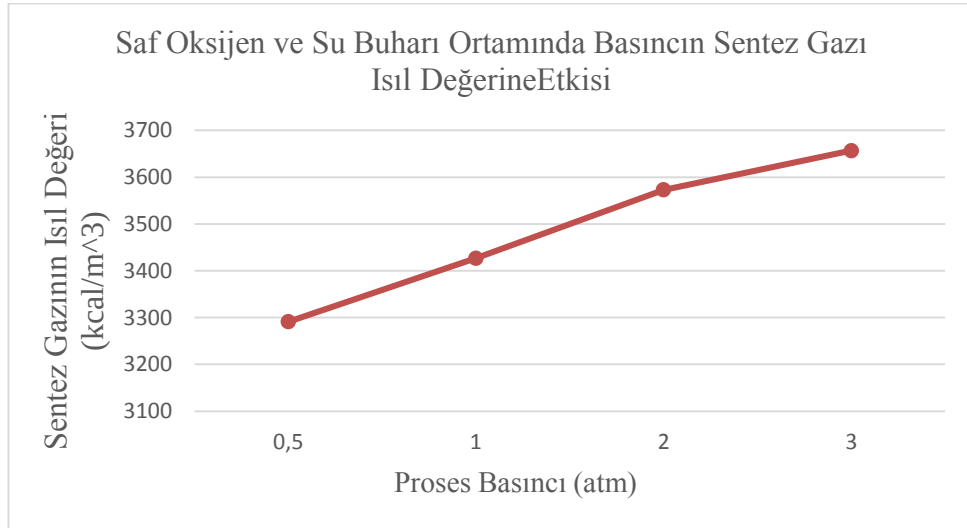
Şekil 3.12: Saf oksijen ortamında basıncın sentez gazı ısı değerine etkisi.

Sisteme beslenen havanın oksijen oranı değiştirildiğinde basıncın sistem üzerindeki etkisi aynı kalmaktadır. Şekil 3.11 ve Şekil 3.12 'de de ifade edildiği gibi saf oksijen ortamında basıncın sentez gazının ısı değerinde artış olacak şekilde bir etkiye sahip

olduğu gözlenmektedir. Burada en önemli fark sisteme beslenen havanın oksijen oranı arttığında sentez gazının ısıl değerinde bir artış olmasıdır.



Şekil 3.13: Saf oksijen ve su buharı ortamında basıncın sentez gazı bileşimine etkisi.



Şekil 3.14: Saf oksijen ve su buharı ortamında basıncın sentez gazı ısıl değerine etkisi.

Sisteme saf oksijen ve ilave olarak su buharı eklendiğinde Şekil 3.13 ve Şekil 3.14 'deki grafiklerde belirtildiği gibi basıncın gazlaştırma üzerinde pozitif etkisinin devam ettiği gözlenmiştir.

3.3.4 Kömürün elementel ve tam analizinin sentez gazına etkisi

Farklı kömür yataklarındaki kömürlerin elementel ve tam analizleri ele alındığında, kömürün yapısındaki nem, uçucu madde miktarı, kül, karbon, hidrojen miktarları gazlaştırma proses parametrelerini belirleyen en önemli faktörlerdir.

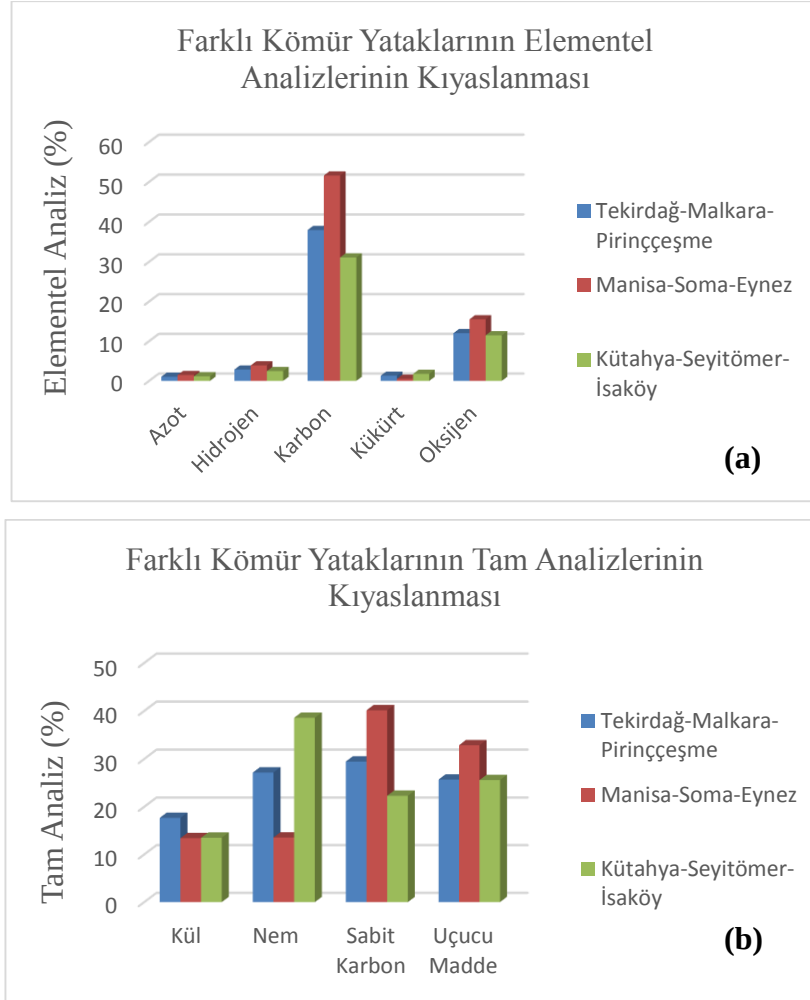
Bu çalışmada Türkiye’de bulunan kömür yataklarından, Tekirdağ-Malkara-Pirinççesme, Manisa-Soma-Eynez ve Kütahya-Seyitömer-İsaköy yataklarının elementel ve tam analizleri kıyaslanarak, aynı proses koşullarında üretilen sentez gazının bileşimleri ve ısı değerleri karşılaştırılmıştır.

Çizelge 3.4: Farklı kömür yataklarının elementel ve tam analiz sonuçları [26].

Bölgeler	Tam Analiz (%)	Orjinal	Elementel Analiz (%)	Orjinal
Tekirdağ-Malkara-Pirinççesme	Nem	27,17	C (Karbon)	37,95
	Kül	17,67	H (Hidrojen)	2,85
	Uçucu Madde	25,7	N (Azot)	1,04
	Sabit Karbon	29,46	O (Oksijen)	12,02
			S (Yanar Kükürt)	1,3
Manisa-Soma-Eynez	Nem	13,56	C (Karbon)	51,6
	Kül	13,43	H (Hidrojen)	3,89
	Uçucu Madde	32,86	N (Azot)	1,48
	Sabit Karbon	40,15	O (Oksijen)	15,51
			S (Yanar Kükürt)	0,53
Kütahya-Seyitömer-İsaköy	Nem	38,58	C (Karbon)	31,07
	Kül	13,51	H (Hidrojen)	2,46
	Uçucu Madde	25,6	N (Azot)	1,15
	Sabit Karbon	22,31	O (Oksijen)	11,47
			S (Yanar Kükürt)	1,76

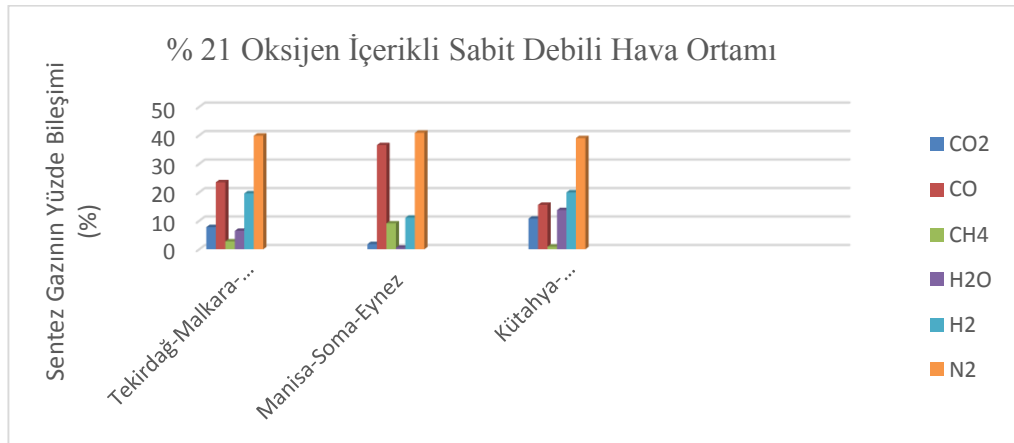
Çizelge 3.4 incelendiği zaman Kütahya-Seyitömer-İsaköy kömürlerinin diğerler yataklara göre daha nemli yapısındaki karbon miktarının da az olduğu görülmektedir (Bknz. Şekil 3.15).

Gazlaştırma prosesi sonucunda açığa çıkan sentez gazının bileşimi ve ısı değerinin kömürün elementel ve tam analizine göre nasıl bir değişiklik gösterdiğini tespit etmek amacıyla öncelikli olarak 1 atm basınç altında sabit hava debisinde sadece hava beslemesi yapılarak gazlaştırma proses kodlaması her 3 kömür yatağı için kullanılarak sonuçlar grafik üzerinde karşılaştırılmıştır.



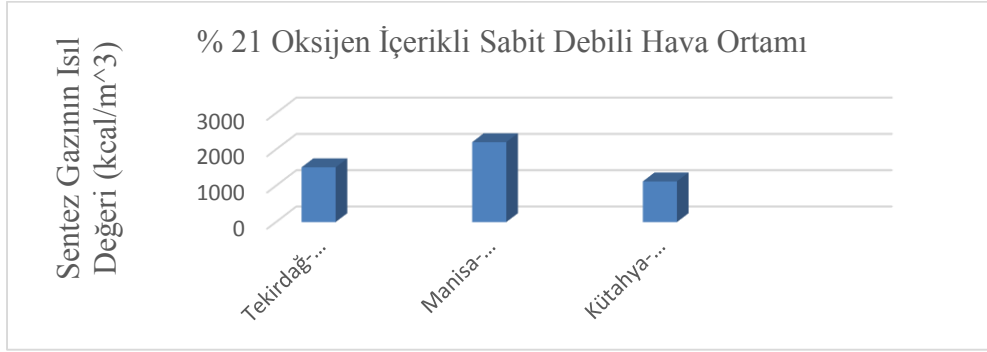
Şekil 3.15: Farklı kömür yataklarının analizleri (a) Elementel analiz (b) Tam analiz.

Şekil 3.16' daki grafik incelendiğinde uçucu madde ve sabit karbon miktarı en fazla olan Manisa-Soma-Eynez kömür yatağının CO ve CH_4 bileşenleri bakımından daha yüksek sonuçlara sahip olduğu görülmektedir.

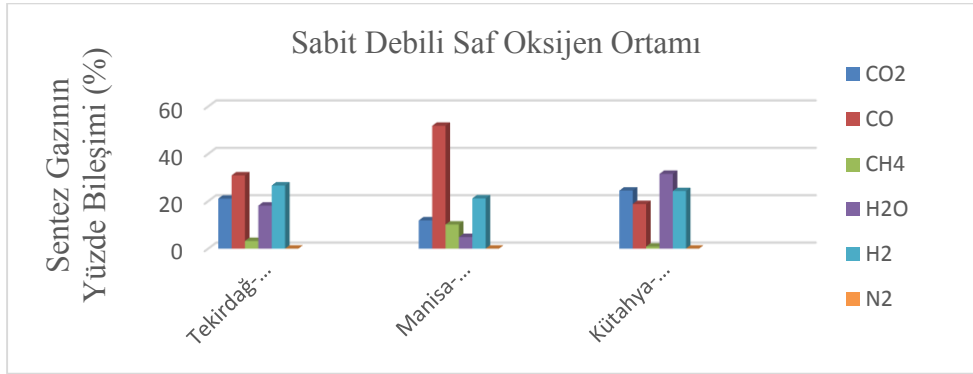


Şekil 3.16: Farklı kömür yataklarının sentez gazı bileşimine etkisi.

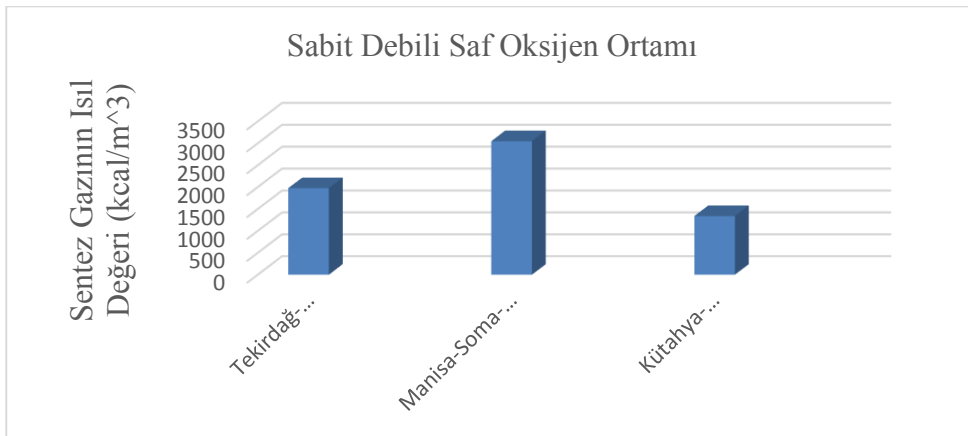
H_2 bakımından ise Tekirdağ ile Kütahyadaki kömür yataklarının eş değeri olduğu tespit edilmiştir. Kömür yatağının nem oranı yüksek olduğu için gazlaştırma sonucunda sentez gazında H_2O içeriği en fazla olan kömür Kütahya-Seyitömer-İsaköy'dür. Sentez gazının ısı değeri en fazla etkisi olan CH_4 ve CO miktarı fazla olan Manisa-Soma-Eynez kömür yatağından çıkarılan sentez gazının ısı değeri de diğer kömür yataklarına göre daha yüksektir (Bknz. Şekil 3.17).



Şekil 3.17: Farklı kömür yataklarının sentez gazı ısı değerine etkisi.



Şekil 3.18: Saf oksijen ortamında farklı kömür yataklarının sentez gazı bileşimine etkisi.



Şekil 3.19: Saf oksijen ortamında farklı kömür yataklarının sentez gazı ısı değerine etkisi.

Her 3 kömür yatağı için sisteme saf oksijen beslendiği zaman CH_4 ve CO miktarlarında bir artış gözlenmiştir. Fakat en yüksek artış Manisa-Soma-Eynez kömür yatağında olmuştur. Isıl değer bakımında da en zengin kömür yatağıdır.

Ayrıca nem miktarı yüksek olan kömürlerde gazlaştırma reaksiyonu sırasında nemim yüksek miktarda ısı soğurması nedeniyle sentez gazının ısıl değeri nem miktarı arttıkça azalmaktadır.

4. YER ALTI KÖMÜR GAZLAŞTIRMA TEKNOLOJİSİNİN EKONOMİK ANALİZİ

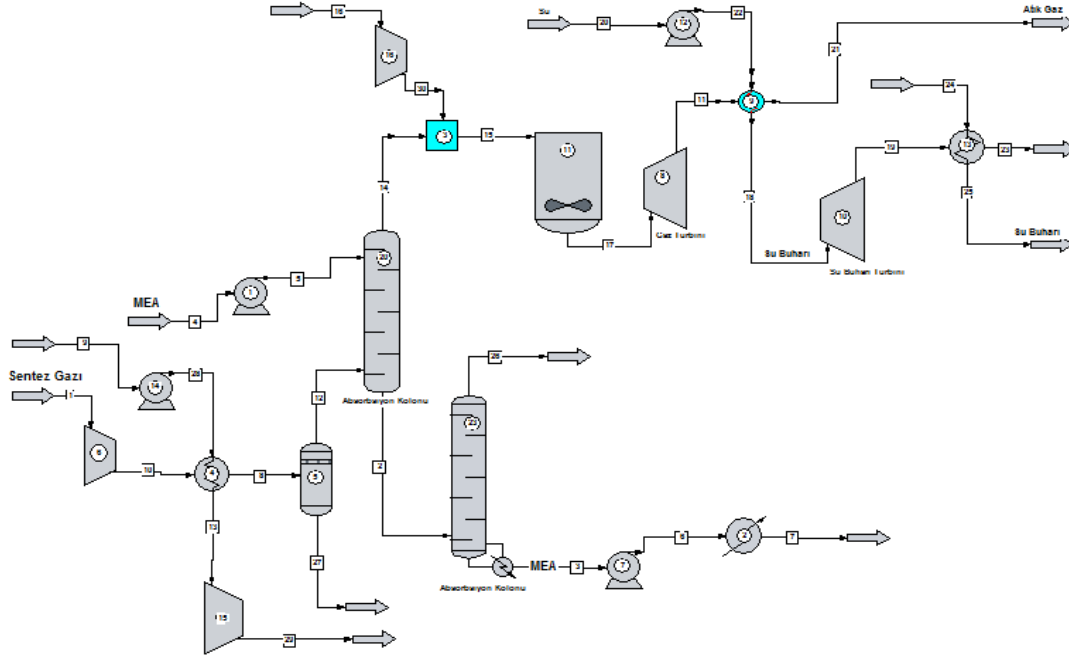
Yer altı kömür gazlaştırma prosesinin ekonomik analizine etki eden faktörler aşağıdaki gibidir [29]:

1. Kömür yatağının derinliği ve kalınlığı
2. Gazlaştırma oyuğunun kesit alanı
3. Üretilen sentez gazının ısı değeri
4. Sentez gazının üretim miktarı
5. Sisteme beslenen hava ve su buharı miktarı
6. Gazlaştırma prosesinin verimi
7. Prosesin termal verimliliği
8. Gazlaştırma bölgesinin ilerleme hızı

Ekonomik analizi etkileyen en büyük faktörlerden ilki üretilen sentez gazının ısı değeri, bir diğeri ise gazlaştırma oyuğunun kesit alanıdır. Yatırım maliyetini en fazla etkileyen gazlaştırma oyuğunun kesit alanıdır. Satış fiyatını etkileyen ise üretilen gazın ısı değeridir.

Bu bölümde yer altı kömür gazlaştırma teknolojisinin maliyet analizi için Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme kömür yatağı referans alınmış olup bu bölgede net 100 MW'lık bir IGCC güç santralinin kurulması üzerine analiz yapılmıştır. Ekonomik analizin yapılabilmesi için öncelikli olarak 100 MW'lık bir IGCC güç santralinin enerji üretimi için ihtiyaç duyduğu günlük sentez gazı tüketim miktarının hesaplanması gerekmektedir. Bu hesaplamaların yapılabilmesi için CHEMCAD bilgisayar ortamında bir IGCC güç santralinin simülasyonu yapılmıştır. Şekil 4.1 'de de görüldüğü üzere IGCC santralinde birinci aşama olarak yer altı gazlaştırma tesisinden gelen sentez gazı soğutulurak gaz temizleme ünitesine beslenmektedir.

Sentez gazı 6 nolu kompresörde 1 atm basınçtan 10 atm basınca kadar sıkıştırıldıktan sonra 867 °C sıcaklıktaki sentez gazı 4 nolu ısı değıştiriciden geçirilerek 5 nolu Flaş ekipmanına gönderilir. Bu süreçte 4 nolu ısı değıştiricide üretilen sıcak su buharı 15 nolu su buharı türbininde elektrik enerjisi üretir.



Şekil 4.1: IGCC (Kombine Çevrim) güç santralının CHEMCAD simülasyonu.

Flaş ekipmanında sentez gazının yapısındaki su buharı tasfiye edilerek 20 nolu absorpsiyon kolonuna temizlenmek üzere gönderilmektedir. Soğutulan gaz 20 nolu absorpsiyon kolonunda CO_2 ve H_2S 'i absorplama özelliği bulunan 10 °C sıcaklık ve 10 atm basınçtaki %5'lik monoetanolamin sulu çözeltisi (MEA) ile yakınıır. Absorpsiyon kolonu 25 adet tepsiden oluşmaktadır. 20 nolu kolondan çıkan MEA sulu çözeltisi 23 nolu absorpsiyon kolonunda (amin rejenerasyon kolonu) yıkanarak tekrar sisteme dahil edilir. Amin sulu çözeltisi ile yapılan yıkama işleminde gazın yapısında bulunan CO_2 'in %90'ı ve H_2S 'in ise %99'u absorplanmaktadır [38].

20 nolu kolonda temizlenen gaz 3 nolu mikserde hava ile karıştırılarak 11 nolu reaktöre beslenir. CHEMCAD programında yanma odası da dahil olmak üzere kompleks bir gaz türbini olmadığı için, gaz türbini simülasyonunda yanma odası yerine Gibbs Free Energy reaktörü sonrasında ise normal türbin kullanılmıştır.

11 nolu reaktörde yanma işlemi tamamlandıktan sonra 10 atm basınçta 1250 °C sıcaklıktaki yanmış gaz 8 nolu gaz türbinine beslenir. Gaz türbininden çıkan atık yaklaşık 700°C sıcaklığa sahip atık gaz 9 nolu ısı değiştiriciden geçirilmektedir. 9 nolu ısı değiştiricide elde edilen sıcak su buharı 10 nolu su buharı türbinine beslenerek, enerji üretimi sağlanmaktadır. Prosesteki ısı değiştiricilerden çıkan su buharı sisteme geri beslenerek sistem içersinde kullanılabilir.

IGCC santrallerinde bir taraftan elektrik enerjisi üretilirken diğer taraftan sistemde kullanılan kompresör ve pompalardan dolayı enerji tüketilmektedir. Yapılan literatür araştırmalarında günümüz koşullarında halen işletilen IGCC santrallerinde enerji tüketim oranlarının %7 ile %21 arasında değişkenlik gösterdiği tespit edilmiştir. Enerji tüketim oranı sistemde tüketilen enerjinin üretilen toplam enerjiye bölünmesi ile tespit edilmektedir [40]. Çizelge 4.1’de 6 farklı IGCC santralindeki enerji üretim ve tüketim miktarları verilmiştir.

Çizelge 4.1: IGCC santrallerindeki enerji üretim ve tüketim miktarları [40].

IGCC SANTRAL ADI:	Polk	Puertollano	Nuon Power	Wabash River	ISAB	Falcona
YER :	ABD	İspanya	Hollanda	Hindistan	Sicilya	İtalya
ÜRETİM (MWe)						
Gaz Türbini	192	200		192		190
Buhar Türbini	128,2	135		96		93
Toplam Üretim (MWe)	320,2	335	285	288	562,6	283
TÜKETİM (MWe)						
ASU	56,3					
Gaz Üretimi	5,7				30	
CCU	5,7				11,8	
Toplam Tüketim (MWe)	67,7	35	32,5	36	41,8	42
Üretilen Net Enerji (MWe)	252,5	300	252,5	252	520,8	241
Enerji Tüketim Oranı (%)	21,14	10,45	11,40	12,50	7,43	14,84

CHEMCAD’de yapılan IGCC sistem simülasyonunda santraldeki enerji tüketim oranı %15 olarak alınmıştır. Bu durumda net 100MWe için toplamda 118 MW’lık bir enerji üretimi yapılmalıdır. CHEMCAD’deki simülasyon sayesinde 118 MW’lık bir IGCC güç santralinin çalışması için gerekli olan sentez gazı miktarı tespit edilmiştir. Çizelge 4.2’de Tekirdağ-Malkara-Pirinççesme kömür yatağında sadece saf oksijen

($v=0$, $ra=1$) kullanılarak elde edilen sentez gazının kullanıldığı sistemdeki toplam üretilen ve tüketilen enerji miktarları yer almaktadır.

Çizelge 4.2: Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme kömür yatağında kurulacak 100 MW'lık IGCC simülasyonunda üretilen ve tüketilen enerji miktarları

Üretilen ve Tüketilen Enerji Miktarları	
Üretilen Enerji	
Gaz Türbini	
8 Nolu Türbin	62 MW
Buhar Türbini	
10 Nolu Türbin	44 MW
15 Nolu Türbin	12 MW
Tüketilen Enerji	
Kompresörler	
6 Nolu Kompresör	10 MW
16 Nolu Kompresör	7 MW
Pompalar	1 MW
Üretilen Net Güç	100 MW

Özetle, sistemde üretilen enerjinin yaklaşık olarak %15'i sistem içersindeki kompresör ve pompaların çalışmasında kullanılmıştır. Net 100 MW'lık elektrik enerjisi üretimi için IGCC santraline 114 kmol/dk debide sentez gazı beslemesi yapılmalıdır. IGCC santraline beslenen sentez gazının bileşimi ve ısı değeri Çizelge 4.3'de gösterildiği gibidir.

Çizelge 4.3: 100 MW'lık IGCC simülasyonunda kullanılan sentez gazının bileşimi ve ısı değeri.

Sentez Gazı Bileşimi ve Isıl Değeri	
CO₂	9,78
CO	42,61
CH₄	13,98
H₂O	6,26
H₂	27,36
N₂	0
Isıl Değeri (kcal/m³)	3274

Üretilcek sentez gazının bileşimi ve miktarı hesaplandıktan sonra sentez gazı üretimi için gerekli olan kömür, oksijen ve su buharı debileri hesaplanır. Hesaplamalar 3. Bölümde geçen MATLAB kodlaması kullanılarak yapılır.

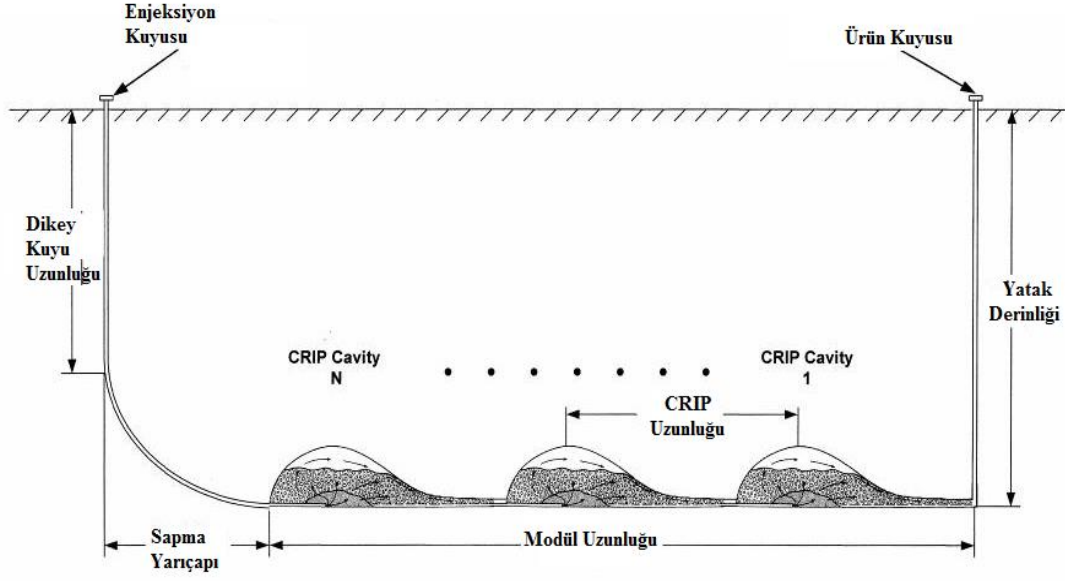
Elektrik enerjisi üretimi için gerekli olan tüm proses hesaplamaları yapıldıktan sonra sentez gazının yer altı gazlaştırma teknolojisi ile üretimi ve sonrasında üretilen gazın temizlenmesi için ekonomik analiz yapılarak, ısıl değerin biriminin maliyeti hesaplanır. Toplamda 118 MW elektrik üretimi için gerekli olan sentez gazında Çizelge 4.4’de gösterildiği gibi günde 3456 ton kömür gazlaştırılması gerekmektedir. Sisteme sadece saf oksijen beslemesi yapıldığı için tüketim miktarı $288,3 \text{ m}^3/\text{dk}$ olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 4.4: Sentez gazı üretiminde kullanılan proses girdilerinin miktarları.

Proses Girdilerinin Miktarı	
Sentez Gazı Üretim Miktarı	114 kmol/dk
Kömür Tüketim Miktarı	3456 ton/gün
Sentez Gazının Akış Debisi	$2934,8 \text{ m}^3/\text{dk}$
Oksijen Akış Debisi	$288,3 \text{ m}^3/\text{dk}$
Su Buharı Akış Debisi	0

IGCC santrali için gerekli olan sentez tüketim miktarının belirlenmesi sonrasında tüketilen miktar esas alınarak yer altı gazlaştırma prosesinde kullanılacak olan kömür, oksijen ve su buharı miktarı hesaplanmıştır. Bu hesaplamaların ardından yer altı kömür gazlaştırma teknolojisi ile sentez gazının üretilmesi ve temizleme ünitesinde elektrik enerjisi üretilen saflıkta gazın temizlenme maliyetinin hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar iki temel hususa dayanmaktadır. Birincisi yer altı kömür gazlaştırma maliyeti, ikincisi ise gaz temizleme ünitesinin maliyetidir. Prosesinde kullanılan oksijen ve su buharı miktarı, sondajlama fiyatı gazlaştırma maliyetini oluşturan maddelerdir. Gazlaştırma teknolojisinde maliyeti etkileyen en önemli faktör sondajlamadır. Bu çalışmada gazlaştırma prosesi için CRIP metodu esas alınmıştır.

Şekil 4.2’de gösterildiği gibi CRIP metodu için 1 adet yatay ve 1 adet dikey sondaja (CRIP: 1 Yatay Sondaj + 1 Dikey Sondaj) ihtiyaç duyulmaktadır [8].



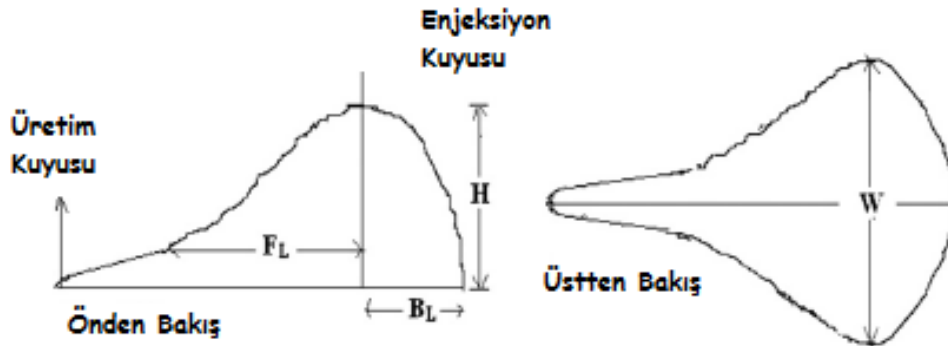
Şekil 4.2 : CRIP metodunda 1 yatay ve 1 dikey sondaj kullanımı [36].

Maliyet analizini etkileyen bir diğer faktör ise gazlaştırma oyuğunun kesit alanıdır. Gazlaştırma oyuğunun şekli koniye benzemekle birlikte Şekil 4.3’de gösterildiği gibi yukarıdan aşağıya doğru daralan bir üçgen şeklindedir.

Kesit alanı olarak koninin tabanı dikkate alınmaktadır. Böylelikle yapılan deneysel ve pilot ölçekli çalışmalarda gerçek kesit alanının aşağıda belirtilen 10 m^2 ve 20 m^2 arasında bir değer olduğu tahmin edilmektedir. Maliyeti analizi hesaplamaların her iki kabul içinde maliyet hesabı yapılmıştır [37].

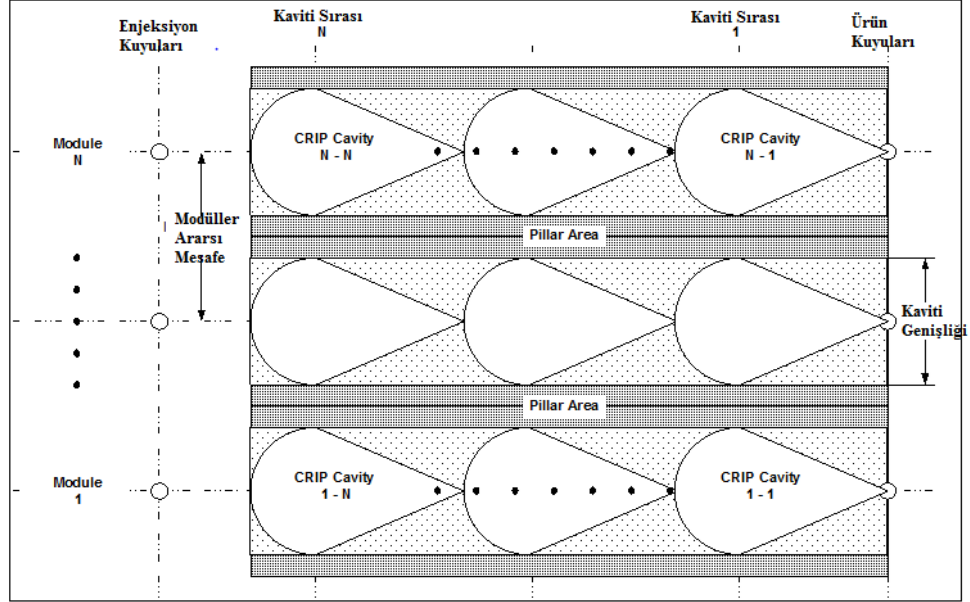
Kabul 1: Gazlaştırma Oyuğunun Kesit Alanı 20 m^2 ’dir.

Kabul 2: Gazlaştırma Oyuğunun Kesit Alanı 10 m^2 ’dir.



Şekil 4.3: Gazlaştırma oyuğunun şekli [7].

Yer altında kömür gazlaştırma işlemi yapılırken, kömür yatağına belirli aralıklarla (genelde 200 m) sondaj işlemi yapılmaktadır. Her bir sondaj işlemi kömür yatağının bir birimine denk gelmektedir. Şekil 4.4’de kömür yatağına açılan sondaj sonrası oluşan gazlaştırma oyuklarının yukarıdan görünüşü resmedilmiştir.



Şekil 4.4: CRIP modülünün yukarıdan görünüşü [36].

Kabul 1’i seçtiğimiz durumda bir birimde gazlaştırılacak kömür miktarı (4.1) denklemi ile hesaplanmaktadır.

$$\text{Bir birimde gazlaştırılacak kömür miktarı} = 20 \text{ m}^2 \times \rho \times 200 \text{ m} = 4000 \times \rho \quad (4.1)$$

Kabul 2’i seçtiğimiz durumda ise bir birimde gazlaştırılacak kömür miktarı (4.2) denklemi ile hesaplanmaktadır.

$$\text{Bir birimde gazlaştırılacak kömür miktarı} = 10 \text{ m}^2 \times \rho \times 200 \text{ m} = 4000 \times \rho \quad (4.2)$$

Gerçek yer altı kömür gazlaştırma prosesinin verimi CRIP ve ELW yöntemleri ile %20 ile %30 arasında değişmektedir. Seçilen bölgelerde yapılacak olan yer altı kömür gazlaştırma prosesinin verimi %25 olarak kabul edilmişti. Verim hesaplaması (4.3) denklemine göre yapılmaktadır. Bu kabule göre yıllık gazlaştırılan kömür miktarı belirlenmektedir [37].

$$\text{Yer altı Kömür Gazlaştırma Prosesinin Verimi} = \frac{\text{Gazlaştırılmış Kömür Miktarı}}{\text{Sahadaki Kömür Rezervi}} \quad (4.3)$$

4.1 Temel Maliyet Verileri

Yer altı kömür gazlaştırma prosesi için işletme ve kullanılan gazların maliyetleri aşağıdaki gibidir [37]:

Dikey Sondaj: 600 \$ / m sondaj

Yatay Sondaj: 2500 \$ / m sondaj

Sondaj maliyetleri yer altı kömür gazlaştırma prosesi için seçilen bölgelerin ortalama kömür yatağı derinlikleri temel alınarak hesaplanmıştır. Yatay sondaj uzunluğu ise her bir birim için 200 m olarak kabul edilmiştir. ELW ve CRIP yöntemleri için bir birimde açılacak sondajların maliyetleri (4.4) ve (4.5) denklemleri ile hesaplanmıştır.

ELW Maliyet: $4 \times (\text{dikey sondaj derinliği} \times 600 \$ / \text{m sondaj}) + (\text{yatay sondaj derinliği} \times 2500 \$ / \text{m sondaj}) = \text{sondaj maliyeti} \$ / \text{birim}$ **(4.4)**

CRIP Maliyet: $(\text{dikey sondaj derinliği} \times 600 \$ / \text{m sondaj}) + (\text{yatay sondaj derinliği} \times 2500 \$ / \text{m sondaj}) = \text{sondaj maliyeti} \$ / \text{birim}$ **(4.5)**

Yer altı gazlaştırma tesisi maliyeti (gaz temizleme maliyeti dahil edilmiştir):
20 milyon \$ = 2 milyon \$/yıl

Tesisin ömrü 10 yıl olarak alınmış olup, 10 yılda 10 milyon kömürün gazlaştırılacağı varsayılmıştır. Diğer işletme maliyetleri ise 3 milyon \$ /yıl olarak alınmıştır [37].

4.2 Üretim Maliyetleri

Bu çalışmada üretilen gazın fiyatındaki artış ile indirim aynı oranlarda olduğu varsayılmıştır. Ayrıca yatırım maliyetinin 10 yıl boyunca eşit miktarda geri döndüğü kabul edilmiştir. Üretim maliyeti hesaplamaları CRIP metodu üzerinden yapılmıştır.

Yer altı gazlaştırma tesisinin üretim maliyetini oluşturan etkenler [38]:

1. Sondaj maliyeti
2. Hava ve Su buharı maliyeti
3. Diğer Masraflar (Gaz Temizleme Ünitesi v.b.)

Her iki kabul için de CRIP metodunun maliyeti (4.6) ve (4.7) nolu denklemler ile hesaplanmıştır.

$$\text{CRIP Kabul 1} = (\text{birim sayısı} \times \text{sondaj maliyeti} \$ / \text{birim}) + (\text{O}_2 \text{ maliyeti } \$/\text{m}^3) + (\text{H}_2\text{O maliyeti } \$/\text{m}^3) + 23 \text{ milyon\$} \quad (4.6)$$

$$\text{CRIP Kabul 2} = (\text{birim sayısı} \times \text{sondaj maliyeti} \$ / \text{birim}) + (\text{O}_2 \text{ maliyeti } \$/\text{m}^3) + (\text{H}_2\text{O maliyeti } \$/\text{m}^3) + 23 \text{ milyon\$} \quad (4.7)$$

Maliyet analizinin yapılabilmesi ve yukarıda verilen denklemlerin çözümü için MATLAB programında bir kod yazılmıştır. EK D’de bulunan bu kodlama kullanılarak parametrelerin değiştirilmesi ile farklı sonuçlar elde edilmiştir.

Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme kömür yatağının net 100 MW elektrik enerjisi üretimi için gerekli olan sentez gazı üretiminin maliyet analizi Çizelge 4.5’de gösterildiği gibidir.

Gazlaştırma oyuğu kesit alanı 20 m^2 olarak kabul edildiğinde birim ısı değerinin maliyeti 0,066 \$/ Mcal olarak hesaplanmıştır. Gazlaştırma oyuğu kesit alanının küçük olması durumunda yeterli miktarda kömür yatağının gazlaştırılması için daha fazla birim açılması gerekecektir. Bu durum da birim maliyetin artmasına neden olmaktadır.

Çizelge 4.5: Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme 100 MW’lık IGCC santrali için sentez gazı maliyet analizi.

Maliyet Analizi	
Gazlaştırma Hızı (ton/gün)	3456
Enjekte Edilen Oksijen Miktarı (Nm^3/dk)	288,3
Enjekte edilen Su Buharı Miktarı (Nm^3/dk)	0
Sentez Gazı Miktarı(Nm^3/dk)	2934,8
1. Kabul için 1 Birimde Gazlaştırılan Kömür Miktarı(ton)	5200
2. Kabul için 1 Birimde Gazlaştırılan Kömür Miktarı(ton)	2600
1. Kabul için Gazlaştırılacak Kömür için Gerekli Birim Sayısı	48
2. Kabul için Gazlaştırılacak Kömür için Gerekli Birim Sayısı	96
Diğer İşletme Maliyeti (\$/yıl)	3000000
Gaz Üretim Maliyeti (\$/yıl)	2000000
Isıl Değer (kcal/Nm^3)	3274
1. Kabul İçin Birim Isıl Değerin Maliyeti (\$/Mcal)	0,066
2. Kabul İçin Birim Isıl Değerin Maliyeti (\$/Mcal)	0,097

Yer altı kömür gazlaştırma prosesi için yazılan MATLAB kodlamasında farklı prosesler kullanılarak sonuçlar Çizelge 4.6'da karşılaştırmalı olarak özetlenmiştir. Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme dışında ManisaSoma-Eynez kömür yatağı da değerlendirmeye alınmıştır. Gazlaştırma prosesinde sadece saf oksijen kullanıldığında oksijen tüketiminin fazla olması nedeniyle sentez gazı üretim maliyeti yüksek çıkmıştır. Saf oksijen ve su buharı birlikte kullanılan proseslerde ise daha düşük maliyetler elde edilmiştir. Sondajlama dışında maliyete etki eden diğer faktörler ise sentez gazının ısı değeri ve oksijen tüketim miktarıdır. Maliyet hesabı birim ısı değeri başına hesaplandığı için sentez gazının ısı değerinin artması maliyeti azaltan bir etkidir. Oksijen tüketiminin fiyatı 1 \$/Nm³ olup su buharı tüketim fiyatı 0,5 \$/Nm³ olduğu için sisteme ne kadar az oksijen beslenir ve su buharı ile birlikte kullanılırsa sentez gazının maliyeti o kadar düşük olacaktır.

Sentez gazı maliyeti gazlaştırma oyuk kesiti 20 m² (1. Kabul) ve 10 m² (2.Kabul) olacak şekilde de değerlendirmeye alınmıştır. Kesit alanı 20 m² alındığında maliyet daha düşük olmaktadır. Bunun sebebi ise kesit alanı büyüdükçe sondajlama yapılacak birim miktarı azalacağı için maliyet düşecektir.

Manisa-Soma-Eynez kömür yatağı için yapılan hesaplamalar incelendiğinde maliyetin Tekirdağ'daki kömür yatağından daha fazla olduğu görülmektedir. Manisa-Soma-Eynez gazlaştırma prosesinde Tekirdağ'a kıyasla daha fazla oksijen ve su buharı tüketilmesi nedeniyle maliyet yüksek çıkmıştır. İki kömür yatağında gerçekleştirilen farklı prosesler sonucunda sentez gazı üretim maliyeti en düşük olan 0,2 su buharı/hava oranı ile saf oksijen ortamında gazlaştırma prosesi gerçekleşen Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme kömür yatağıdır. Burada elde edilen sentez gazının maliyeti 0,047 \$/Mcal olarak hesaplanmıştır.

Çizelge 4.6: Farklı kömür yataklarında ve farklı proseslerde sentez gazı üretim maliyeti.

		Tekirdağ-Malakara-Pirinççeşme	Tekirdağ-Malakara-Pirinççeşme	Manisa-Soma-Eynez	Manisa-Soma-Eynez
Sentez Gazının Bileşimi ve Isıl Değeri	P (atm)	1	1	1	1
	Su buharı/Hava Oranı(v)	0,2	0	0,2	0
	Oksijen oranı (ra)	1	1	1	1
	CO ₂ (%)	6,7	9,78	6,06	9,2
	CO (%)	45,35	42,61	57,13	55,16
	CH ₄ (%)	19,28	13,98	17,14	12,77
	H ₂ O (%)	3,68	6,26	1,88	3,26
	H ₂ (%)	24,99	27,36	17,79	19,6
	N ₂ (%)	0	0	0	0
	Isıl Değeri (kcal/Nm ³)	3744,12	3274	3709,5	3326,4
Proses Girdilerinin Miktarı	Sentez Gazı Üretim Miktarı (kmol/dk)	106	114	110,4	120
	Kömür Tüketim Miktarı (ton/gün)	3369,6	3456	2977	3245
	Sentez Gazının Akış Debisi (Nm ³ /dk)	2662	2934,8	2835,6	3219
	Oksijen Akış Debisi (Nm ³ /dk)	129	288,3	470	692
	Su Buharı Akış Debisi (Nm ³ /dk)	33	0	120	0
	Üretilen Güç (MW)	118	118	118	118
	Üretilen Net Güç (MW)	100	100	100	100
Maliyet Analizi	1. Kabul İçin 1 Birimde Gazlaştırılan Kömür Miktarı(ton)	5200	5200	5200	5200
	2. Kabul İçin 1 Birimde Gazlaştırılan Kömür Miktarı(ton)	2600	2600	2600	2600
	1. Kabul İçin Gazlaştırılacak Kömür için Gerekli Birim Sayısı	48	48	48	48
	2. Kabul İçin Gazlaştırılacak Kömür için Gerekli Birim Sayısı	96	96	96	96
	Diğer İşletme Maliyeti (\$/yıl)	3000000	3000000	3000000	3000000
	Gaz Üretim Maliyeti (\$/yıl)	2000000	2000000	2000000	2000000
	1. Kabul İçin Birim Isıl Değerin Maliyeti (\$/Mcal)	0,047	0,066	0,074	0,095
	2. Kabul İçin Birim Isıl Değerin Maliyeti (\$/Mcal)	0,076	0,097	0,099	0,121

5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Türkiye’deki linyit rezervlerinin daha ekonomik ve verimli bir şekilde kullanılabilmesi, enerji ihtiyacının karşılanabilmesi, linyit rezervlerimize yer altı kömür gazlaştırma teknolojisinin teknik, ekonomik ve çevresel bakımdan uygulanabilirliğinin tespit edilmesi amacıyla bu tez çalışması yapılmıştır. Bu kapsamda yer altı kömür gazlaştırma teknolojisi hakkında literatür araştırması yapılarak, yer altı gazlaştırma prosesinde meydana gelen reaksiyonların termodinamik yapıları incelenmiştir. Gazlaştırma prosesinde oluşan sentez gazının bileşimi ve ısı değerinin farklı koşullar altında tespit edilebilmesi için, kütle dengesi ve termodinamik denge eşitlikleri kullanılarak bir algoritma oluşturulmuştur. Bu algoritma MATLAB programı ortamında çözülerek sonuçlar grafiklere yansıtılmıştır.

Sentez gazı üretiminin 100 MW’lık bir IGCC santralini çalıştırabilecek kapasite de olması amacıyla, Chemcad de bir IGCC sistemi tasarlanarak enerji üretimi için ihtiyaç duyulan sentez gazı miktarı hesaplanmıştır. Sentez gazı miktarı hesaplanırken farklı proses koşulları denenmiştir. Saf oksijenli ortamda ve saf oksijen/ su buharı ortamında proses çalıştırılarak sonuçlar kıyaslanmıştır. Elde edilen sonuçlar doğrultusunda kömür, oksijen ve su buharı tüketim miktarları tespit edildikten sonra belirtilen miktarlar ve koşullar altında yer altı kömür gazlaştırma maliyeti hesaplanmıştır.

Yapılan analizlerde, basınç 0,5 atm ile 3 atm arasında değiştirilerek sonuçlar irdelenmiştir. Basıncın gazlaştırma prosesinin performansına pozitif yönde etki ettiği, basıncın artması ile **CH₄** miktarının arttığı ve bu nedenle de ısı değerinin yükseldiği gözlenmiştir. Gazlaştırma prosesinde sadece havanın kullanılması durumunda ısı değerinin 1200-3000 kcal/**m³** arasında değişkenlik gösterdiği tespit edilmiştir. Sisteme beslenen havanın oksijen oranının 0,4 ile 0,8 arasında alındığında ise ısı değerinin 3800 kcal/**m³**’e kadar arttığı hesaplanmıştır.

Saf oksijen kullanılması durumunda ise en yüksek ısı değere 4000 kcal/m^3 ulaşılmıştır. Gazlaştırıcı olarak saf oksijen ile birlikte su buharının kullanılmasında ısı değeri $3700\text{-}3800 \text{ kcal/m}^3$ arasında bir değer almaktadır. Ayrıca sistemde su buharı kullanılması H_2 konsantrasyonunun artmasına neden olacağı için, sentez gazından kimyasal üretimi için oldukça uygun bir durum söz konusudur.

Proses koşulları haricinde kömürün yapısındaki sabit karbon, nem gibi faktörlerinde sentez gazı bileşimini ve ısı değeri hangi yönde etkilediğini tespit etmek amacıyla, ManisaSoma-Eynez ve Kütahya-Seyitömer kömür yataklarının da analizleri yapılmıştır. Yapılan analiz sonucunda Manisa-Soma-Eynez kömür yatağının nem oranının düşük olması ve sabit karbon miktarının fazla olması nedeniyle aynı koşullar altında diğer kömür yataklarına kıyasla sentez gazı ısı değerinin yüksek olduğu görülmüştür.

Kütahya-Seyitömer-İsaköy kömür yatağının nem oranının yüksek olması nedeniyle sentez gazının ısı değeri daha düşük olmakla birlikte H_2 konsantrasyonu da yüksek çıkmıştır.

Üretilen sentez gazının temizlenmesi ve IGCC sistemde yakılarak elektrik üretilmesi için yapılan ekonomik analiz sonucunda ise maliyete en fazla tüketilen oksijen miktarının etki ettiği tespit edilmiştir. Farklı kömür yataklarında farklı proseslerle yapılan hesaplamalarda, Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme kömrü yatağında saf oksijen ve su buharı varlığında üretilen sentez gazının maliyeti $0,047 \text{ \$/Mcal}$ olarak bulunmuştur. Doğal gazın günümüz fiyatlarını (ortalama doğalgaz fiyatı $0,101 \text{ TL/Mcal}$ yani yaklaşık olarak $0,05 \text{ \$/Mcal}$ [41]) gözönünde bulundurduğumuz zaman bu fiyatın doğal gaz ile rekabet edebilecek seviyede olduğu tespit edilmiştir. Yer altı kömür gazlaştırma sistemi ile birlikte IGCC santralin kombine şekilde ticari boyutta kullanılması için tez kapsamında yapılan analizlerde kullanılan proses koşullarının deney ortamında tekrarlanarak denge modelinin doğruluğu belirlenmelidir. Böylelikle yer altı kömür gazlaştırma teknolojisi ticari boyut kazanarak Türkiye'deki linyit rezervlerinin verimli bir şekilde kullanılmasını sağlayacaktır.

KAYNAKLAR

- [1] Url-1 <<http://iev/view/>>, alındığı tarih: 12.03.2014.
- [2] Url-1 <<http://tki/view/>>, alındığı tarih: 12.03.2014.
- [3] **Klimenko, A. Y.** (2009). Early Ideas in Underground Coal Gasification and Their Evolution, *Energies* 2009, 2, 456-476.
- [4] **Higman, C. and Van Der Burgt, M.** (2008). Gasification. (2. Editon) (Sf. 1-9). Oxford, USA.
- [5] Url-1 <<http://lincenergy.listedcompany.com/newsroom.html>>, alındığı tarih: 20.07.2014.
- [6] **Okutan, F.F.** (1985). Yeraltı Kömür Gazlaştırma Prosesinin Nümerik ve Laboratuar Simulasyonu Geri ve İleri Yanma Teknikleri, (Doktora Tezi), İ.T.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [7] **Bhutto, Waheed Abdul, Bazmi, A. A., Zahedi, Gholamreza** (2013). Underground Coal Gasification: From Fundamentals to Applications, *Progress in Energy and Combustion Science* 39 (2013) 189-214.
- [8] **Blinderman, S., M.** (2006). Taking the underground route to lower costs, paper presented to the 7th European Gasification Conference, Ergo Exergy Technologies Inc, Montreal, Quebec, Canada.
- [9] **Shafirovich, E. and Varma, A.** (2009). Underground Coal Gasification: A Brief of Current Status, *Ind. Eng. Chem. Res.* 2009, 48, 7865-7875.
- [10] **Richards, Kenneth** (2011). Viability of Underground Coal Gasification with Carbon Capture and Storage in India, A V600 Capstone Course, Spring 2011, School of Public and Environmental Affairs, Indiana University.
- [11] **Hill, R. W. ve Shannon, J. J.** (1981). The Controlled Retracting Injection Point (CRIP) Systems: A Modified Stream Method for In Situ Coal

Gasification. Lawrence Livermore National Laboratory Technical Publication, UCRL-85852 .

- [12] **Nitao, J. J., Camp, D.W., Buscheck, T.A., White J.A., Burton, G.C., Wagoner, J.L., Chen, M.** (2011). Progress on a New Integrated 3-D UCG Simulator and Its Initial Application, International Pittsburg Coal Conference Pittsburg, PA, United State , LLNL-CONF-500551.
- [13] **Perkins, G. and Sahajwalla, V.** (2008). Steady-State Model for Estimating Gas Production from Underground Coal Gasification, School of Materials Science and Engineering, The University of New South Wales, Sydney, Energy & Fuel 2008, 22, 3902-3914.
- [14] **Ünalın, G.,** Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, 2010, Kömür Jeolojisi, Ankara.
- [15] **Ekim, R.,** Yer Altı Kömür Gazlaştırma Prosesinin Türk Kömür Yataklarına Uygulanabilirliği ve Maliyet Analizi, Yüksek Lisans Tezi, İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, İstanbul.
- [16] **Edgar, F. T.,** (1977). Technical, Economic And Environmental Evaluation of In Situ Coal Gasification, **in situ derginin adı** L(1), (1977), pp.75-102.
- [17] Url-1 < <http://www.saveballona.org/gasoilfields/SubsidenceGC.>pdf>, alındığı tarih: 12.03.2014.
- [18] **Cena, R. J.** (1987). A Simple UCG Field Performance And Economics Model, National Technical Information Service, DE87013794.
- [19] **Kohl, A. and Nielsen, R.** (1997). Gas Purification., (5.Edition) (Sf. 40-103), Houston, Texas.
- [20] **Grace, J.R., Li, X., Watkinson, A., P., Lim, C., J., Ergüdenler, A.,** (2000) Equilibrium Modeling of Gasification: A Free Energy Minimization Approach And Its Application To A Circulating Fluidized Bed Coal Gasifier, Fuel 80 (2001) 195-207.
- [21] **Jarungthammachote, S., Dutta, A.,** (2006) Thermodynamic Equilibrium Model and Second Law Analysis of A Downdraft Waste Gasifier, Energy Field of Study, School of Environment, Resources and Development, Asian Institute of Technology, Thailand, Energy 32 (2007) 1660-1669.

- [22] **Ergüdenler, A. and Ghaly, A. E.** (1997). Mathematical Modeling of A Fluidized Bed Straw Gasifier: Part 1-Model, Energy Sources, 19:1065-1084, 1997.
- [23] **Yang, Lahne.** (2005). Nonlinear coupling mathematical models on percolation-patterned underground coal gasification. College of Mineral Resources and Geosciences, China University of Mining and Technology, Xuzhou, Jiangsu Province, China International Journal of Energy Reserach Int.J. Energy Res.2005;29:1331-1353.
- [24] **Wall, T. F., Liu, G. S., Roberts, D. G., Benfell, K. E., Gupta S.** (2002) The Effects of Pressure On Coal Reactions During Pulverised Coal Combustion and Gasification, Progress in Energy and Combustion Science, 2002;28(5):405-33.
- [25] **Gautam, G., Sushil, A., Bhavnani, S.,** (2010) Estimation of Biomass Synthesis Gas Composition Using Equilibrium Modeling, Department of Mechanical Engineering and Department of Biosystems Engineering, Auburn University, Alabama, USA, Energy Fuel 2010, 24, 2692-2698.
- [26] Türkiye Tersiyer Kömürlerinin Kimyasal ve Teknolojik Özellikleri, Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü, ISBN: 6595-46-9, Mart 2003.
- [27] **Greg, D. W., Hill, R. W., Olness, D. U.** (1976) An Overview of The Soviet Effort In Undergroung Gasification of Coal, Lawrence Livermore Laboratory, URCL-52004.
- [28] **Saraçoğlu, O., Razgat, A.,** (2003) Isıtma ve Klima Tekniği El Kitabı, Türk Tesisat Mühendisleri Derneği, Teknik Yayın No:11, Altan Matbaacılık, ISBN: 975973057-X.
- [29] **Oztüregen, F.,** (1975). An Economic Study of In Situ Gasification of Texas Lignites, (Master Thesis), The University of Texas , Austin.
- [30] **Blinderman, M. S., Klimenko, A. Y., Saulov, D. N.** (2007) Forward and Reverse Combustion Linking in Underground Coal Gasification, Ergo Exergy Technologies Inc, Canada, Energy 33 (2008) 446-454.

- [31] **Thorsness, C. B., Cena, R. J.,** (1979). In Situ Coal Gasification Modeling, Lawrence Livermore National Laboratory, UCRL-82269, Feb. 2 (1979).
- [32] **Denny, K. S., Ng, Douglas, H. S. T., Rex, T. L. Ng, Wan A. W.** (2013) Modelling and Optimisation of Biomass Fluidised Bed Gasifier, Applied Thermal Engineering xxx (2013) 1-8.
- [33] **Mountouris, A., Voutsas, E., Tassios, D.** (2005) Solid Waste Plasma Gasification: Equilibrium Model Development and Exergy Analysis, Energy Conversion and Management 47 (2006) 1723-1737.
- [34] **Magdalena, C., B., Laczny, M., J., Smolinski, A., Iwaszenko, S.,** (2013) Equilibrium Model of Steam Gasification of Coal, Journal of Sustainable Mining ISSN 2300-3960, J.Sust.Min.Vol. 12, (2013), No.2, pp.21-28.
- [35] **Coertzen, M., Dumble, S. and Luo, Y.** (2009). Comparison of UCG Cavity Growth with CFD Model Predictions, Seventh International Conference on CFD in the Minerals and Process Industries, CSIRO, Melbourne, Australia, 9-11 December 2009.
- [36] **Clean Coal,** (2009). Case Study El Tremendel Spain, An Introduction to Underground Coal Gasification, SC/P/2009_0037_v1.
- [37] **Shimada, S., Ohga, K., Tamari, A and Ishii, E.** (1995). Underground Coal Gasification-How Much Does It Cost?(Case Study in Japan) MinChem'95, The Fifth Symposium on Mining Chemistry Istanbul, Turkey, 7-10 November 1995.
- [38] **Edgar, T. F., Glatzer, H. B. and Massey, A. N.** (1991). Estimated Cost of Methanol, Hydrogen and Syngas From In Situ Coal Gasification of Texas Lignite, 7th Underground Coal Gasification Symposium, California, September, 1991.
- [39] **Edwards, M. S, Ulrich, W.C. and Salmon, R.** (1979). Economics of Gasoline from Underground Coal Gasification, Coal Processing Technology, Volume V Prepared by Editors of CEP, USA, 1979.

[40] Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) Design Considerations for High Availability (2006), Volume 1: Lessons from Existing Operations, Electric Power Research Institute (EPRI), 1012226.

[41] Url-1< <http://www.igdas.gov.tr/>>, alınma tarihi: 25.08.2014

EKLER

EK A: Reaksiyon Denge Sabiti için MATLAB Kodlaması

EK B: Gazlaştırma Prosesinin MATLAB Kodlaması

EK C: Tekirdağ-Malkara-Pirinççeşme Gazlaştırma Proses Sonuçları

EK D: Sentez Gazı Üretim Maliyet Analizi için MATLAB Kodlaması

EK A

```
clear all;clc;T=input('Sıcaklık değerini giriniz=');
fprintf('Sıcaklık=%5.3f\n',T);
y1=0.13;y2=0.25;y3=0.02;y4=0.1;y5=0.2;y6=0.3;R=8.314;
Hf(3)=-74.8;a(3)=-4.62*10^(-2);b(3)=1.13*10^(-5);c(3)=1.32*10^(-8);
d(3)=-6.65*10^(-12);e(3)=-4.89*10^2;f(3)=14.1;g(3)=-0.223;
deltagf(3)=Hf(3)-(a(3)*T*log(T))-(b(3)*(T^2))-((c(3)/2)*(T^3))-
((d(3)/3)*(T^4))+(e(3)/(2*T))+f(3)+(g(3)*T);
fprintf('deltag(3)=%10.5f',deltagf(3));
Hf(2)=-110.5;a(2)=5.62*10^(-3);b(2)=-1.19*10^(-5);c(2)=6.38*10^(-9);d(2)=-
1.85*10^(-12);e(2)=-4.89*10^2;f(2)=0.868;g(2)=-0.0613;
deltagf(2)=Hf(2)-(a(2)*T*log(T))-(b(2)*(T^2))-((c(2)/2)*(T^3))-
((d(2)/3)*(T^4))+(e(2)/(2*T))+f(2)+(g(2)*T);
fprintf('deltag(2)=%10.5f',deltagf(2));
Hf(1)=-393.5;a(1)=-1.95*10^(-2);b(1)=3.12*10^(-5);c(1)=-2.45*10^(-
8);d(1)=6.95*10^(-12);e(1)=-4.89*10^2;f(1)=5.27;g(1)=-0.121;
deltagf(1)=Hf(1)-(a(1)*T*log(T))-(b(1)*(T^2))-((c(1)/2)*(T^3))-
((d(1)/3)*T*T*T*T)+(e(1)/(2*T))+f(1)+(g(1)*T);
fprintf('deltag(1)=%10.5f',deltagf(1));
Hf(4)=-241.8;a(4)=-8.95*10^(-3);b(4)=-3.67*10^(-6);c(4)=5.21*10^(-9);d(4)=-
1.48*10^(-12);e(4)=0;f(4)=2.87;g(4)=-0.0172;
deltagf(4)=Hf(4)-(a(4)*T*log(T))-(b(4)*(T^2))-((c(4)/2)*(T^3))-
((d(4)/3)*(T^4))+(e(4)/(2*T))+f(4)+(g(4)*T);
fprintf('deltag(4)=%10.5f',deltagf(4));
G(1)=-y1*deltagf(1)+y2*deltagf(2)+y4*deltagf(4);
fprintf('DeltagT(1)=%10.5f',G(1));
G(2)=-y3*deltagf(3)+y2*deltagf(2)-y4*deltagf(4);
fprintf('DeltagT(2)=%10.5f',G(2));
Kp1=exp(-G(1)/(R*T));
fprintf('Kp1=%10.5f',Kp1);
Kp2=exp(-G(2)/(R*T));
fprintf('Kp2=%10.5f',Kp2);
Sıcaklık değerini giriniz=1073
Sıcaklık=1073.000 deltag(3)=27.49615 deltag(2)=-207.13782 deltag(1)=-396.14120
deltag(4)=-188.71021 DeltagT(1)= -19.15712 DeltagT(2)= -33.46336
Kp1=1.00215 Kp2=1.00376>>
```

EK B

```
%Newton-Raphson Yontemi ile Nonlinear Denklem Takiminin Cözümü.
%hava ve su buharı kullanımı.
clear
all;clc;y1=0.13;y2=0.25;y3=0.02;y4=0.1;y5=0.2;y6=0.3;P=1;P0=1;Kp1=1.00215;Kp
2=1.00376;
f=input('Kömür besleme miktarını giriniz=');
fprintf('f=%5.3f\n',f);
h=input('Kömürün Ağırlıkça yüzde hidrojen içeriğini giriniz=');
fprintf('h=%5.5f\n',h);
c=input('Kömürün Ağırlıkça yüzde karbon içeriğini giriniz=');
fprintf('c=%5.5f\n',c);
o=input('Kömürün Ağırlıkça yüzde oksijen içeriğini giriniz=');
fprintf('o=%5.5f\n',o);
w=input('Kömürün Ağırlıkça yüzde nem içeriğini giriniz=');
fprintf('w=%5.5f\n',w);
k=input('Sisteme beslenen hava mol miktarını giriniz=');
fprintf('k=%5.5f\n',k);
ra=input('Sisteme beslenen zenginleştirilmiş oksijen oranını giriniz=');
fprintf('r=%5.5f\n',ra);
v=input('Sisteme beslenen su buharı/hava oranını giriniz=');
fprintf('v=%5.5f\n',v);
H=f*h;C=f*c;O=f*o;
N=(C/12);fprintf('N:%5.5f\n',N);
M=H;fprintf('M:%5.5f\n',M);
L=O/16;fprintf('L:%5.5f\n',L);
W=f*w/18;fprintf('W:%5.5f\n',W);
p=k*v;fprintf('p=%5.5f\n',p);
z=N/(M+(2*(p+W)));t=(L+(2*ra*k)+(p+W))/(M+(2*(p+W)));u=(2*k*(1-
ra))/(M+(2*(p+W)));eps=1e-8;n=6;iter=0;
a=zeros(n,n+1);eb=1;
%Ölçeklendirme işlemi yapılıyor.
while eb>eps;iter=1+iter;
a(1,1)=1;a(1,2)=1;a(1,3)=1-4*z;a(1,4)=-2*z;a(1,5)=-2*z;a(1,6)=0;a(1,7)=-y1-y2-
y3*(1-4*z)+2*z*y4+2*z*y5;
a(2,1)=2;a(2,2)=1;a(2,3)=-4*t;a(2,4)=1-2*t;a(2,5)=-2*t;a(2,6)=0;a(2,7)=-2*y1-
y2+4*t*y3-y4*(1-2*t)+2*t*y5;
a(3,1)=0;a(3,2)=0;a(3,3)=-4*u;a(3,4)=-2*u;a(3,5)=-2*u;a(3,6)=2;a(3,7)=-
2*y6+4*u*y3+2*u*y4+2*u*y5;
a(4,1)=-1;a(4,2)=-1;a(4,3)=-1;a(4,4)=-1;a(4,5)=-1;a(4,6)=-1;a(4,7)=-
1+y1+y2+y3+y4+y5+y6;
a(5,1)=1;a(5,2)=(-Kp1*y4)/y5;a(5,3)=0;a(5,4)=(-
Kp1*y2)/y5;a(5,5)=Kp1*(y2*y4/(y5*y5));a(5,6)=0;a(5,7)=Kp1*(y2*y4/y5)-y1;
a(6,1)=0;a(6,2)=-
Kp2*(y5^3/y4)*(P/P0)^2;a(6,3)=1;a(6,4)=Kp2*(P/P0)^2*(y5^3*y2/(y4^2));a(6,5)=-
3*Kp2*(y5^2*y2/y4)*(P/P0)^2;a(6,6)=0;
a(6,7)=Kp2*(y5^3*y2/y4)*(P/P0)^2-y3;
% ölçeklendirilmiş lineer denklem takımı çözülür.
for i=1:n; for j=1:n; A(i,j)=a(i,j);end;end;
```

```

for i=1:n; for j=1:n; A(i,j)=a(i,j);end;end;
    for i=1:n;r(i,:)=a(i,n+1);end; x=inv(A)*r;
    fprintf('%1.9f %1.9f %1.9f %1.9f %1.9f %1.9f\n',x(1),x(2),x(3),x(4),x(5),x(6))
    eb=abs(x(1)); for i=2:n; if eb<abs(x(i)); eb=abs(x(i));j=i; end; end;
    fprintf('En büyük fark değeri: %1.0f Indisi: %2.0f Iterasyon sayısı:
%4.0f\n',eb,j,iter);
    y1=y1+x(1);y2=y2+x(2);y3=y3+x(3);y4=y4+x(4);y5=y5+x(5);y6=y6+x(6);end;
    fprintf('\n');
    s=(y1+y2+y3)/N;
    nt=1/s;fprintf('toplam mol değeri kmol/sn: %5.5f\n',nt);
    n1=y1*nt;fprintf('karbondioksit mol değeri: %5.5f\n',n1);
    n2=y2*nt;fprintf('karbonmonoksit mol değeri: %5.5f\n',n2);
    n3=y3*nt;fprintf('metan mol değeri: %5.5f\n',n3);
    n4=y4*nt;fprintf('su mol değeri: %5.5f\n',n4);
    n5=y5*nt;fprintf('hidrojen mol değeri: %5.5f\n',n5);
    n6=y6*nt;fprintf('azot mol değeri: %5.5f\n',n6);
    fprintf('karbondioksit mol fraksiyon değeri: %2.5f\n',y1);
    fprintf('karbonmonoksit mol fraksiyon değeri: %2.5f\n',y2);
    fprintf('metan mol fraksiyon değeri: %2.5f\n',y3);
    fprintf('su mol fraksiyon değeri: %2.5f\n',y4);
    fprintf('hidrojen mol fraksiyon değeri: %2.5f\n',y5);
    fprintf('azot mol fraksiyon değeri: %2.5f\n',y6);
    Y1=100*y1;fprintf('yüzde karbondioksit değeri: %2.2f\n',Y1);
    Y2=100*y2;fprintf('yüzde karbonmonoksit değeri: %2.2f\n',Y2);
    Y3=100*y3;fprintf('yüzde metan değeri: %2.2f\n',Y3);
    Y4=100*y4;fprintf('yüzde su değeri: %2.2f\n',Y4);
    Y5=100*y5;fprintf('yüzde hidrojen değeri: %2.2f\n',Y5);
    Y6=100*y6;fprintf('yüzde azot değeri: %2.2f\n',Y6);
    Murun=y1*44+y2*28+y3*16+y4*18+y5*2+y6*28;
    fprintf('Sentez gazının ağırlığı: %5.3f\n',Murun);

HCO=12630;HH2=12000;HCH4=36000;Hurun=(HCO*y2+HH2*y5+HCH4*y3)/4.
184;
    fprintf('Sentez gazının ısı değeri(kcal/m^3): %5.3f\n',Hurun);
    Voksijen=k*ra*0.082*293*60/P;
    fprintf('Sisteme beslenen Oksijenin akış debisi m^3/dk: %5.3f\n',Voksijen);
    Vsubuhari=k*v*0.082*373*60/P;
    fprintf('Sisteme beslenen su buharının akış debisi m^3/dk: %5.3f\n',Vsubuhari);
    Vurun=nt*0.082*313*3600/P;
    fprintf('Sentez gazının akış debisi m^3/h: %5.3f\n',Vurun);

```

EK C

Çizelge C.1: P=1 atm v=0 ra=0,21 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısı değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,01	0,012	0,014	0,016	0,018	0,02	0,022	0,024	0,026	0,028	0,03	0,032	0,034	0,036	0,038	0,04	0,042	0,044	0,046	0,048
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO ₂	4,82	5,07	5,3	5,53	5,75	5,96	6,17	6,37	6,57	6,77	6,97	7,17	7,37	7,57	7,78	7,98	8,19	8,39	8,60	8,81
	CO	38,36	36,77	35,32	33,99	32,75	31,6	30,51	29,49	28,53	27,61	26,72	25,88	25,06	24,27	23,51	22,76	22,04	21,33	20,63	19,95
	CH ₄	14,54	12,93	11,51	10,25	9,14	8,14	7,25	6,46	5,74	5,1	4,53	4,01	3,54	3,12	2,75	2,41	2,11	1,84	1,6	1,39
	H ₂ O	2,73	3,02	3,3	3,59	3,86	4,14	4,41	4,67	4,94	5,2	5,46	5,71	5,97	6,22	6,47	6,72	6,97	7,22	7,47	7,71
	H ₂	21,75	21,95	22,05	22,09	22,06	21,98	21,85	21,68	21,47	21,23	20,96	20,66	20,33	19,98	19,61	19,22	18,81	18,38	17,94	17,49
	N ₂	17,8	20,27	22,51	24,56	26,44	28,19	29,81	31,32	32,75	34,09	35,36	36,57	37,72	38,83	39,88	40,9	41,88	42,83	43,75	44,64
Isıl Değeri (kcal/m ³)		3032,93	2851,76	2688,89	2541,53	2407,42	2284,73	2171,93	2067,77	1971,18	1881,26	1797,26	1718,51	1644,47	1574,63	1508,57	1445,93	1386,38	1329,63	1275,44	1223,58

Çizelge C.2: P=1 atm v=0 ra=0,4 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısı değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,005	0,006	0,007	0,008	0,009	0,01	0,011	0,012	0,013	0,014	0,015	0,016	0,017	0,018	0,019	0,02	0,021	0,022	0,023	0,024
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO ₂	5,74	6,18	6,6	7	7,39	7,76	8,13	8,48	8,83	9,17	9,51	9,84	10,17	10,5	10,82	11,15	11,47	11,79	12,12	12,44
	CO	42,77	41,64	40,56	39,54	38,57	37,64	36,74	35,88	35,05	34,24	33,46	32,7	31,96	31,23	30,52	29,82	29,13	28,44	27,77	27,11
	CH ₄	17,36	15,94	14,63	13,44	12,35	11,34	10,41	9,56	8,76	8,03	7,35	6,73	6,14	5,61	5,11	4,64	4,21	3,82	3,45	3,11
	H ₂ O	3,12	3,52	3,92	4,32	4,72	5,12	5,51	5,9	6,29	6,68	7,07	7,45	7,84	8,22	8,6	8,98	9,35	9,73	10,1	10,48
	H ₂	23,28	23,77	24,15	24,46	24,69	24,85	24,96	25,02	25,03	24,99	24,92	24,81	24,67	24,49	24,29	24,06	23,8	23,52	23,21	22,88
	N ₂	7,72	8,96	10,13	11,24	12,29	13,29	14,24	15,16	16,03	16,87	17,68	18,46	19,22	19,96	20,67	21,36	22,04	22,7	23,35	23,98
Isıl Değeri (kcal/m ³)		3452,96	3309,61	3176,15	3051,45	2934,54	2824,6	2720,92	2622,89	2529,98	2441,71	2357,67	2277,49	2200,86	2127,46	2057,05	1989,39	1924,25	1861,45	1800,83	1742,18

Çizelge C.3: P=1 atm v=0 ra=0,6 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısı değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,003	0,0035	0,004	0,0045	0,005	0,0055	0,006	0,0065	0,007	0,0075	0,008	0,0085	0,009	0,0095	0,01	0,015	0,02	0,025
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO ₂	5,92	6,33	6,74	7,13	7,52	7,89	8,27	8,63	8,99	9,34	9,69	10,03	10,37	10,7	11,03	14,25	17,49	20,94
	CO	44,97	44,27	43,59	42,93	42,29	41,66	41,05	40,46	39,88	39,31	38,75	38,2	37,65	37,12	36,6	31,65	26,9	22,08
	CH ₄	19,14	18,1	17,12	16,19	15,32	14,5	13,72	12,98	12,28	11,61	10,98	10,38	9,81	9,27	8,75	4,74	2,3	0,93
	H ₂ O	3,1	3,44	3,79	4,14	4,49	4,84	5,2	5,55	5,91	6,26	6,62	6,98	7,34	7,69	8,05	11,63	15,24	18,93
	H ₂	23,6	24,11	24,56	24,96	25,3	25,6	25,86	26,08	26,27	26,42	26,54	26,64	26,7	26,75	26,77	25,88	23,49	19,98
	N ₂	3,28	3,75	4,21	4,66	5,08	5,5	5,91	6,3	6,68	7,06	7,42	7,78	8,13	8,47	8,8	11,86	14,58	17,15
Isıl Değeri (kcal/m ³)		3681,14	3584,87	3492,91	3404,88	3320,45	3239,35	3161,32	3086,15	3013,63	2943,58	2875,85	2810,27	2746,72	2685,07	2625,21	2105,11	1683,5	1319,59

Çizelge C.4: P=1 atm v=0 ra=0,8 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısı değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,002	0,0025	0,003	0,0035	0,004	0,0045	0,005	0,0055	0,006	0,0065	0,007	0,0075	0,008	0,0085	0,009	0,0095	0,01	0,015
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO ₂	5,82	6,44	7,04	7,63	8,21	8,77	9,33	9,87	10,4	10,93	11,45	11,97	12,48	12,99	13,49	13,99	14,49	19,58
	CO	46,22	45,42	44,65	43,89	43,16	42,44	41,74	41,06	40,39	39,73	39,08	38,44	37,81	37,18	36,56	35,95	35,34	29,26
	CH ₄	20,38	19,02	17,77	16,6	15,52	14,51	13,56	12,67	11,84	11,05	10,31	9,61	8,95	8,33	7,75	7,19	6,67	2,83
	H ₂ O	2,95	3,44	3,93	4,44	4,95	5,47	5,99	6,51	7,04	7,57	8,11	8,64	9,18	9,72	10,26	10,81	11,35	16,93
	H ₂	23,49	24,29	24,98	25,57	26,08	26,5	26,86	27,16	27,4	27,58	27,73	27,82	27,88	27,89	27,88	27,82	27,74	25,36
	N ₂	1,13	1,38	1,63	1,86	2,09	2,31	2,52	2,73	2,93	3,13	3,33	3,51	3,7	3,88	4,06	4,24	4,41	6,05
Isıl Değeri (kcal/m ³)		3822,53	3704,6	3592,99	3486,99	3386	3289,5	3197,14	3108,49	3023,24	2941,12	2861,88	2785,3	2711,18	2639,34	2569,61	2501,86	2435,92	1853,94

Çizelge C.5: P=1 atm v=0 ra=1 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısı değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,001	0,0016	0,002	0,0024	0,0028	0,0032	0,0036	0,004	0,0044	0,0048	0,0052	0,0056	0,006	0,0064	0,0068	0,0072	0,0076	0,008	0,0084	0,0088
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO ₂	4,93	5,94	6,6	7,24	7,87	8,49	9,1	9,7	10,30	10,88	11,46	12,03	12,6	13,17	13,73	14,29	14,85	15,4	15,96	16,52
	CO	47,8	46,71	46	45,31	44,64	43,98	43,33	42,69	42,07	41,45	40,84	40,24	39,65	39,06	38,48	37,89	37,32	36,74	36,16	35,59
	CH ₄	22,86	20,69	19,39	18,18	17,06	16	15,02	14,09	13,22	12,4	11,63	10,89	10,2	9,54	8,92	8,33	7,76	7,23	6,73	6,25
	H ₂ O	2,28	3	3,51	4,02	4,55	5,09	5,64	6,2	6,76	7,32	7,89	8,46	9,04	9,62	10,21	10,9	11,39	11,98	12,58	13,18
	H ₂	22,14	23,66	24,51	25,24	25,88	26,43	26,91	27,31	27,66	27,94	28,18	28,37	28,51	28,61	28,67	28,7	28,69	28,64	28,57	28,46
	N ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Isıl Değeri (kcal/m ³)		4044,51	3868,85	3759,73	3656	3557,2	3462,65	3371,98	3284,82	3200,85	3119,81	3041,44	2965,55	2891,95	2820,45	2750,92	2683,21	2617,2	2552,77	2489,82	2428,23

Çizelge C.6: P=1 atm v=0,1 ra=0,21 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısı değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,01	0,012	0,014	0,016	0,018	0,02	0,022	0,024	0,026	0,028	0,03	0,032	0,034	0,036	0,038	0,04	0,042	0,044	0,046	0,048
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO ₂	5,5	5,82	6,12	6,4	6,66	6,91	7,15	7,39	7,62	7,84	8,06	8,28	8,49	8,7	8,91	9,12	9,33	9,53	9,74	9,94
	CO	36,81	35,07	33,5	32,06	30,73	29,5	28,35	27,27	26,25	25,28	24,36	23,48	22,63	21,81	21,02	20,25	19,5	18,78	18,08	17,39
	CH ₄	13,57	11,94	10,52	9,27	8,18	7,22	6,37	5,62	4,95	4,35	3,82	3,35	2,94	2,57	2,24	1,94	1,69	1,46	1,26	1,08
	H ₂ O	3,49	3,92	4,35	4,77	5,18	5,58	5,98	6,37	6,75	7,13	7,5	7,87	8,24	8,6	8,96	9,32	9,68	10,03	10,38	10,72
	H ₂	23,4	23,7	23,87	23,95	23,95	23,87	23,74	23,55	23,31	23,04	22,72	22,38	22	21,6	21,18	20,74	20,27	19,8	19,3	18,8
	N ₂	17,23	19,55	21,64	23,55	25,3	26,91	28,41	29,81	31,12	32,36	33,53	34,64	35,71	36,72	37,69	38,63	39,53	40,4	41,24	42,06
Isıl Değeri (kcal/m ³)		2950,22	2765,5	2600,7	2452,58	2318,53	2196,46	2084,69	1981,83	1886,73	1798,42	1716,1	1639	1566,7	1498,6	1434,24	1373,27	1315,35	1260	1207	1157,27

Çizelge C.7: P=1 atm v=0,2 ra=0,21 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısı değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,01	0,012	0,014	0,016	0,018	0,02	0,022	0,024	0,026	0,028	0,03	0,032	0,034	0,036	0,038	0,04	0,042	0,044	0,046	0,048
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO2	6,1	6,48	6,82	7,13	7,42	7,7	7,96	8,21	8,45	8,68	8,91	9,13	9,34	9,55	9,75	9,96	10,15	10,34	10,53	10,72
	CO	35,38	33,52	31,85	30,33	28,94	27,66	26,46	25,34	24,29	23,29	22,34	21,43	20,57	19,73	18,93	18,16	17,42	16,69	16	15,32
	CH4	12,71	11,06	9,65	8,43	7,36	6,44	5,63	4,91	4,29	3,74	3,25	2,83	2,45	2,12	1,83	1,58	1,36	1,16	0,99	0,85
	H2O	4,27	4,86	5,42	5,98	6,52	7,05	7,57	8,08	8,58	9,07	9,56	10,04	10,51	10,98	11,45	11,91	12,36	12,81	13,26	13,7
	H2	24,82	25,18	25,39	25,48	25,47	25,38	25,22	24,99	24,71	24,39	24,03	23,63	23,2	22,74	22,26	21,77	21,25	20,72	20,18	19,62
	N2	16,71	18,9	20,86	22,64	24,28	25,78	27,17	28,47	26,69	30,83	31,92	32,95	33,93	34,87	35,77	36,63	37,47	38,27	39,04	39,79
Isıl Değeri (kcal/m ³)		2873,59	2686,13	2520,02	2371,56	2237,85	2116,59	2005,95	1904,43	1810,8	1724,04	1643,4	1567,87	1497,14	1430,59	1367,79	1308,34	1251,93	1198,27	1147,11	1098,24

Çizelge C.8: P=1 atm v=0,3 ra=0,21 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısı değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,01	0,012	0,014	0,016	0,018	0,02	0,022	0,024	0,026	0,028	0,03	0,032	0,034	0,036	0,038	0,04	0,042
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO2	6,64	7,06	7,43	7,76	8,07	8,36	8,62	8,88	9,12	9,35	9,57	9,79	9,99	10,19	10,38	10,57	10,75
	CO	34,06	32,1	30,36	28,78	27,34	26,01	24,79	23,64	22,57	21,55	20,59	19,67	18,8	17,97	17,17	16,4	15,66
	CH4	11,93	10,28	8,88	7,68	6,65	5,76	4,99	4,32	3,73	3,22	2,78	2,39	2,06	1,76	1,51	1,29	1,1
	H2O	5,07	5,8	6,51	7,2	7,87	8,52	9,16	9,79	10,4	11	11,59	12,18	12,75	13,32	13,88	14,43	14,98
	H2	26,06	26,46	26,68	26,75	26,72	26,59	26,39	26,11	25,78	25,41	24,99	24,53	24,05	23,53	23	22,45	21,88
	N2	16,23	18,3	20,15	21,82	23,35	24,75	26,05	27,27	28,4	29,47	30,48	31,44	32,35	33,22	34,06	34,86	35,63
Isıl Değeri (kcal/m ³)		2802,2	2612,61	2445,65	2297,19	2164,04	2043,73	1934,28	1834,11	1741,92	1656,65	1577,42	1503,5	1434,27	1369,19	1307,83	1249,81	1194,8

Çizelge C.9: P=1 atm v=0,4 ra=0,21 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısı değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,01	0,012	0,014	0,016	0,018	0,02	0,022	0,024	0,026	0,028	0,03	0,032	0,034	0,036	0,038	0,04
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO ₂	7,13	7,57	7,95	8,3	8,62	8,91	9,17	9,43	9,66	9,89	10	10,3	10,49	10,68	10,85	11,02
	CO	32,83	30,8	28,99	27,37	25,9	24,54	23,3	22,13	21,05	20,02	19,06	18,14	17,27	16,44	15,65	14,89
	CH ₄	11,22	9,58	8,2	7,03	6,03	5,17	4,44	3,81	3,26	2,79	2,39	2,04	1,73	1,47	1,25	1,06
	H ₂ O	5,88	6,76	7,6	8,42	9,21	9,98	10,73	11,47	12,19	12,89	13,58	14,27	14,94	15,59	16,24	16,88
	H ₂	27,16	27,56	27,76	27,82	27,75	27,57	27,31	26,99	26,6	26,17	25,69	25,17	24,63	24,06	23,48	22,87
	N ₂	15,78	17,74	19,49	21,07	22,5	23,82	25,04	26,18	27,24	28,24	29,18	30,08	30,9	31,75	32,53	33,27
Isıl Değeri (kcal/m ³)		2735,3	2544,16	2376,75	2228,51	2096,1	1976,82	1868,6	1769,78	1679	1595,16	1517,37	1444,87	1377	1313,35	1253,35	1196,66

Çizelge C.10: P=1 atm v=0,5 ra=0,21 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısı değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,01	0,012	0,014	0,016	0,018	0,02	0,022	0,024	0,026	0,028	0,03	0,032	0,034	0,036	0,038	0,04
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO ₂	7,56	8,02	8,41	8,77	9,08	9,37	9,63	9,88	10,11	10,32	10,52	10,71	10,88	11,05	11,2	11,35
	CO	31,69	29,6	27,75	26,09	24,59	23,22	21,96	20,79	19,69	18,67	17,7	16,79	15,93	15,11	14,33	13,59
	CH ₄	10,57	8,94	7,58	6,44	5,47	4,66	3,96	3,37	2,86	2,43	2,06	1,74	1,47	1,24	1,04	0,87
	H ₂ O	6,69	7,71	8,68	9,63	10,54	11,42	12,28	13,12	13,94	14,74	15,52	16,3	17,05	17,8	18,53	19,25
	H ₂	28,12	28,52	28,7	28,71	28,59	28,36	28,05	27,66	27,22	26,72	26,19	25,62	25,02	24,4	23,76	23,1
	N ₂	15,36	17,23	18,88	20,37	21,73	22,97	24,12	25,19	26,19	27,13	28,01	28,85	29,65	30,41	31,14	31,84
Isıl Değeri (kcal/m ³)		2672,5	2480,17	2312,56	2164,8	2033,24	1915,06	1808,09	1710,59	1621,17	1538,71	1462,29	1391,14	1324,63	1262,24	1203,53	1148

Çizelge C.11: P=1 atm v=0,1 ra=1 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısıl değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,0016	0,002	0,0024	0,0028	0,0032	0,0036	0,004	0,0044	0,0048	0,0052	0,0056	0,006	0,0064	0,0068	0,0072	0,0076	0,008	0,0084	0,0088
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO2	6,08	6,77	7,43	8,08	8,72	9,34	9,95	10,55	11,14	11,72	12,3	12,86	13,43	13,98	14,54	15,09	15,64	16,19	16,74
	CO	46,32	45,53	44,77	44,02	43,3	42,59	41,9	41,23	40,56	39,91	39,26	38,63	38	37,38	36,77	36,16	35,55	34,94	34,34
	CH4	20,45	19,11	17,88	16,73	15,67	14,67	13,74	12,86	12,04	11,26	10,52	9,83	9,18	8,56	7,97	7,42	6,9	6,4	5,93
	H2O	3,15	3,69	4,25	4,82	5,41	6	6,59	7,19	7,8	8,41	9,03	9,65	10,27	10,89	11,52	12,15	12,79	13,43	14,07
	H2	24,01	24,9	25,67	26,34	26,91	27,4	27,82	28,17	28,46	28,7	28,89	29,03	29,13	29,18	29,2	29,18	29,13	29,04	28,93
	N2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Isıl Değeri (kcal/m ³)		3845,95	3732,97	3625,92	3524	3426,92	3333,92	3244,7	3158,92	3076,26	2996,48	2919,35	2844,65	2772,2	2701,84	2633,43	2566,81	2501,88	2438,5	2376,59

Çizelge C.12: P=1 atm v=0,2 ra=1 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısıl değerine etkisi.

Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,0016	0,002	0,0024	0,0028	0,0032	0,0036	0,004	0,0044	0,0048	0,0052	0,0056	0,006	0,0064	0,0068	0,0072	0,0076	0,008	0,0084	0,0088
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO2	6,22	6,93	7,62	8,28	8,93	9,56	10,18	10,79	11,38	11,96	12,54	13,1	13,66	14,21	14,76	15,31	15,85	16,39	16,92
	CO	45,93	45,07	44,24	43,43	42,65	41,88	41,14	40,42	39,7	39,01	38,33	37,6	37	36,35	35,7	35,06	34,43	33,8	33,17
	CH4	20,21	18,84	17,58	16,42	15,34	14,33	13,39	12,51	11,68	10,9	10,17	9,48	8,83	8,22	7,64	7,09	6,58	6,09	5,63
	H2O	3,29	3,88	4,48	5,09	5,72	6,35	6,99	7,63	8,28	8,93	9,59	10,25	10,91	11,57	12,24	12,91	13,58	14,26	14,93
	H2	24,34	25,28	26,08	26,77	27,36	27,87	28,3	28,66	28,95	29,19	29,37	29,51	29,6	29,65	29,66	29,63	29,57	29,47	29,34
	N2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Isıl Değeri (kcal/m ³)		3823,42	3706,7	3596,4	3491,74	3392,07	3296,88	3205,745	3118,26	3034	2953	2874,77	2799,09	2725,8	2654,72	2585,69	2518,57	2453,22	2389,52	2327,35

Çizelge C.13: P=1 atm v=0,3 ra=1 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısıl değerine etkisi.

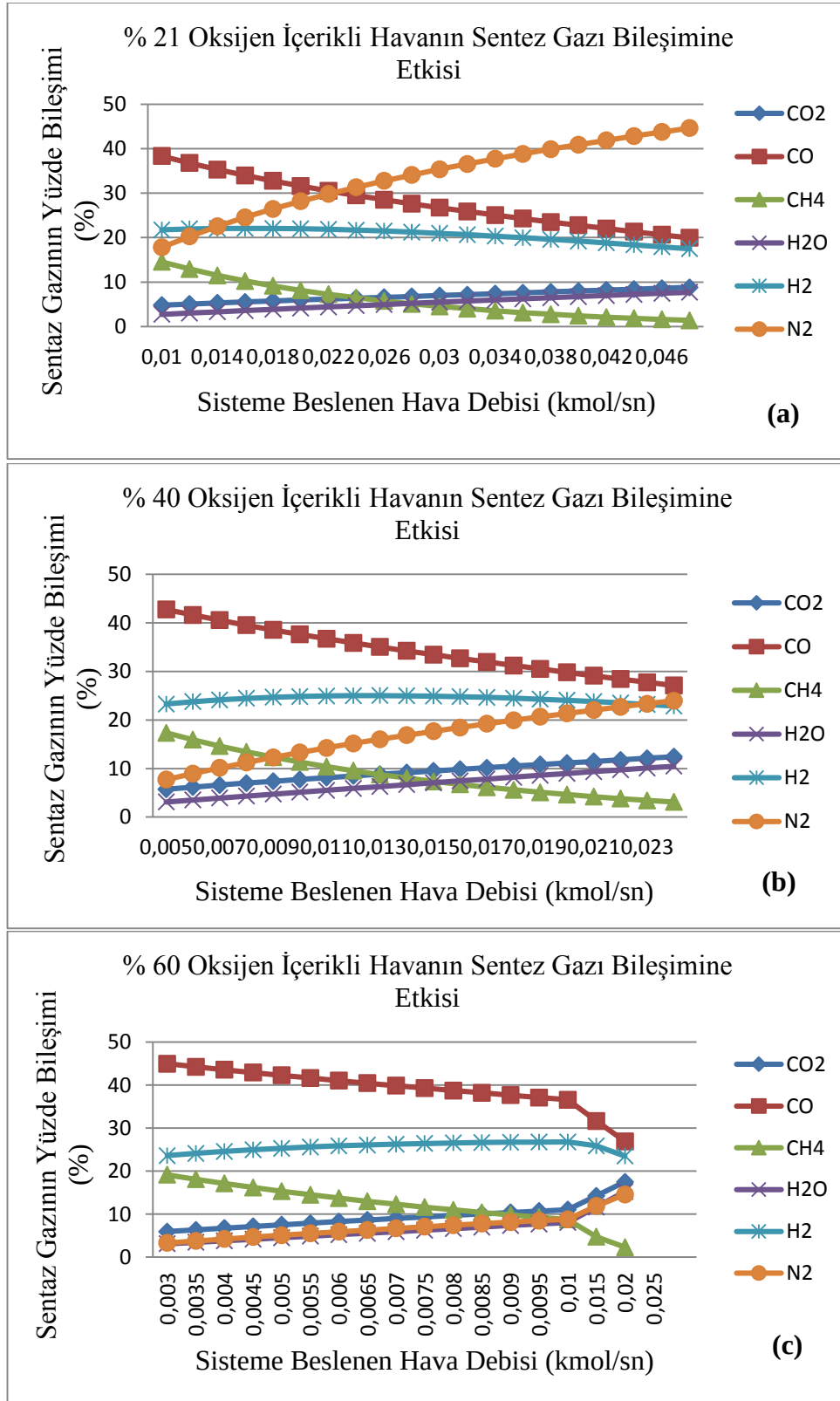
Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,0016	0,002	0,0024	0,0028	0,0032	0,0036	0,004	0,0044	0,0048	0,0052	0,0056	0,006	0,0064	0,0068	0,0072	0,0076	0,008	0,0084	0,0088
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO2	6,36	7,09	7,79	8,47	9,13	9,78	10,4	11,01	11,6	12,19	12,76	13,32	13,87	14,42	14,96	15,5	16,03	16,56	17,08
	CO	45,56	44,62	43,72	42,85	42,01	41,2	40,41	39,64	38,89	38,16	37,44	36,74	36,04	35,36	34,69	34,03	33,37	32,72	32,07
	CH4	19,97	18,58	17,3	16,12	15,02	14,01	13,06	12,17	11,34	10,56	9,83	9,15	8,5	7,89	7,32	6,78	6,28	5,8	5,35
	H2O	3,44	4,07	4,71	5,37	6,03	6,7	7,38	8,07	8,76	9,45	10,14	10,84	11,54	12,24	12,95	13,65	14,36	15,07	15,79
	H2	24,67	25,65	26,48	27,19	27,8	28,32	28,75	29,11	29,41	29,65	29,83	29,96	30,04	30,08	30,08	30,04	29,96	29,85	29,71
	N2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Isıl Değeri (kcal/m ³)		3801,24	3680,92	3567,49	3460,11	3358	3260,82	3167,87	3078,82	2993,31	2911	2831,75	2755,19	2681,15	2609,44	2539,89	2472,35	2406,66	2342,7	2280,35

Çizelge C.14: P=1 atm v=0,4 ra=1 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısıl değerine etkisi.

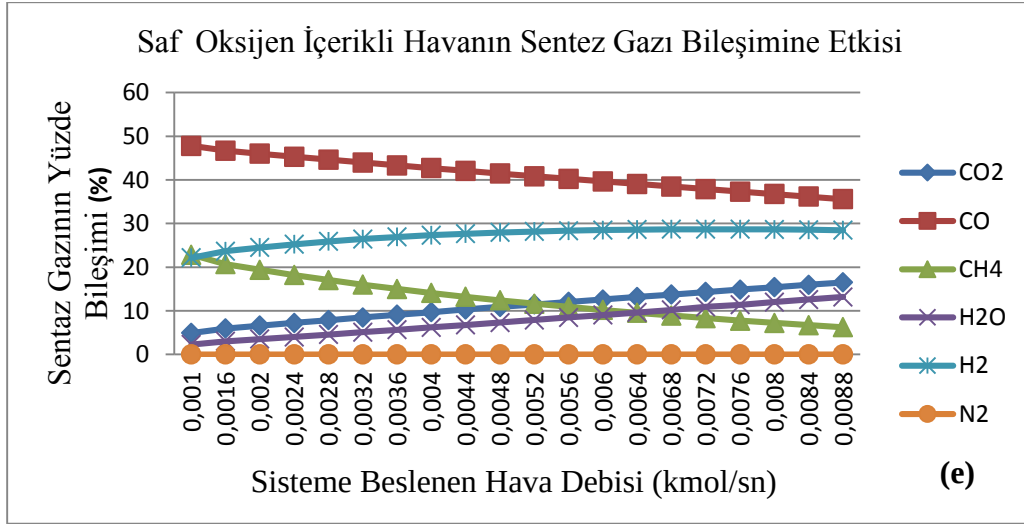
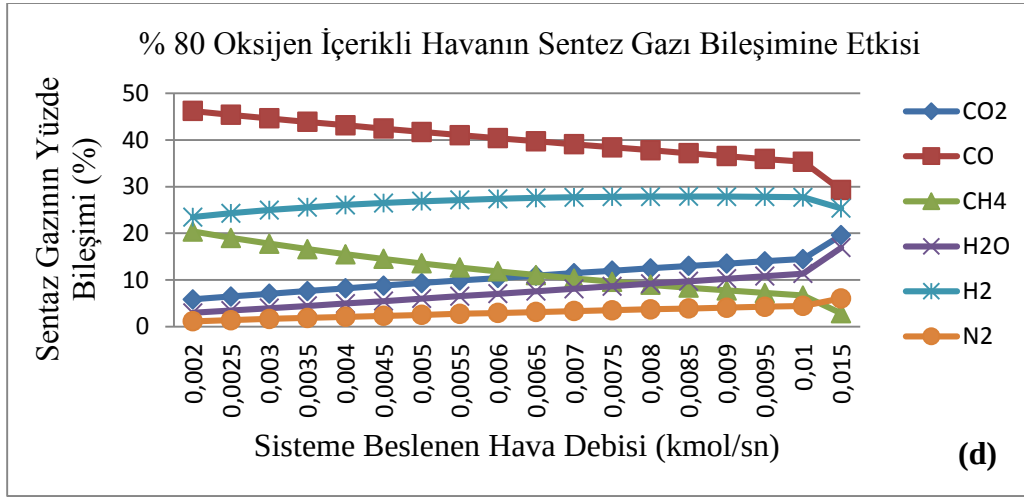
Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,001	0,0016	0,002	0,0024	0,0028	0,0032	0,0036	0,004	0,0044	0,0048	0,0052	0,0056	0,006	0,0064	0,0068	0,0072	0,0076	0,008	0,0084	0,0088
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO2	5,32	6,5	7,25	7,97	8,66	9,33	9,98	10,6	11,21	11,81	12,39	12,96	13,52	14,07	14,61	15,14	15,67	16,19	16,7	17,22
	CO	46,78	45,19	44,18	43,22	42,29	41,4	40,53	39,7	38,89	38,1	37,34	36,59	35,85	35,14	34,43	33,73	33,05	32,37	31,7	31,02
	CH4	22,15	19,74	18,32	17,02	15,82	14,71	13,69	12,73	11,84	11,01	10,24	9,51	8,83	8,18	7,58	7,02	6,49	5,99	5,52	5,08
	H2O	2,62	3,59	4,25	4,94	5,64	6,34	7,06	7,78	8,5	9,23	9,96	10,69	11,43	12,16	12,9	13,64	14,39	15,13	15,88	16,63
	H2	23,13	24,99	26	26,86	27,59	28,22	28,74	29,18	29,55	29,84	30,08	30,25	30,37	30,45	30,48	30,47	30,41	30,32	30,2	30,04
	N2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Isıl Değeri (kcal/m ³)		3981,63	3779,39	3655,58	3539,16	3429,18	3324,89	3225,69	3131,05	3040,53	2953,76	2870,41	2790,19	2712,84	2638,15	2565,89	2495,9	2428,01	2362,05	2297,91	2235,44

Çizelge C.15: P=1 atm v=0,5 ra=1 Proses koşullarının sentez gazı bileşimine ve ısıl değerine etkisi.

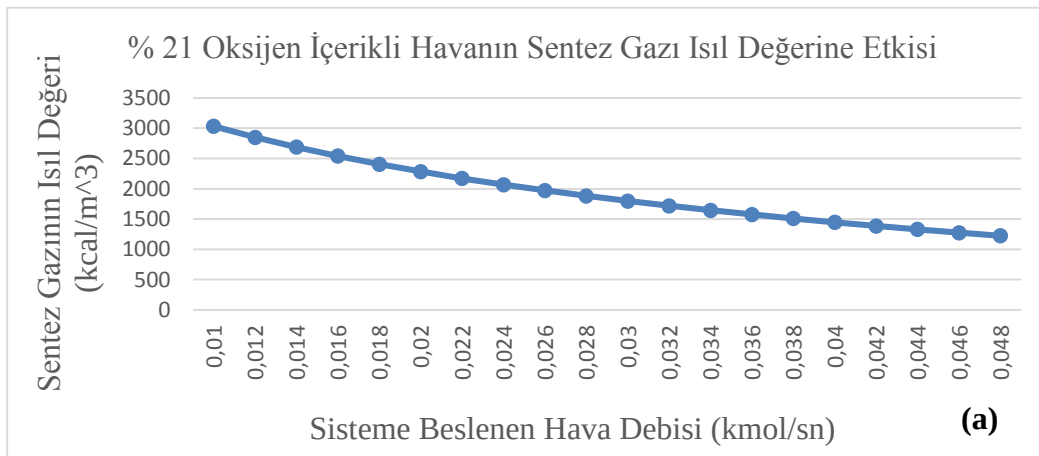
Hava Besleme Debisi (kmol/sn)		0,0016	0,002	0,0024	0,0028	0,0032	0,0036	0,004	0,0044	0,0048	0,0052	0,0056	0,006	0,0064	0,0068	0,0072	0,0076	0,008	0,0084	0,0088
Sentez Gazının Yüzde Bileşenleri (%)	CO ₂	6,63	7,4	8,13	8,84	9,51	10,17	10,8	11,41	12	12,58	13,15	13,7	14,24	14,77	15,3	15,82	16,33	16,83	17,33
	CO	44,82	43,75	42,72	41,74	40,8	39,89	39,02	38,17	37,35	36,55	35,77	35,01	34,27	33,54	32,83	32,12	31,43	30,74	30,06
	CH ₄	19,52	18,07	16,74	15,53	14,41	13,38	12,42	11,53	10,7	9,92	9,2	8,52	7,88	7,29	6,73	6,21	5,71	5,26	4,82
	H ₂ O	3,73	4,44	5,17	5,91	6,66	7,41	8,17	8,93	9,7	10,47	11,24	12,01	12,78	13,56	14,33	15,11	15,89	16,67	17,45
	H ₂	25,3	26,34	27,23	27,98	28,62	29,15	29,59	29,96	30,25	30,48	30,65	30,76	30,82	30,84	30,82	30,75	30,65	30,5	30,33
	N ₂	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Isıl Değeri (kcal/m ³)		3757,87	3630,69	3511,38	3398,92	3292,5	3191,46	3095,23	3002,359	2915,42	2831,08	2750	2671,98	2596,7	2523,98	2453,6	2385,44	2319,29	2255	2192,47



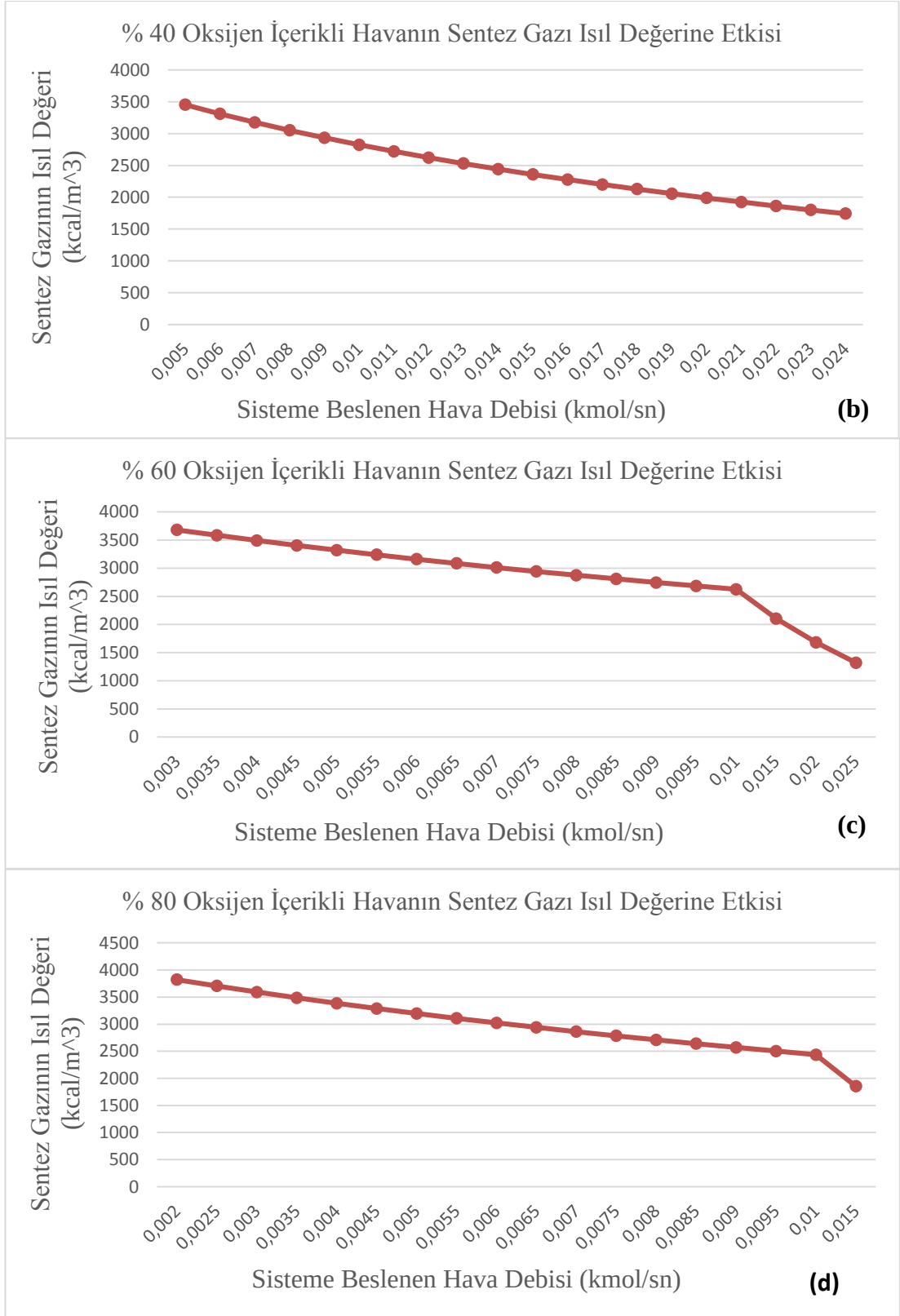
Şekil C.1 : Havadaki oksijen oranının sentez gazı bileşimine etkisi
(a) %21 (b) %40 (c) %60 Oksijen içerikli hava.



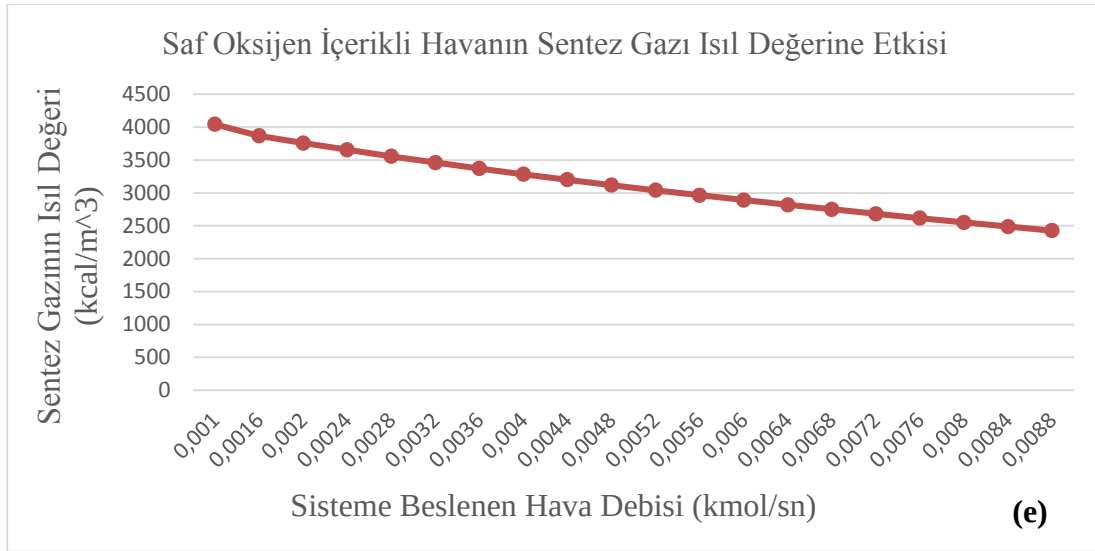
Şekil C.1 : Havadaki oksijen oranının sentez gazı bileşimine etkisi
(d) %80 (e) %100 Oksijen içerikli hava (devamı).



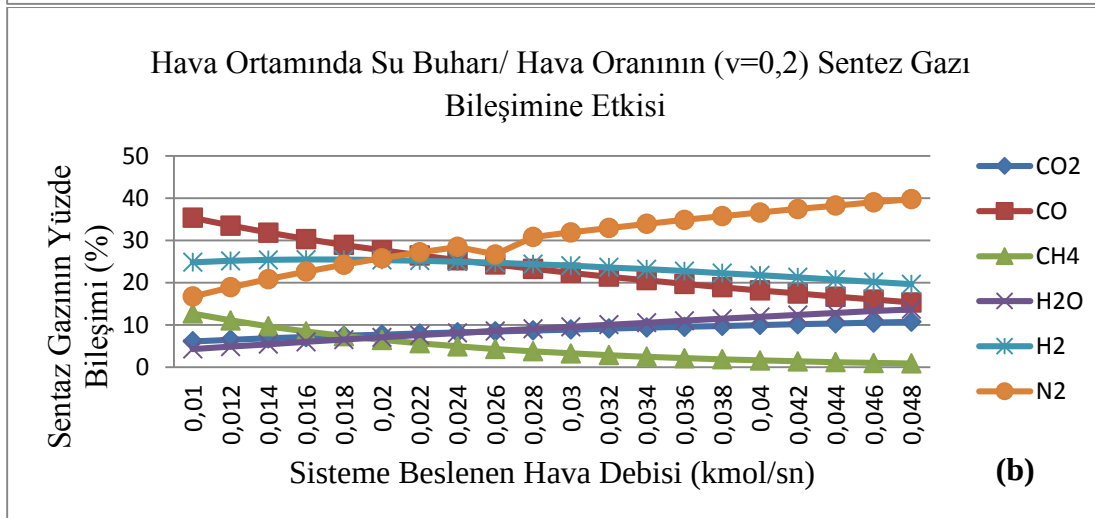
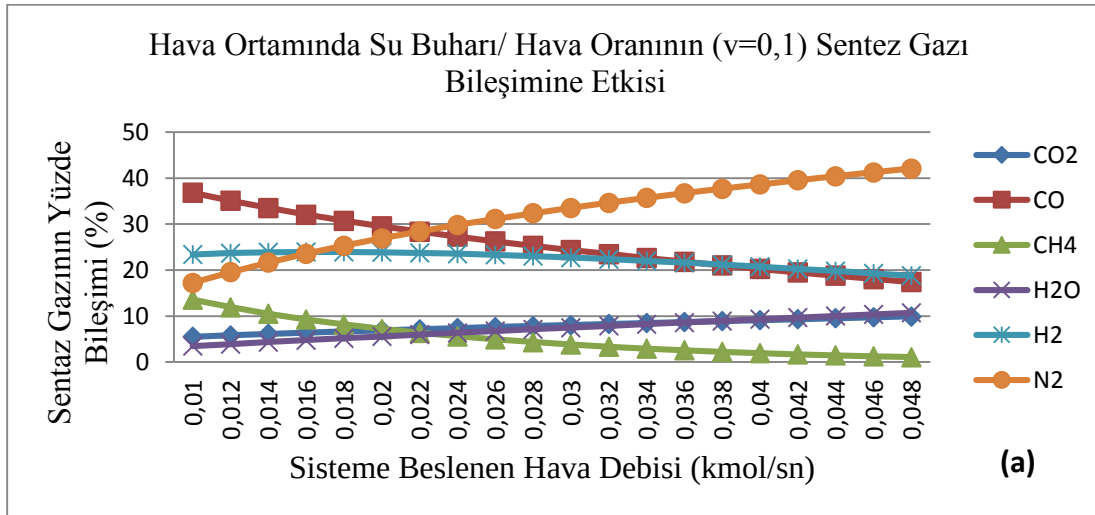
Şekil C.2 : Havadaki oksijen oranının sentez gazı ısı değerine etkisi
(a)%21 Oksijen içerikli hava.



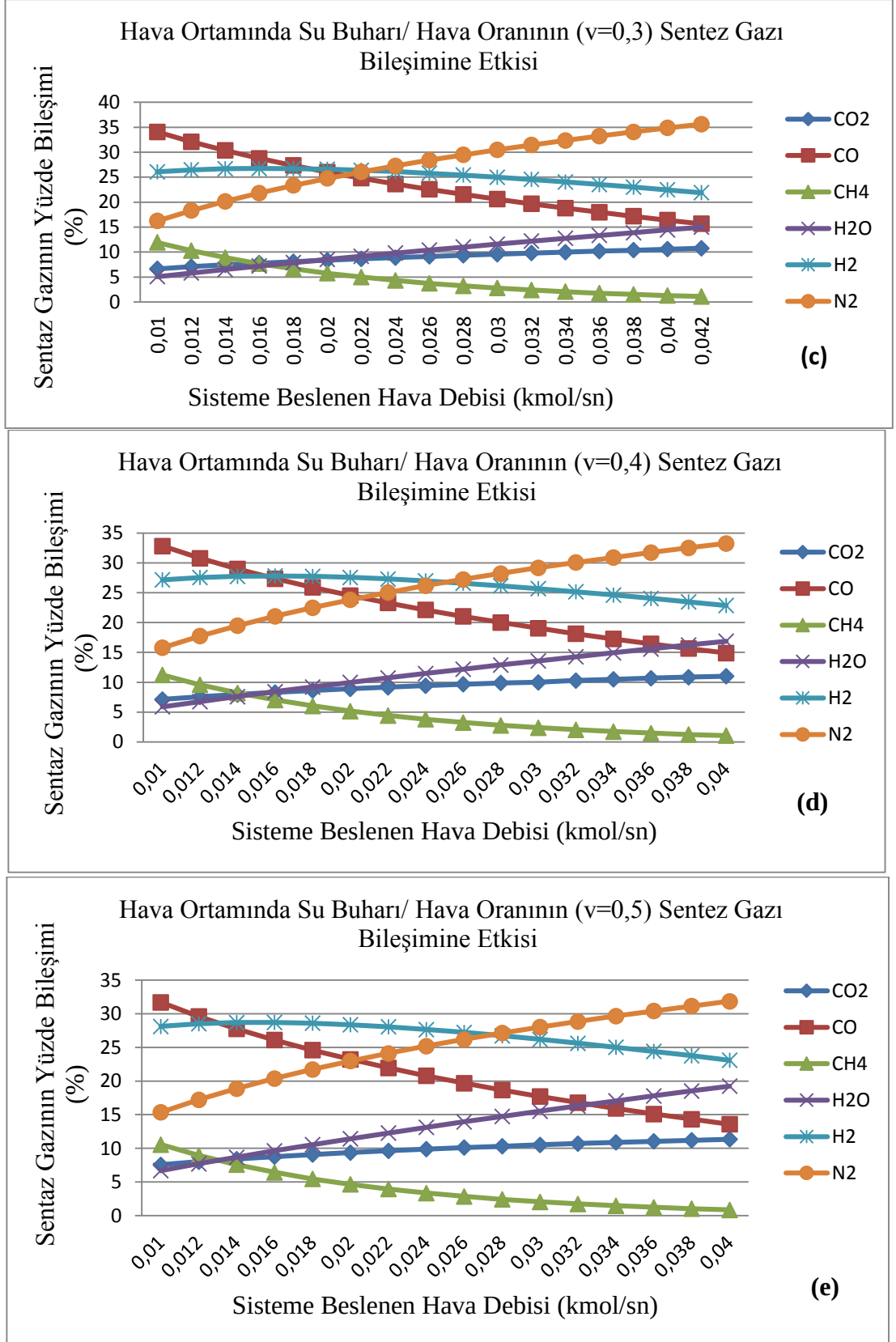
Şekil C.2 : Havadaki oksijen oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi
(b)%40 (c) %60 (d) %80 Oksijen içerikli hava (devamı).



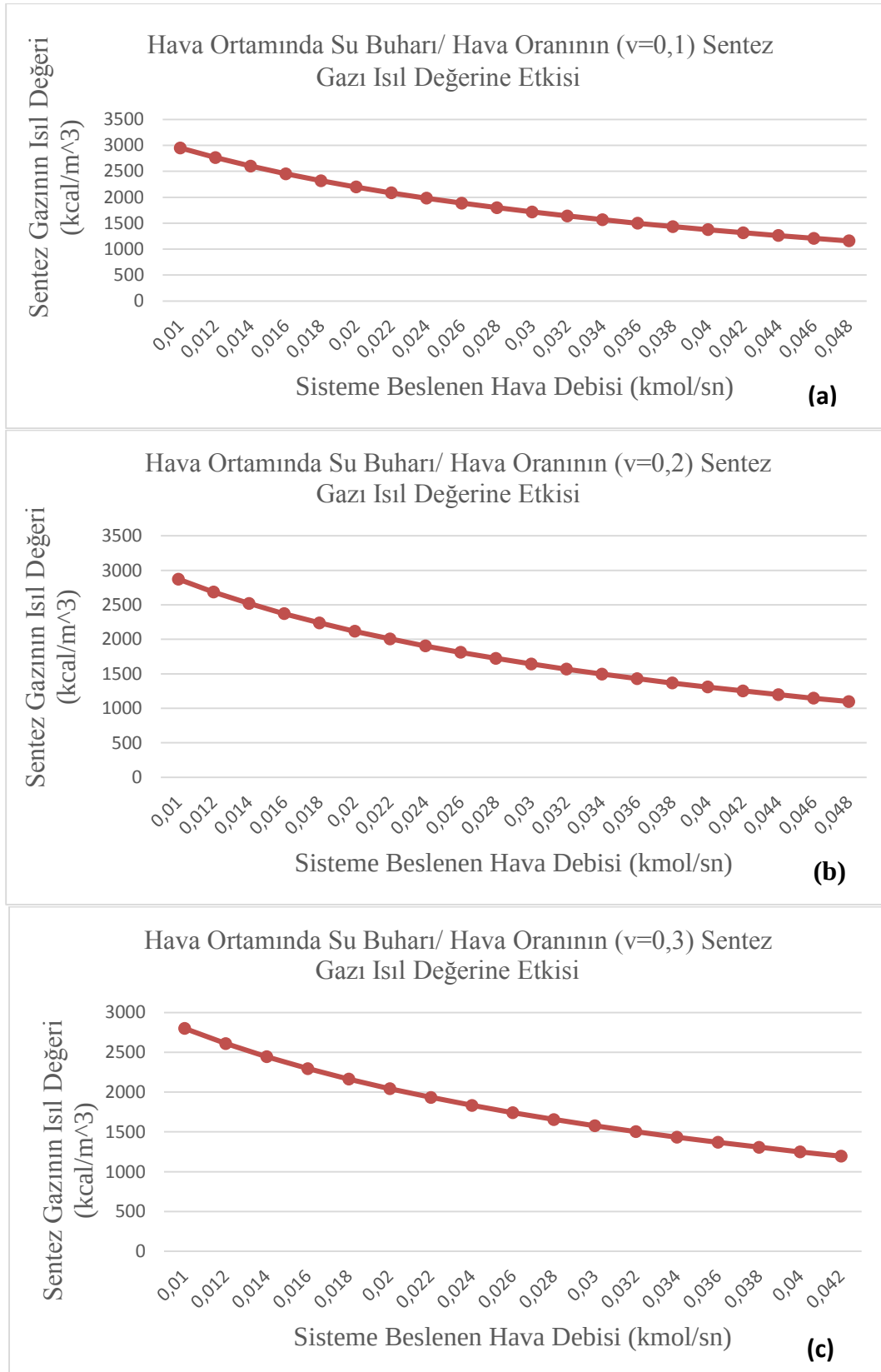
Şekil C.2 : Havadaki oksijen oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi
(e) Saf oksijen içerikli hava (devamı).



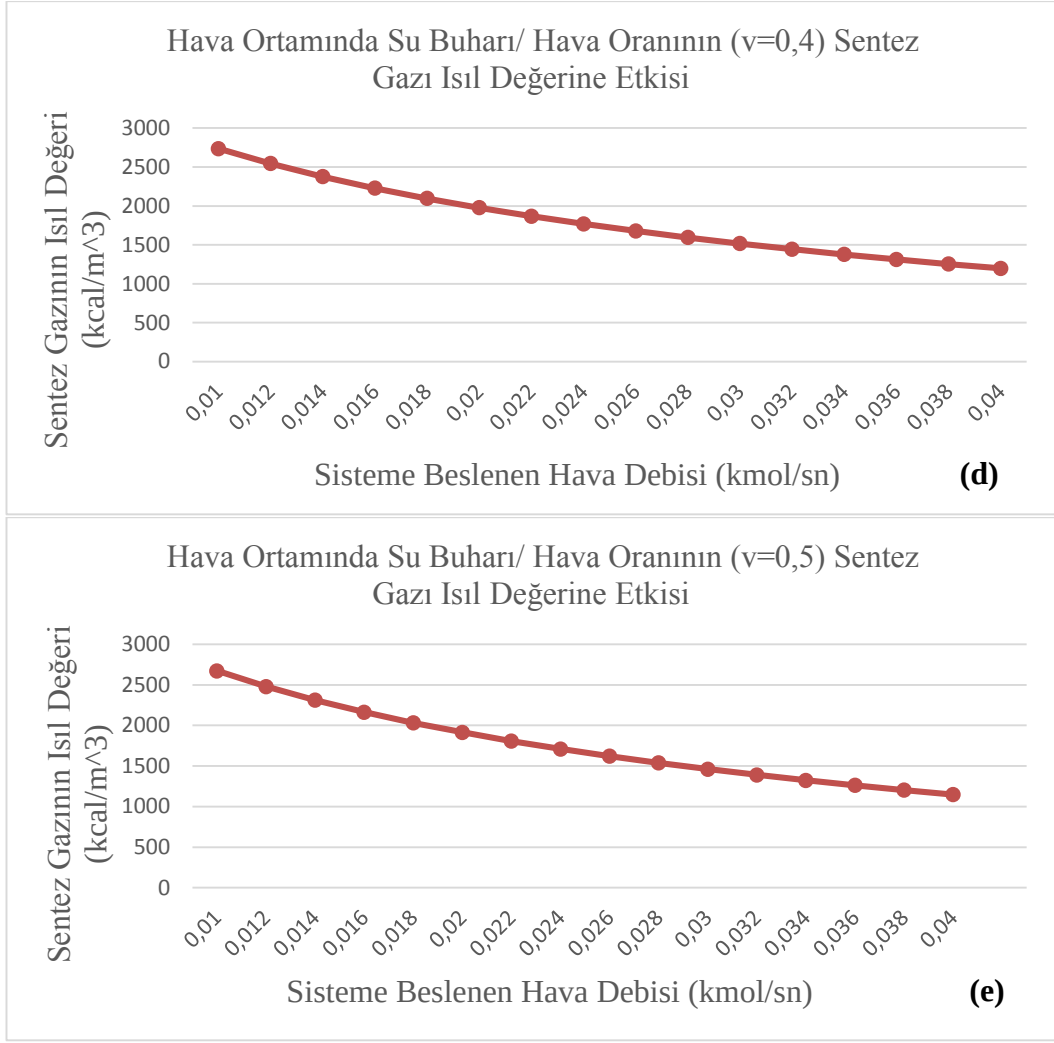
Şekil C.3 : Havada ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi. (a) $v=0,1$ (b) $v=0,2$ Su buharı/hava oranı .



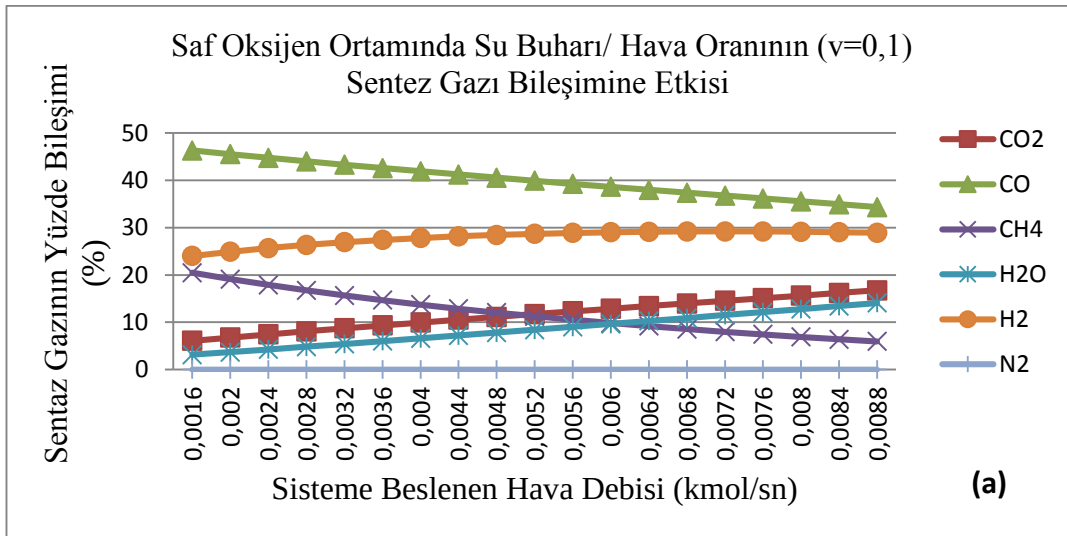
Şekil C.3 : Havada ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi. (c) $v=0,3$ (d) $v=0,4$ (e) $v=0,5$ Su buharı/hava oranı (devamı) .



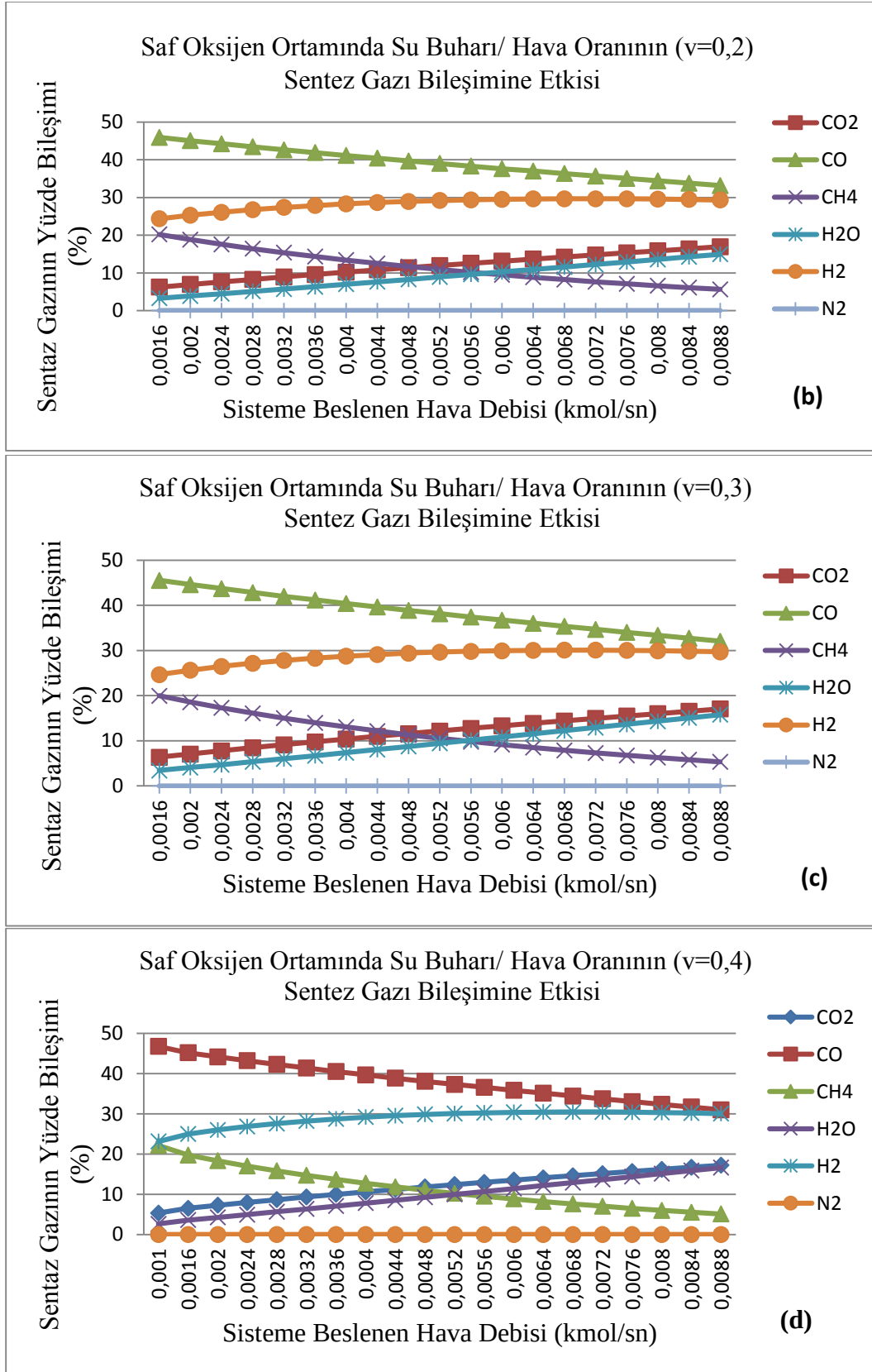
Şekil C.4 : Havada ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi (a) $v=0,1$ (b) $v=0,2$ (c) $v=0,3$ Su buharı/hava oranı .



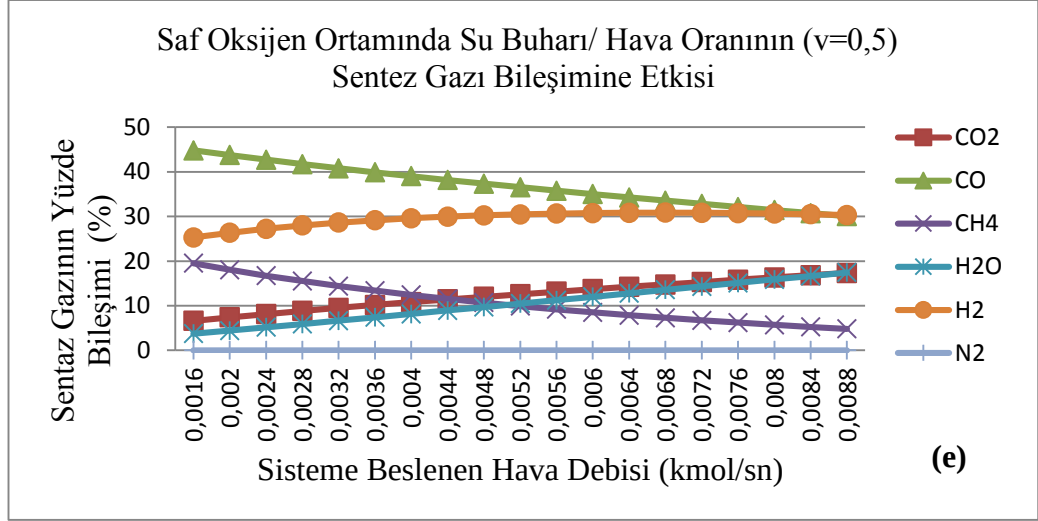
Şekil C.4 : Havada ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi (d) $v=0,4$ (e) $v=0,5$ Su buharı/hava oranı (devamı) .



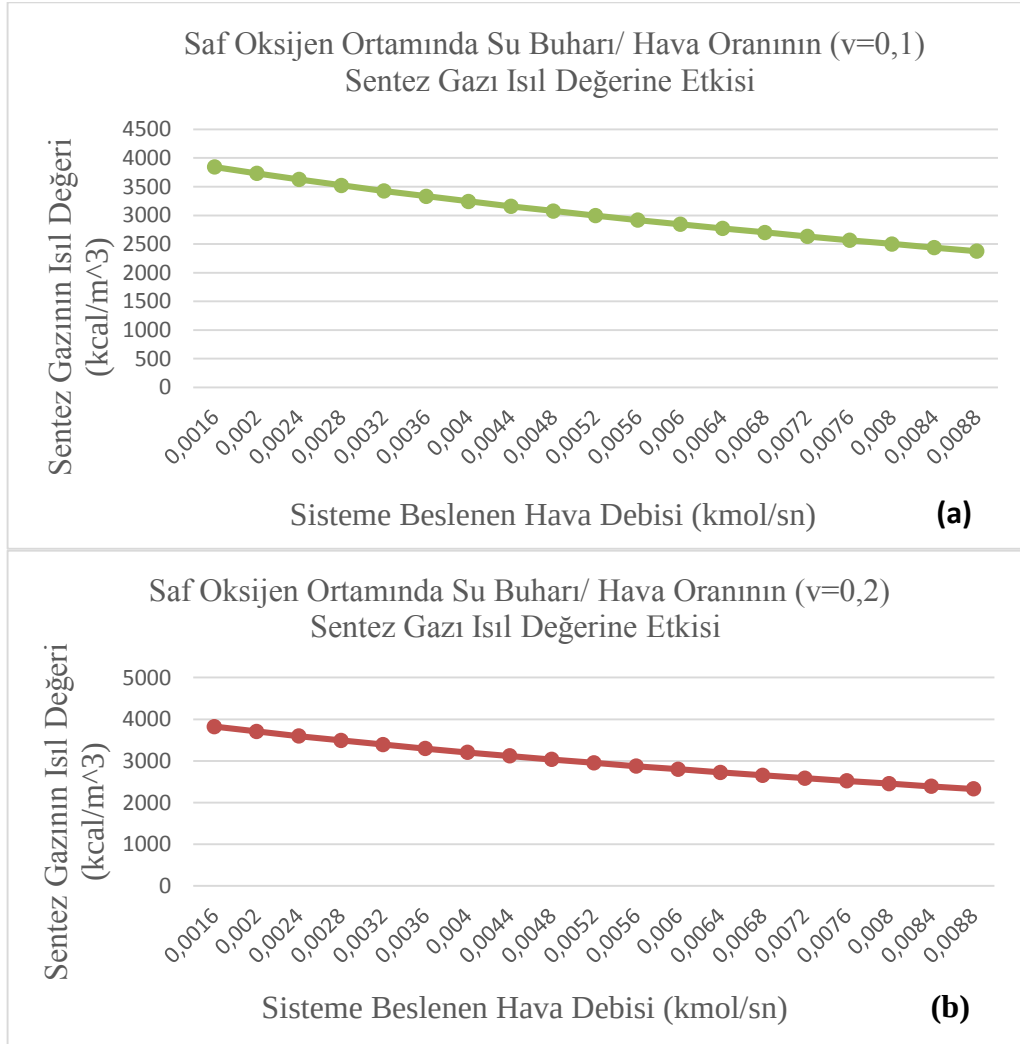
Şekil C.5 : Saf oksijen ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı bileşimine etkisi (a) $v=0,1$ Su buharı/hava oranı.



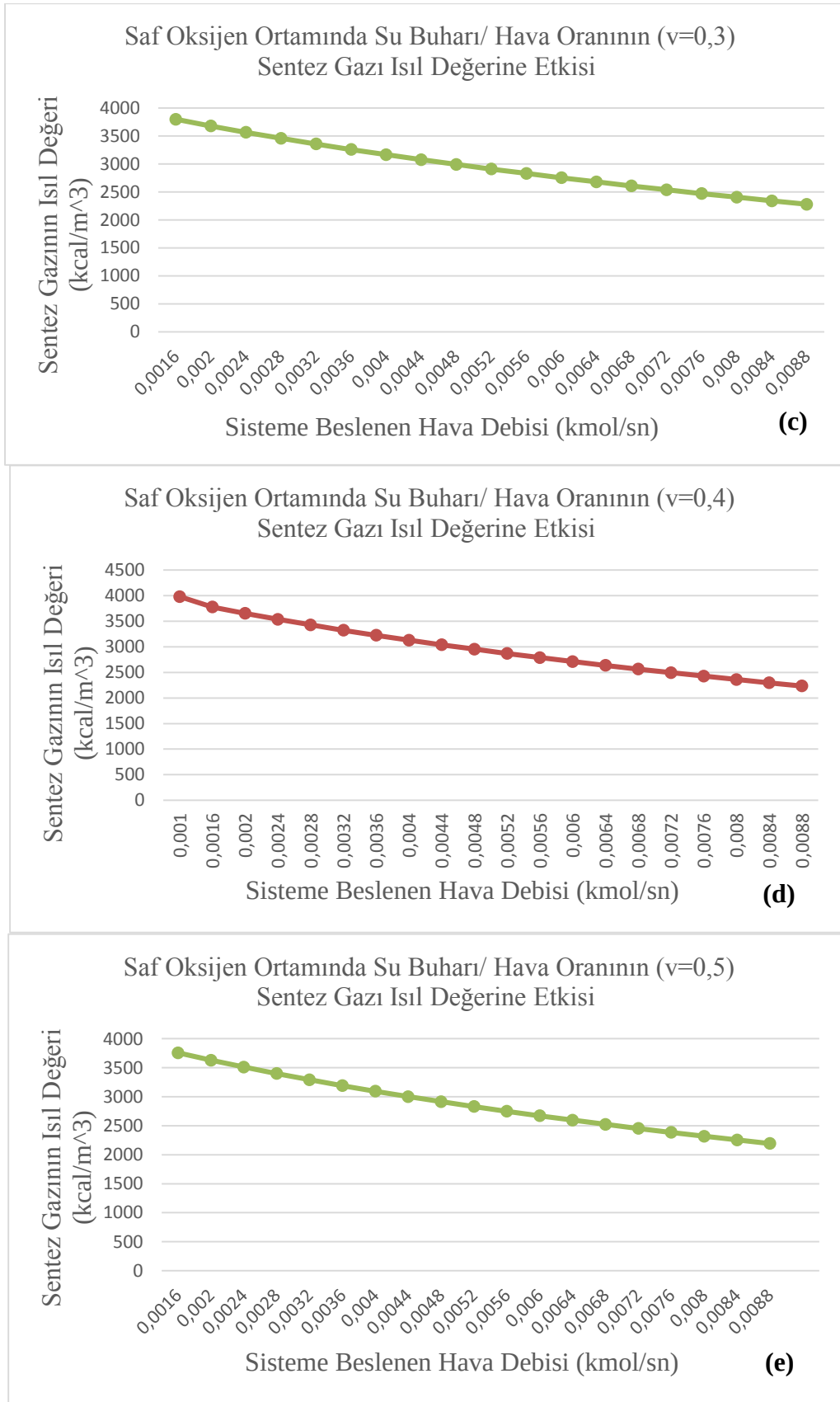
Şekil C.5 : Saf oksijen ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı bileşimine Etkisi (b) $v=0,2$ (c) $v=0,3$ (d) $v=0,4$ Su buharı/hava oranı (devamı).



Şekil C.5 : Saf oksijen ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı bileşimine etkisi (e) $v=0,5$ Su buharı/hava oranı (devamı).



Şekil C.6 : Saf oksijen ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı ısı değerine etkisi (a) $v=0,1$ (b) $v=0,2$ Su buharı/hava oranı .



Şekil C.6 : Saf oksijen ortamında su buharı / hava oranının sentez gazı ısıl değerine etkisi (c) $v=0,3$ (d) $v=0,4$ (e) $v=0,5$ Su buharı/hava oranı (devamı).

EK D

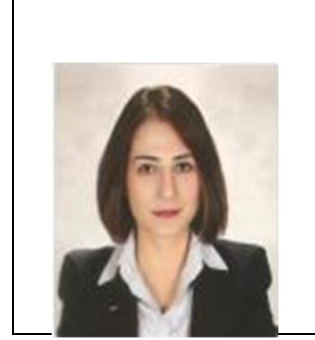
```
CS=input('Sahadaki Kömür Rezervi (ton)=');
verim=input('Yeraltı Kömür Gazlaştırma Sistem Verimi =');
GC=verim*CS;
fprintf('Gazlaştırılacak Kömür Miktarı (ton)=%10.0f\n',GC);
l=input('Operasyon Süresi (yıl)=');
GCy=GC/l;
fprintf('1 Yılda Gazlaştırılacak Kömür Miktarı(ton/yıl)=%10.0f\n',GCy);
GV=input('Gazlaştırma Hızı (ton/gün)=');
ox=input('Enjekte Edilen Oksijen Miktarı (NM^3/dk)=');
v=input('Enjekte edilen Su Buharı Miktarı (NM^3/dk)=');
ox_y=(GCy*ox*24*60)/GV;
fprintf('Yıllık Oksijen Tüketimi (NM^3/yıl)=%10.0f\n',ox_y);
v_y=(GCy*v*24*60)/GV;
fprintf('Yıllık Su Buharı Tüketimi(NM^3/yıl)=%10.0f\n',v_y);
PC=input('Sentez Gazı Miktarı(NM^3/dk)=');
PCy=(GCy*PC*24*60)/GV;
fprintf('Yıllık Üretilen Sentez Gazı Miiktarı(NM^3/yıl)=%10.0f\n',PCy);
AD=input('Yatay Kuyu Derinliği (m)=');
HL=input('Yatay Kuyu Uzunluğu (m)=');
SW=input('Kömürün Özgül Ağırlığı=');
CS1=input('Kesit Alanı 1 (m^2)=');
CS2=input('Kesit Alanı 2 (m^2)=');
GCU1=SW*HL*CS1;
fprintf('1 Birimde Gazlaştırılan Kömür Miktarı(ton)=%10.0f\n',GCU1);
GCU2=SW*HL*CS2;
fprintf('1 Birimde Gazlaştırılan Kömür Miktarı(ton)=%10.0f\n',GCU2);
U1=GCy/GCU1;
fprintf('Gazlaştırılacak Kömür için Gerekli Birim Sayısı=%15.0f\n',U1);
U2=GCy/GCU2;
fprintf('Gazlaştırılacak Kömür için Gerekli Birim Sayısı=%15.0f\n',U2);
VBC=150000;
HBC=500000;
CRIP=VBC+HBC;
```

```

fprintf('1 Birim için CRIP Maliyeti ($/birim)=%15.0f\n',CRIP);
o_c=1;v_c=0.05;
o_cy=ox_y*o_c;
fprintf('Yıllık Oksijen Maliyeti($/yıl)=%15.0f\n',o_cy);
v_cy=v_y*v_c;
fprintf('Yıllık Su Buharı Maliyeti($/yıl)=%15.0f\n',v_cy);
other=input('Diğer İşletme Maliyeti ($/yıl)=');
CC=input('Gaz Üretim Maliyeti ($/yıl)=');
AC1=CRIP*U1+o_cy+v_cy+other+CC;
fprintf('CRIP için Yıllık Maliyet ($)=%15.0f\n',AC1);
AC2=CRIP*U2+o_cy+v_cy+other+CC;
fprintf('CRIP için Yıllık Maliyeti ($)=%15.0f\n',AC2);
HV=input('Isıl Değer (kcal/NM^3)=');
THV=HV*PCy;
fprintf('Toplam Isıl Değeri (kcal)=%15.0f\n',THV);
CHV1=AC1*1000/THV;
fprintf('Birim Isıl Değerin Maliyeti ($/Mcal)=%3.3f\n',CHV1);
CHV2=AC2*1000/THV;
fprintf('Birim ısı Değeri Maliyeti ($/Mcal)=%3.3f\n',CHV2);

```

ÖZGEÇMİŞ



Ad Soyad: Tuba Budak

Doğum Yeri ve Tarihi: Sivas, 04.11.1985

Adres: Altayçeşme Mah. Turhan Sok. 10 Daire:3 /Maltepe/İstanbul

E-Posta: tubabudak4@gmail.com

Lisans: Kimya Mühendisliği / Yıldız Teknik Üniversitesi

Yüksek Lisans: Kimya Mühendisliği / İstanbul Teknik Üniversitesi

Mesleki Deneyim ve Ödüller:

Lab. Proje Sorumlusu / STANDARD PROFIL

Proje Mühendisi / FARPLAS

Araştırmacı / TÜBİTAK MAM