



**T.C.
DÜZCE ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ ANABİLİM DALI

**KAYA GAZI ÜRETİM TEKNİKLERİNİN, TAŞINIMLARININ VE
MALİYETLERİNİN İNCELENMESİ**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

BERKAN BİLGE

KASIM 2014

DÜZCE

KABUL VE ONAY BELGESİ

Berkan BİLGE tarafından hazırlanan KAYA GAZI ÜRETİM TEKNİKLERİNİN, TAŞINIMLARININ VE MALİYETLERİNİN İNCELENMESİ isimli lisansüstü tez çalışması, Düzce Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu'nun 17/11/2014 tarih ve 2014.1077 sayılı kararı ile oluşturulan jüri tarafından Makine Mühendisliği Anabilim Dalı'nda Yüksek Lisans olarak kabul edilmiştir.

Üye
(Tez Danışmanı)
Doç.Dr.Ethem TOKLU
Düzce Üniversitesi

Üye
Doç.Dr.Cenk ÇELİK
Kocaeli Üniversitesi

Üye
Yrd.Doç.Dr.Arif ÖZKAN
Düzce Üniversitesi

Tezin Savunulduğu Tarih: 27/11/2014

ONAY

Bu tez ile Düzce Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu Berkan BİLGE'nin Makine Mühendisliği Anabilim Dalı'nda Yüksek derecesini almasını onamıştır.

Prof. Dr. Haldun MÜDERRİSOĞLU
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

BEYAN

Bu tez çalışmasının kendi çalışmam olduğunu, tezin planlanmasından yazımına kadar bütün aşamalarda etik dışı davranışımın olmadığını, bu tezdeki bütün bilgileri akademik ve etik kurallar içinde elde ettiğimi, bu tez çalışmasıyla elde edilmeyen bütün bilgi ve yorumlara kaynak gösterdiğimi ve bu kaynakları da kaynaklar listesine aldığımı, yine bu tezin çalışılması ve yazımı sırasında patent ve telif haklarını ihlal edici bir davranışımın olmadığını beyan ederim.

27 Kasım 2014

Berkan BİLGE

Sevgili Aileme

TEŐEKKÖR

Yüksek lisans öğrenimim ve bu tezin hazırlanmasında süresince gösterdiği her türlü destek ve yardımdan dolayı çok değerli hocam Doç. Dr. Ethem TOKLU' ya en içten dileklerle teşekkür ederim.

Bu çalışma boyunca yardımlarını ve desteklerini esirgemeyen sevgili aileme ve çalışma arkadaşlarıma sonsuz teşekkürlerimi sunarım.

27 Kasım 2014

Berkan BİLGE

İÇİNDEKİLER

Sayfa

TEŞEKKÜR.....	i
İÇİNDEKİLER.....	ii
ŞEKİL LİSTESİ	iv
ÇİZELGE LİSTESİ	vi
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	viii
ÖZET.....	1
ABSTRACT.....	2
EXTENDED ABSTRACT.....	3
1. GİRİŞ	5
1.1. AMAÇ VE KAPSAM	6
1.2. LİTERATÜR TARAMASI.....	6
2. MATERYAL VE YÖNTEM.....	8
2.1. KAYA GAZININ TANIMI.....	8
2.1.1. Farklı Bir Tanımlama	13
2.1.2. Konvansiyel Doğalgaz ve Kaya Gazının Kimyasal Özellikleri.....	13
2.2. GAZIN DIŞARIYA ÇIKIŞI.....	14
2.3. ÜRETİM İÇİN AÇILAN KUYULAR	16
2.4. ÜRETİMDE KULLANILAN ÇATLATMA SIVISI	20
2.5. DİĞER YÖNTEMLER	21
2.6. KİMYASAL KARIŞIMLAR	23
2.7. KULLANILAN SU MİKTARI.....	26
2.7.1. ABD’ de ki Kaya Gazı Üretimlerinde Kullanılan Su	27
2.8. KAYA GAZI İÇİN SU ELDE EDİLMESİ.....	29
2.9. KAYA GAZI ÜRETİMİNDE KULLANILAN SUYUN ARITILMASI	30
2.9.1. Formasyon Suyu	30
2.9.2. Formasyon Suyunun ve Geri Dönen Suyun Miktarı ve Kalitesi	31
2.9.3. Geri Dönen Suyun Kalitesi.....	33

2.9.4. Formasyon Suyu ve Geri Dönen Suların Arıtılması.....	34
2.9.5. Geri Dönen Suyun Arıtılarak Kullanılması	35
2.10. ATIK SU DERELERİ	38
3. BULGULAR VE TARTIŞMA.....	38
3.1. ÇEVRESEL RİSKLER.....	38
3.2. JEOPOLİTİK YAKLAŞIM.....	41
3.3. TÜRKİYE'DE DURUM.....	43
3.3.1. Jeolojik Konum	45
3.4. MALİYETLER.....	52
3.4.1. Konvansiyonel Doğal Gaz ve Kaya Gazı için Enerji ve Maliyet Cinsinden Kayıplar	63
3.4.2. Doğalgazlı ve Kaya Gazlı Kojenerasyon Sisteminin Termodinamik Analizi	65
3.4.3. Termodinamik Analiz.....	68
3.4.4. Örnek Sistemin Termodinamik Analizi.....	71
3.4.5. Analiz Sonuçları.....	72
3.4.6. Maliyet Analizi	77
3.4.7. Doğalgaz ve Kaya Gazı Maliyeti.....	78
4. SONUÇLAR VE GÖRÜŞLER.....	79
5. KAYNAKLAR.....	82
ÖZGEÇMİŞ	86

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 2.1. Kaya Gazı katmanı	10
Şekil 2.2. Doğal gaz kaynaklarının şematik görünümü	11
Şekil 2.3. Çatlamış formasyon	15
Şekil 2.4. Kayı Gazı dikey formasyonu	16
Şekil 2.5. ABD Carrol-Utica formasyonu yatay sondaj kuyusu	17
Şekil 2.6 Çatlatma işlemi	17
Şekil 2.7. Utica'da ilk Kaya Gazı üretim kuyusu	18
Şekil 2.8. Utica Kaya Gazı depolama tankları	18
Şekil 2.9. Kaya Gazı lojistik destek alanı	19
Şekil 2.10. Çatlatma yapısı	21
Şekil 2.11. Dağılımlar	25
Şekil 2.12. Çatlatma sıvısında genel olarak kullanılan malzeme oranları	26
Şekil 2.13. Kaya Gazı üretiminde kullanılan su miktarı	28
Şekil 2.14. Kaya Gazı çıkartılması için su temin edilen bir göl	29
Şekil 2.15. Formasyon suyunu ve geri dönen suları toplama havuzları-1	31
Şekil 2.16. Formasyon suyunu ve geri dönen suları toplama havuzları-2	32
Şekil 2.17. Günde 10 000 varillik ön arıtma kapasiteli mobil arıtma tesisi	36
Şekil 2.18. Günde 7500 varil ön arıtma kapasiteli şantiye arıtma tesisi	36
Şekil 2.19. Suyun kısıtlı olduğu kırsalda günde 10 000 varil arıtma kapasiteli tesis	37
Şekil 3.1. Konya-Ereğli-Yeniköy sondajında kesilen petrollü şeyl ve sodyum sülfat tuzu	46
Şekil 3.2. Konya-Ereğli-Acıkuyu sondajında kesilen petrollü şeyl ve sodyum sülfat tuzu arıdanması	46
Şekil 3.3. Konya-Ereğli-Yeniköy sondajlarında kesilen petrollü şeylerin türettiği petrol	47

Şekil 3.4.	Türkiye’de kaya gazı üretimi açısından sonuç alınabilecek ve yatırımların yoğunlaşması beklenen bölgeler – 1	50
Şekil 3.5.	Türkiye’de kaya gazı üretimi açısından sonuç alınabilecek ve yatırımların yoğunlaşması beklenen bölgeler – 2	50
Şekil 3.6.	Kaya Gazı operasyon kesiti	54
Şekil 3.7.	En fazla doğalgaz rezervine sahip ülkeler	57
Şekil 3.8.	Şeyl Gazı rezerv dağılımı	57
Şekil 3.9.	2023 yılı doğalgaz üretim tahminleri	61
Şekil 3.10.	Sistem Şeması	69
Şekil 3.11.	Kojeneratif Sistem Şeması	70
Şekil 3.12.	Termodinamik Değerler Şeması	72

ÇİZELGE LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Çizelge 2.1. Tutuşma ve yanma sıcaklıkları	14
Çizelge 2.2. Enerji miktarları	14
Çizelge 2.3. Kullanılan Kimyasal Karışımlar	24
Çizelge 2.4. ABD'deki 4 büyük kaya gazı alanında kullanılan su miktarları	27
Çizelge 2.5. ABD 'de çeşitli Şeyl Gazı işletmelerinde geri dönen suların kimyasal özellikleri	33
Çizelge 2.6. ABD'de çeşitli Kaya Gazı Bölgelerinde üretimde kullanılan geri dönüş sularındaki toplam çözünmüş madde miktarları.	34
Çizelge 2.7. Klasik petrol ve gaz üretimi ile Kaya Gazı üretiminde formasyon suyu	35
Çizelge 3.1. Ereğli-Bor Havzasında yapılan sondaj çalışmaları ile hesaplanan petrollü şeyl rezervi	44
Çizelge 3.2. Ereğli-Bor Havzasında petrollü şeyl rezervinin dünya petrollü şeyl rezervi ile karşılaştırılması	49
Çizelge 3.3. Güncel çıkarılabilir doğalgaz rezervlerinin dağılımı	56
Çizelge 3.4. Metan gazı kayıplarının üretilen toplam metana oranı şeklinde karşılaştırmalı gösterimi	63
Çizelge 3.5. Metan gazı kayıplarının 100 m ³ metan gazı üretim kapasitesi için m ³ ve MJ cinsinden karşılaştırmalı gösterimi	64
Çizelge 3.6. Metan gazı kayıplarının 100 m ³ metan gazı üretim kapasitesi için \$ cinsinden karşılaştırmalı gösterimi	65
Çizelge 3.7. Analiz sonuçları	73
Çizelge 3.8. Sistem termodinamik değerleri	74

Çizelge 3.9.	Kazan çıkış sıcaklığının toplam güce etkisi	74
Çizelge 3.10.	Debinin güce etkisi	75
Çizelge 3.11.	Kazan çıkış sıcaklığının güce etkisi	75
Çizelge 3.12.	Debinin güce etkisi	76
Çizelge 3.13.	Q_{max} - $T[1]$ değişimi	76
Çizelge 3.14.	Q_g - m_{21} değişimi	77

SİMGELER VE KISALTMALAR

ξ_y	Enerjiden Yararlanma Oranı
Q	Isı
W	Güç
ϵ	Enerji Etkinliği
h	Yanma Isısı
T	Sıcaklık
P	Basınç
V	Hacim
m	Kütle
ϵ	Enerji Etkinliği

ÖZET

KAYA GAZI ÜRETİM TEKNİKLERİNİN, TAŞINIMLARININ VE MALİYETLERİNİN İNCELENMESİ

Berkan BİLGE
Düzce Üniversitesi
Fen Bilimleri Enstitüsü, Makine Mühendisliği Anabilim Dalı
Yüksek Lisans Tezi
Danışman: Doç. Dr. Ethem TOKLU
Kasım 2014, 86sayfa

Konvansiyonel enerji kaynaklarının gün geçtikçe azaldığı ve bu doğrultuda enerji fiyatlarının da sürekli artış eğiliminde olduğu günümüzde konvansiyonel olmayan gaz kaynakları, petrol ve doğal gaz sektörünün yeni ilgi odağı olmuş durumdadır. Özellikle, kaya gazının potansiyelinin anlaşılması sonrasında, gerek petrol endüstrisi gerekse de dünya ekonomileri, sahip oldukları potansiyel kaya gazı kaynaklarını arama ve yeryüzüne çıkarma çabasındalardır.

Kaya Gazı, organik madde yönünden zengin kil ile kuvars ve kalsit minerallerinden oluşan tortul kayacın küçük gözeneklerinde bulunan ve yatay sondaj ile hidrolik kırma yöntemleriyle yer yüzüne taşınabilen, konvansiyonel olmayan enerji kaynakları arasında yer alan gazdır.

Türkiye de, toprakları altında önemli kaya gazı kaynakları olduğu varsayılan ülkeler arasında yer almaktadır. Güneydoğu Anadolu bölgesi bu açıdan, en önemli bölge olarak görülmektedir. Ancak yeterli teknik verinin olmaması nedeniyle ülkemizin rezerv miktarı ve rezervuar özellikleri tam olarak bilinmese de, bu konudaki araştırma süreci devam etmektedir.

Bu çalışmada dünyada yaklaşık 500 trilyon m³ rezervi olduğu tahmin edilen kaya gazının yapısı, potansiyeli, Türkiye'deki kaya gazının mevcut durumu, üretim teknikleri, bundan kaynaklanan çevresel kaygılar, çevresel kaygıların giderilmesine dönük geliştirilen teknolojiler ele alınmıştır.

Anahtar Kelimeler: Kaya Gazı, Kaya Gazı Üretimi, Çevresel Riskler, Maliyetler

ABSTRACT

PRODUCTION TECHNIQUES, TRANSPORT OF SHALE GAS AND COSTS INVESTIGATION

Berkan BİLGE

Duzce University

Institute of Science, Department of Mechanical Engineering Master of Science Thesis

Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Ethem TOKLU

November 2014, 86pages

In the world of a decreasing conventional energy resources and hence high energy prices, the unconventional gas resources has become a new focus of interest of the oil and gas sector. Especially, after the shale gas'become important, both the industry and the economies are trying to explore and exploit their potential resources.

Shale gas refers to natural gas that is trapped within shale formations. Shales are fine-grained sedimentary rocks that can be rich resources of petroleum and natural gas. Sedimentary rocks are rocks formed by the accumulation of sediments at the Earth's surface and within bodies of water. Common sedimentary rocks include sandstone, limestone, and shale

Also, Turkey is one of the important countries that are known to have important shale gas resources at subsurface. Up to date, Southeastern Anatolian zone is regarded as the most promising one among the country. Although, the exact amount and reservoir characteristics are not determined due to the lack of sufficient data, the exploration activities are continuing to get tangible information.

In the World, it is estimated that 500 trillion m³ shale gas reserve exist. In this study, it is targeted to research the structure of shale gas, shale gas's recent position in Turkey, production methods, environmental anxieties and environmental solutions.

Keywords: Shale Gas, Shale Gas Production, Environmental Risks, Costs

EXTENDED ABSTRACT

PRODUCTION TECHNIQUES, TRANSPORT OF SHALE GAS AND COSTS INVESTIGATION

Berkan BİLGE
Duzce University
Institute of Science, Department of Mechanical Engineering Master of Science Thesis /
Doctoral Thesis
Supervisor: Assoc. Prof. Dr. Ethem TOKLU
November 2014, 86pages

1. INTRODUCTION:

Unconventional gas resources are now an inevitable alternative in the period of a decreasing conventional gas production and growing demand. Also, among these resources, shale gas has become a phenomenon in production period for the last decade. Thus, unconventional gas has become a point that is increasingly matter in question.

Shale gas, an unconventional resource that has rapidly used in America's electricity production. Anyway, that is the fortune of shale gas to be known around the world. The success of United States in unconventional gas, especially shale gas production, focus the countries on shale gas researches.

United States' preference affected the international gas markets, even the renewables about the investment decisions. Spread of using shale gas around the world, a cheaper gas market would be inevitable. This expectation has awaked engineers, economists and policymakers in many regions of the world to ask if there exist any new reserves of this valuable under their soils.

Shale gas has become a point of interest all over the world with monetary effects on the energy markets fundamentals after the production preference by the USA. Although European area is still in a research period there are some substantial activities and future

production plans in countries.

This study will focus on estimating the economic viability of the shale gas usage around the world. Nonetheless, shale gas production methods, cost of this production period, environmental risks and Turkey's position in shale gas production will be expressed in study.

2. MATERIAL AND METHODS:

In this study, a literature research has been done about the description of shale gas, chemical facilities and production methods. It is targeted that to state variables and the relations between reliables by discussing the production methods.

Nonetheless, theoretical application reserches are done about the effects of shale gas production period. This study has a theoretical description base

3. RESULTS AND DISCUSSIONS:

In the situation of the shale gas, it will spread out around the world and will be used each area of life in immediate future. By doing this study, advantages of shale gas usage will be understood and this study has a guide role to people who wants to study about shale gas.

In this study, given the basic principle of shale gas usage and procure period will show the readers, importance of shale gas in near future.

4. CONCLUSION AND OUTLOOK:

Shale gas will also be an alternative to conventional gas. Growing energy demand of world is a big chance for development of shale gas. As a result, the energy system and international policy order will take on a shape by the spread out of usage unconventional gases especially shale gas.

1. GİRİŞ

Dünya enerji arzının önemli bir bileşeni olan doğalgaz, fosil yakıtlar arasında olmasına rağmen yüksek verimle yakılabilmesi ve daha düşük karbon emisyonuna neden olması nedeniyle kömür ve petrolden ayrılmakta olup güvenli ve temiz bir enerji kaynağı olarak değerlendirilmektedir.

Keşfi çok daha eskilere dayanmasına rağmen doğalgazın bugünkü anlamda kullanımının yaygınlaşması İkinci Dünya Savaşı sonrası dönemde başlamıştır. Kaynak teknikleri ve metalürjideki gelişmelerle birlikte uzun mesafelerde emniyetli boru hatları döşenmeye başlamış, doğalgazın uzun mesafelere nakledilebilmesi ile birlikte gerek konutlarda, gerekse endüstride kullanılmasına yönelik teknolojiler de gelişmiş ve yaygınlaşmıştır. Günümüzde binaların ısıtılması ve yemek pişirmede, ulaşım araçlarında, plastik, gübre ve organik kimya sanayi ile elektrik üretimi gibi pek çok alanda önemli oranda doğalgaz kullanılmaktadır [1].

Gerek küresel ısınmayla mücadele kapsamında sera gazı emisyonlarının azaltılmasının önem kazanması, gerekse enerji güvenliği ve maliyetleri ile ilgili hususların devletlerin stratejileri içindeki ağırlığının giderek artması, enerji alanındaki gelişmelerin daha yakından takip edilmesine neden olmaktadır. Temiz ve güvenli bir enerji kaynağı olarak değerlendirilen doğalgaz kullanımı da, dünya genelinde ülkelerin enerji politikalarının önemli bir bileşeni durumundadır.

Bu çerçevede, alternatif doğalgaz çıkarımı yöntemleri de büyük önem arz etmektedir. Derin ve geçirimsiz çökelti kayalarının gözeneklerinde rastlanan ve geleneksel doğalgaz çıkartma yöntemlerinden farklı teknolojilerle çıkartılabilen doğalgaz kaynakları kaya gazı veya şeyl gazı olarak adlandırılmaktadır. Kaya Gazının bu alternatif yöntemler arasında yer alması onu son derece önemli kılmış ve elde edilmesi konusunda çalışmaların verimliliklerinin artırılmasına yönelik çalışmalar büyük önem kazanmıştır.

1.1. AMAÇ VE KAPSAM

Kaya gazının konvansiyonel olmayan bir alternatif enerji kaynağı olarak dünyanın gündeminde olması ve ABD'nin elektrik üretiminde kömür yerine kaya gazı kullanmaya başlaması kaya gazı üretimine olan ilginin önemli derecede artmasına yol açmıştır. Kaya gazının doğalgaza alternatif bir nitelik taşıması ve günümüzde doğalgaz pazarında hakim durumda olan ülkelerin sahip oldukları ekonomik gücün zayıflayacağı ve daha düşük fiyatlarla gaz satmaya mecbur olacağıdır. Dünya enerji ekseninin kaya gazına aracak ilgi neticesinde farklı yöne kayması ve dünya enerji dengelerini alt üst edecek olması bu kaynağın araştırılması gerekliliğini ortaya koymuştur.

Bu çalışmanın amacı kaya gazının artan önemi ve gelecekte sadece ekonomiyi değil aynı zamanda uluslararası politikayı da şekillendirecek bir öge olmasından hareketle, kaya gazının içerik açısından araştırılmasıdır. Çalışmanın kapsamı, kaya gazının tanımından başlayarak, gazın kimyasal özellikleri, üretim yöntemleri, maliyetler, çevresel riskler, Türkiye'nin durumu ve jeopolitik konumsal araştırmadan oluşmaktadır.

1.2. LİTERATÜR TARAMASI

Kaya Gazı çıkarmak için yapılan faaliyetlerin ABD'deki başarısı, dünyanın geleneksel doğalgaz rezervleri yönünden herhangi bir zenginliğe sahip olmayan ancak kaya gazı rezervlerinin bulunduğu bölgelerde de üretim yapılabileceği anlamına gelmektedir. Kaya gazı rezervlerine sahip ülkelerde yaygın olarak üretime başlanması halinde, küresel enerji görünümünün bugünkünden oldukça farklılaşabileceği ve bu gelişmelerin önemli ekonomik ve jeopolitik sonuçları olacağı kuşkusuz görülmektedir. Bugün dünyanın birçok bölgesinde kaya gazı, kömür yataklı metan ve sıkı kumtaşı gazı rezervlerinden gaz elde edilmesi planlanmaktadır. Bu paralelde 2035'e kadar doğalgaz üretiminde yaşanması beklenen artışın yaklaşık yarısının geleneksel olmayan doğalgaz kaynaklarından sağlanacağı tahmin edilmektedir [2].

Kaya gazı doğal gazın kayaçların içine hapsolmuş şeklidir. Doğal gaz kömür ve petrole göre daha az karbon salımına sebep olduğu için daha temiz ve çevreci bir yakıt türü olarak kabul edilir. Daha önceleri çıkarılması yeterince ekonomik olmayan kaya gazının büyük miktarlarda üretimi, sondaj ve hidrolik çatlatma yöntemlerinin birleştirilmesiyle mümkün oldu. Ancak üretim süreçlerinin çevreyle ilgili olarak yol açtığı endişeler, bu yeni enerji türünün gerçekten çevreci bir enerji kaynağı olup olmadığıyla ilgili soruların ortaya çıkmasına neden oluyor. Genellikle ince taneli ve tabakalı bir yapıya sahip, ayrıca kerojen adı verilen organik madde içermesinden dolayı ısıtıldığında petrol ve gaz üretilen tortul kayalar Bitümlü Şeyl olarak, bu kayalar içerisindeki gazlar ise Şeyl Gazları olarak adlandırılır.

Bugüne kadar kaya gazından enerji elde edilmesi ABD'ye özgü bir olgu olarak biliniyordu. Çünkü ABD günümüzde ihtiyacı olan doğal gazın yaklaşık üçte birini -kaya gazının 2000'li yıllara kadar doğal gaz arzında önemli bir katkısı yoktu- kaya gazından sağlıyor. 2040 yılında bu oranın %50'ye ulaşması bekleniyor. Yani ABD ileride doğal gaz ihtiyacının tamamını kendi kaynaklarından karşılayabilir. ABD'nin toplam doğal gaz tüketiminin Türkiye'ninkinin yaklaşık 15 katı olduğu düşünülürse, ABD'nin kaya gazından elde ettiği doğal gaz miktarının Türkiye'nin toplam ihtiyacının 5 katı olduğu görülür [3].

Doğal gaz yeraltındaki jeolojik yapılarda hapsolmuş organik maddelerin, yüksek sıcaklık ve basınç altında milyonlarca yıl boyunca değişim geçirdikten sonra parçalanarak karbondan ve hidrojenden oluşan bileşikler olan hidrokarbonlara dönüşmesiyle oluşur. Doğal gaz çoğunlukla metandan oluşsa da daha ağır hidrokarbon bileşikleri, örneğin etan, propan, bütan içeren bir fosil yakıt türüdür.

Doğal gazın oluşum sürecinde çevresindeki kayaçların yapısındaki boşluklar (gözenekliliği) ve geçirgenliği -yani bir sıvının ya da gazın kayacın içinden geçebilmesi- önemli rol oynar. Örneğin kumtaşı gözenekliliği ve geçirgenliği yüksek bir kayaç türüdür, bu nedenle doğal gaz ve petrol kumtaşının içinden kolayca geçebilir. Oluşan doğal gaz kayaçların içindeki boşluklar boyunca yüzeye doğru hareket eder. Ancak geçirimsiz bir kayaç tabakasıyla karşılaştığında yeryüzüne ulaşmadan orada birikir.

2. MATERYAL VE YÖNTEM

Bu çalışmada kaya gazının tanımı ile başlayan bölümde kaya gazının içeriksel bileşimi açıklanmış ve kimyasal özellikleri ile kaya gazının üretim metodları ile ilgili literatür tanımlaması yapılmıştır. Üretim sürecinin aşamaları ele alınarak belirlenen değişkenlerin betimlenmesi ve değişkenler arası ilişkilerin açıklanması hedeflenmiştir. Bununla birlikte üretim sürecinin günümüzdeki etkileri ve konumu üzerine kuramsal ve uygulama araştırmaları yapılmıştır. Bu çalışma, kuramsal bir betimleme özelliğine sahiptir.

2.1. KAYA GAZININ TANIMI

Kaya gazı bir tortul kayaç türü olan şeylin yapısındaki gözeneklerde hapsolmuş bir doğal gaz çeşididir. Kolayca parçalanabilen, ince katmanlar halindeki şeylin yapısındaki boşluk oranı yüksek olmasına rağmen geçirgenliği düşüktür. Bir kayacın yapısındaki boşluk oranı yüksekken geçirgenliğinin neden düşük olduğu sorusu akla gelebilir. Geçirgenlik malzemenin yapısındaki boşlukların büyüklüğü, boşlukların birbiri ile bağlantısı ve malzemenin yapısıyla ilişkilidir. Birbiri ile teması aynı düzeyde olan boşlukların boyutu büyükse geçirgenlik yüksek, küçükse düşüktür. Ancak boşluk oranı yüksek olsa da boşlukların birbiri ile teması yoksa kayaç geçirgen olmayabilir. Geçirgenliğinin düşük olması nedeniyle şeylin içinde oluşan doğal gaz geçirgenliği daha yüksek kayaçlara doğru hareket edemez ve oluştuğu kayacın içindeki çok küçük gözeneklerde hapsolür. Bu nedenle kaya gazından enerji etme sürecinin maliyeti doğal gaza göre daha yüksektir. Ayrıca doğal gazın yer altından çıkarılmasında kullanılan dikey sondaj yöntemi kaya gazının eldesi için yeterince verimli bir yöntem değildir. Ancak 2000'li yılların başından itibaren doğal gaz fiyatlarının artması, yatay sondaj ve hidrolik çatlatma teknolojilerinin gelişmesi kaya gazının alternatif bir enerji kaynağı olarak kullanılmasına imkân sağladı [4].

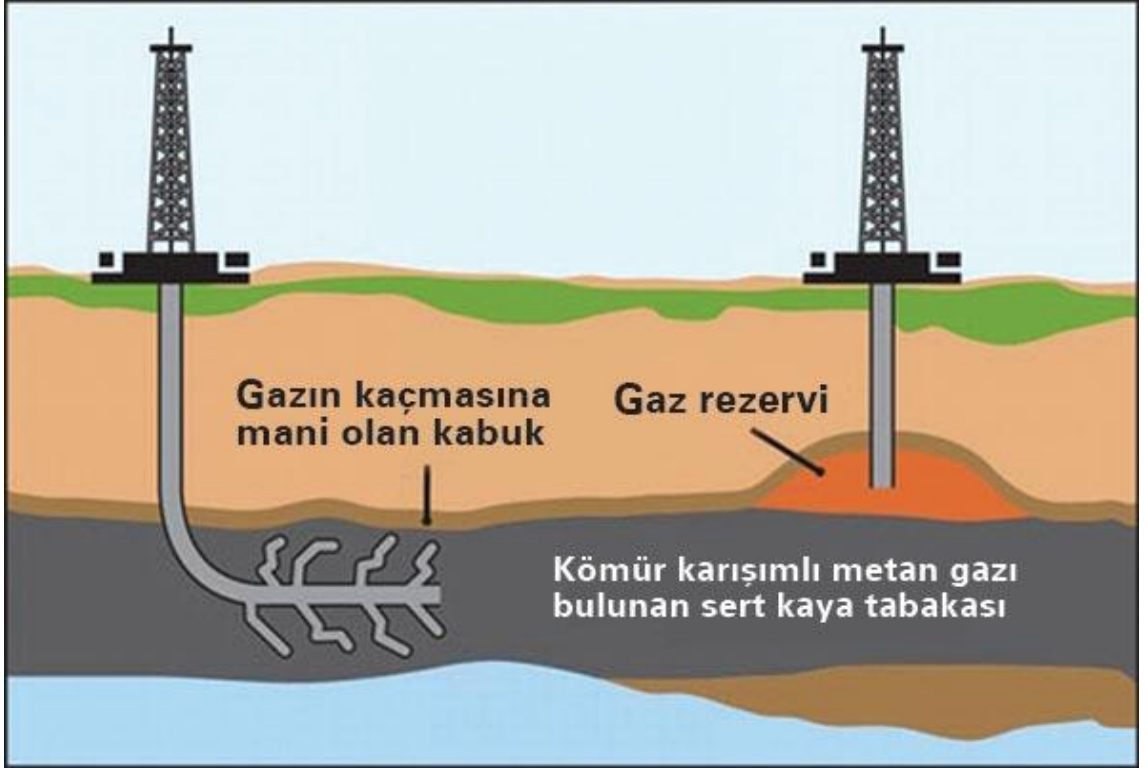
Kaya gazı çıkarılırken dikey ve yatay sondaj yöntemleri bir arada uygulanır. Yeraltı sularının kirlenmesini önlemek için işlemin ilk aşamasında uygulanan dikey sondajın

derinliğinin, en az içme suyunun sağlandığı yeraltı su tabakasının altına ulaşması gerekir. Sondaj yapıldıktan sonra yeraltı sularını korumak için sondajla açılan kuyuya elik koruma borusu yerleştirilir ve borunun etrafındaki boşluk beton ile doldurulur.

Yeraltı sularını korumak için bu işlem kuyunun yeryüzüne yakın olan kısmında birkaç kez tekrarlanır ve çok katmanlı bir koruma tabakası oluşturulur. Sondaj derine indikçe koruyucu katmanların sayısı azalır. Kaya gazı yatağının bulunduğu derinliğe ulaşıldığında sondaja yatay olarak devam edilir. Yatay kısımda açılan boşluğa da elik koruma borusu yerleştirilir ve etrafı beton ile kaplanır.

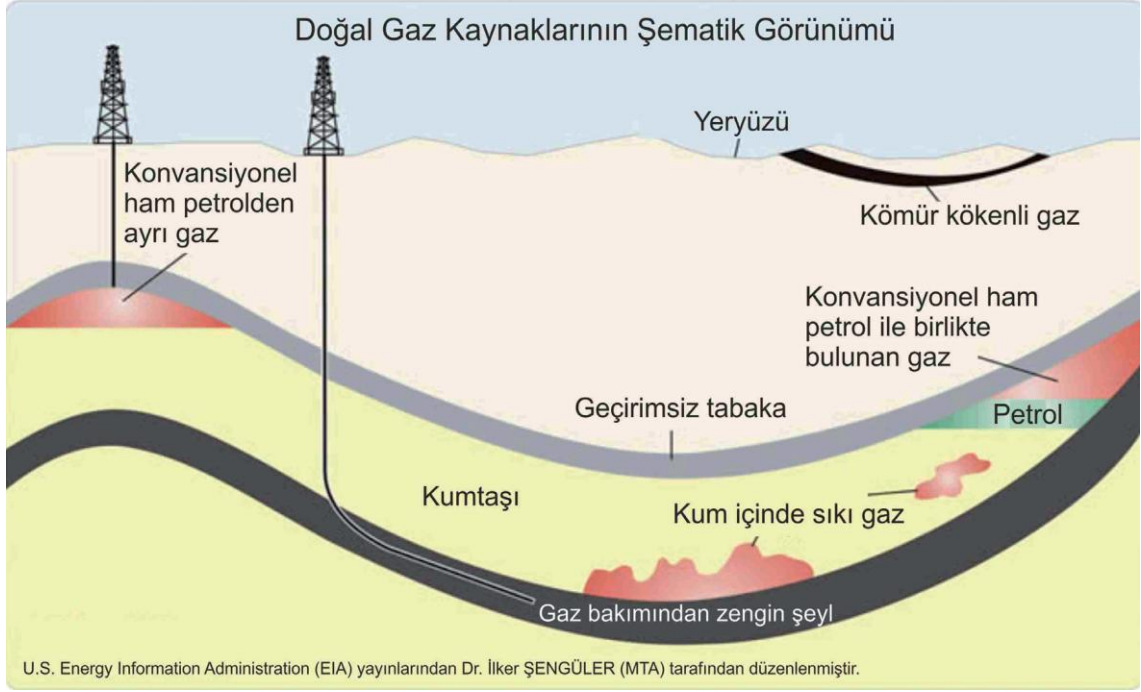
Sondaj tamamlandıktan sonra delik açma mermileri kullanılarak yatay borularda delikler oluşturulur. Daha sonra kayaçlarda çatlaklar oluşturmak için borulara hidrolik çatlatma sıvısı adı verilen bir sıvı pompalanır. Hidrolik atlatma sıvısı %98-99,5 oranında sudan ve kumdan oluşur. Küçük ve sert yapısıyla kum, oluşan çatlakların açık kalmasını sağlar. Hidrolik atlatma sıvısı boruların korozyona uğramasını engelleyen, borularda farklı tür tortuların oluşmasını önleyen ve boru ile hidrolik sıvısı arasındaki sürtünmeyi azaltan kimyasal katkı maddeleri içerebilir [5].

Kaynaktan mümkün olan en yüksek miktarda kaya gazı çıkarılabilmesi için yatay sondaj bölgesindeki çatlatma işlemi birçok kez tekrar edilebilir. Oluşan çatlaklar sayesinde kayacın yapısındaki gözeneklerde hapsolmuş doğal gaz hidrolik çatlatma sıvısına geçer. Hidrolik atlatma sıvısıyla birlikte yüzeye çıkan doğal gaz ayrılarak depolanır. Hidrolik atlatma sıvısının yüzeye geri dönen kısmının miktarı, sondaj bölgesinin özelliklerine göre değişir. Yeraltında kalan kısmı ise kayaçlar tarafından soğurulur [5].



Şekil 2.1. Kaya Gazı katmanı [6]

Ancak sondaj ve hidrolik çatlatma işleminin depremleri tetikleme ihtimali, çatlatma işlemi sonucunda hidrolik çatlatma sıvısının yeraltı sularına karışma tehlikesi ve yüzeye geri dönen atık suyun oluşturduğu kirlilik kaya gazının çevreci bir enerji kaynağı olup olmadığıyla ilgili soruların ortaya çıkmasına neden oluyor. Yeraltı sularının kirlenmesinin temel sebeplerinin, yeraltına gönderilen ve bir kısmı kayalar tarafından soğurulan hidrolik çatlatma sıvısının içindeki kimyasal maddeler ve açığa çıkan doğal gaz olduğu düşünülüyor. ABD Çevre Koruma Ajansı (EPA) 2011 yılında ABD'nin Wyoming eyaletinin Pavillion kasabesindeki sığ ve derin yeraltı sularında kirlilik tespit edildiğini ve kirliliğin kaya gazı üretimindeki sondaj ve hidrolik çatlatma sürecinden kaynaklandığını gösteren bir taslak rapor yayımlamıştı. Ancak EPA tartışmalı bu rapordan iki yıl sonra, zararlı kimyasalların derin bölgelerden sığ bölgelerdeki yeraltı sularına geçişiyle ilgili kanıtların yeterli olmaması nedeniyle incelemeleri durdurdu. Duke Üniversitesi'nden Rob Jackson koruma borusu etrafındaki sağlama işlemlerindeki yetersizlikler nedeniyle oluşan sızıntıların yeraltı sularındaki kirliliğin temel sebebi olduğunu söylüyor [6].



Şekil 2.2. Doğal gaz kaynaklarının şematik görünümü [6]

Özellikle sığ bölgelerde, içme suyu elde edilen yeraltı sularındaki kirlenme bu sürecin doğru uygulanmasıyla engellenebilir. Ayrıca çatlatma işlemi uygulanan derinlik ile içme suyunun elde edildiği yeraltı suyunun derinliği arasındaki mesafenin büyük olması, zararlı kimyasal maddelerin içme suyuna karışmasını zorlaştırır.

Ancak kaya gazı çıkarılan bölgelerde, içme sularındaki hidrokarbon miktarının normalin üstünde olduğunu gösteren çalışmalar var. Profesör Rob Jackson ve arkadaşları Proceedings of the National Academy of Sciences dergisinde yayımlanan çalışmalarında Pennsylvania ve New York'taki kaya gazı oluşum bölgelerindeki içme sularında, başta metan olmak üzere farklı hidrokarbon bileşiklerini tespit etti. Ancak metanın kayalardan doğal yollarla mı salındığı yoksa çatlatma işlemi sonucu mu yeraltı sularına karıştığı tam olarak bilinmiyor [6].

İngiltere'deki Durham Üniversitesi'nden araştırmacılar ise hidrolik çatlatma işleminin depremler üzerindeki etkisini inceledi. Araştırmada muhtemel nedenleri insan kaynaklı faaliyetler (örneğin madencilik, jeotermal sondaj, kaya gazının çıkarılması esnasında uygulanan hidrolik çatlatma) olan ve büyüklüğü 1-7.9 arasında değişen 198 deprem incelendi. Araştırmacılar fay bölgelerindeki sıvı basıncını artırdığı için hidrolik çatlatma işleminin depremlere neden olabildiğini, ancak bu depremlerin büyüklüğünün

(çalışmada incelenen depremler arasında hidrolik çatlatma işleminin sebep olduğu en büyük deprem 3.8 büyüklüğündeydi) insan kaynaklı başka faaliyetlerin tetiklediği depremlere göre çok daha düşük olduğunu yani bu işlemin büyük depremlere sebep olmadığını belirtiyor [7].

Bugün dünya toplam enerji ihtiyacının %80'ini fosil yakıtlardan sağlıyor. Ancak diğer fosil yakıtlara göre daha az sera gazı salınımına sebep olan doğal gazın enerji arzına katkısı kömür ve petrole göre daha düşük. Kaya gazının da aralarında bulunduğu alternatif doğal gaz kaynaklarının, toplam doğal gaz rezervlerinden elde edilen enerji miktarının artmasını sağlayacağı, kömür ve petrole alternatif enerji kaynakları olabileceği düşünülüyor. Toplam enerji ihtiyacının %70'ini kömürden karşılayan ve dünyanın atmosfere en çok karbondioksit salan ülkesi olan Çin'in en yüksek kaya gazı rezervine sahip olan ülke de olması Dünya'nın geleceği için büyük bir avantaj olarak kabul edilebilir.

Kaya gazı rezervlerine yönelik araştırmalar her geçen gün hızlanıyor. ABD Enerji Enformasyon Kurumu (EIA) Haziran 2013'te yayımladığı raporda 41 ülkedeki 137 farklı kaya gazı oluşumuna ait değerlendirme sonuçlarını yayımladı (2011'de yayımlanan bir önceki rapora göre incelenen rezervlerin sayısı yaklaşık iki kat artmış). Ayrıntılı jeolojik incelemelerine yer verilen raporda, kaya gazının çıkarılmasının teknik olarak mümkün olduğu oluşumların yanı sıra riskli oluşumlara ait veriler de yer alıyor [6].

Aralarında Türkiye'nin de bulunduğu birçok ülke kaya gazı rezervlerine yönelik araştırma faaliyetlerine başlasa da günümüzde sadece ABD ve Kanada kaya gazından önemli miktarda enerji elde ediyor. Kuzey Amerika ülkeleri dışında kaya gazından ticari olarak enerji elde eden tek ülke olan Çin ise toplam doğal gaz üretiminin sadece %1'ini kaya gazından sağlıyor.

Kaya gazı Türkiye'nin enerji ihtiyacı için umut verici bir kaynak. Toplam enerji ihtiyacının yaklaşık üçte birini doğal gazdan sağlayan Türkiye'nin, doğal gaz üretimi toplam tüketiminin ancak %1.4'ünü karşılıyor. EIA'nın son raporunda Türkiye'nin çıkarılabilir kaya gazı rezervlerinin kapasitesinin 680 milyar metreküp (doğal gaz rezervlerinin kapasitesinin 10 katından fazla) olduğu tahmin ediliyor. 2013 yılındaki

doğal gaz tüketimimizin yaklaşık 45 milyar metreküp olduğu düşünülürse bu rakamın önemi anlaşılabilir. Türkiye'deki kaya gazı rezervleri Güneydoğu Anadolu havzasında (Dadaş) ve Trakya havzasında (Hamitabat) bulunuyor. Sivas ve Tuz Gölü havzalarında da kaya gazı oluşumlarının bulunduğu belirlense de bu bölgelerdeki kaynakların kapasitesiyle ilgili herhangi bir tahmin yapılmamış [6].

Sera gazı salımına katkısının daha az olduğu ve kullanılabilir durumdaki kaynaklarının kapasitesi dikkate alındığında, kaya gazı kömür ve petrole alternatif bir enerji kaynağı olabilir. Üretimleri zor olduğu için kaya gazı ve alternatif diğer doğal gaz kaynaklarının maliyetleri doğal gaza göre daha yüksek. Ancak doğal gaz kaynaklarının kapasitesini artırdığı için doğal gaz fiyatlarının düşmesine neden oluyorlar. Bilimsel çalışmalar kaya gazı üretimindeki sondaj ve hidrolik çatlatma süreçlerinin muhtemel zararlarının etkisinin az olduğunu, ancak tamamıyla görmezden gelinemeyeceğini gösteriyor.

2.1.1. Farklı Bir Tanımlama

Petrol ve doğal gaz, oluştuğu ana kayayı terk ederek farklı kayalar içerisine yerleşir. Ancak bu göç sırasında oluşan petrol veya doğal gazın bir bölümü ana kayada kalır. Sözü edilen şeyl gazı (kaya gazı) oluştuğu ana kayayı terk etmeyen ve oluştuğu kayacın gözeneklerinde kalan petrolden elde edilen gazdır.

İlk Şeyl Gazı üretimi, Amerika Birleşik Devletleri, New York eyaletinde 1821 yılında gerçekleştirilmiş ve 1970 yılında endüstriyel ölçekte üretim sağlanmıştır. Ana kaya doğal haliyle geçirgen değildir. Bu nedenle öncelikle hapsediği gazı serbest bırakacak duruma getirilmesi gerekmektedir. Bunun için yüksek basınçla hidrolik çatlatma işlemi uygulanır. İlk olarak 1950'li yıllarda ABD'nin Ohio Eyaletinde uygulanmış olduğu bilinen hidrolik çatlatma yöntemi günümüzde çok gelişmiştir. Bugün ABD'deki yaklaşık bir milyon kuyuda bu yöntemin kullanıldığı ileri sürülmektedir. ABD'de hâlihazırda 34 eyalette toplam 450000 kaya gazı kuyusu faaliyet halindedir [8].

2.1.2. Konvansiyonel Doğal Gaz ve Kaya Gazının Kimyasal Özellikleri

Tutuşma sıcaklığı (Autoignition Temperature), bir maddenin tutuşturucu veya ateş olmaksızın hava ile tutuşabildiği en düşük sıcaklıktır.

Yanma sıcaklığı (Flame Temperature), herhangi bir ısı transferi veya potansiyel/kinetik enerji değişimi olmaksızın gerçekleşen yanmanın sıcaklığıdır.

Kaya gazı için saf metan değerleri kullanılmıştır, doğal gaz ise metan ağırlıklı gazdır.

Petrol için ise ham petrol değerleri kullanılmıştır. Bu değerlerin tamamı aşağıdaki Çizelge 2.1 ve 2.2’de görülebilir.

Çizelge 2.1.Tutuşma ve yanma sıcaklıkları [9]

Yakıt tipi	Tutuşma sıcaklığı (°C)	Yanma sıcaklığı (°C)	Enerji miktarı (Gj/kg)
Kaya gazı	595	1950	55.53
Doğal gaz	580	1960	53.75
Petrol	400	2500	43

Bir yakıtın enerji miktarı, onun kullanıldığında/yakıldığında açığa çıkardığı enerjiyi (ısı enerjisi) ifade eder. Kaya gazı, doğal gaz ve petrol için yukarıdaki varsayımlar tekrarlanarak ve gaz özgül ağırlıkları (metan için 0.716g/L 0°C, 1 atm ve doğal gaz için 0.8g/L at 0°C, 1 atm) kullanılarak hesaplanan enerji miktarları aşağıdaki Çizelgede gösterilmiştir. Faz farklılıklarını hesaba katmak amacıyla, değerler kcal/kg cinsinden gösterilmiştir [9].

Çizelge 2.2.Enerji miktarları [9]

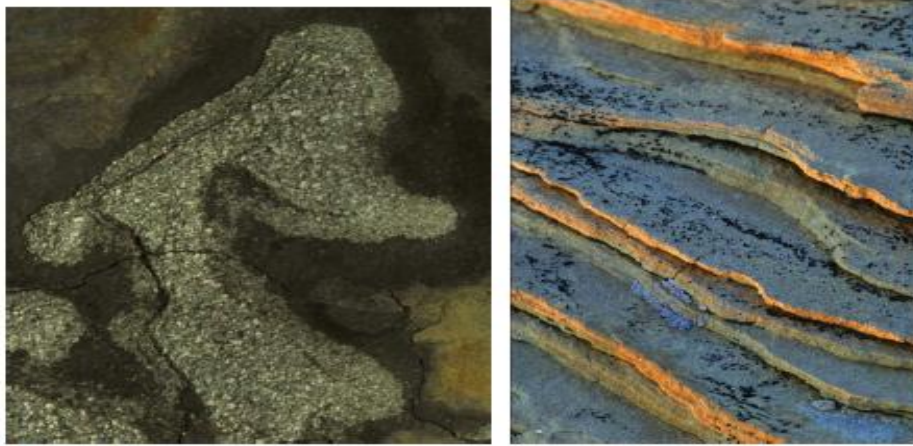
Yakıt tipi	Enerji miktarı (Gj/kg)	Enerji miktarı (kcal/kg)
Kaya gazı	55.53	13263113
Doğal gaz	53.75	12837968
Petrol	43	10270374

2.2. GAZIN DIŞARIYA ÇIKIŞI

Hidrolik çatlatma amacıyla kullanılan çatlatma sıvısı %97,5 oranında su, % 2,5 oranında ince kum ve bazı kimyasallardan oluşur. Bu sıvı kuyuların içine çok büyük bir basınçla verilir. Böylece kaya gazının bulunduğu bölgede çatlaklar ve kılcal damarlar yaratılır. Çatlatma sıvısındaki ince daneli kum açılan çatlakların içine girer. Hidrolik çatlatma işleminin sonunda basınç kaldırıldığında bu madde ince çatlakları açık tutarak kaya gazının toplanmasını ve kuyuya doğru akışını sağlar. Bu sıvı içindeki bazı

kimyasallar ise bu çatlatma işleminin başarılı bir şekilde gerçekleştirilmesine yardımcı olur. Çatlatma sıvısı içinde kullanılan kimyasalların cinsi ve miktarı jeolojik formasyona sondaj derinliğine ve kayaç özelliklerine bağlı olarak değişir. Çatlatma sıvısında genellikle akışkanlaştırıcı ve biocide - kullanıldığı, diğer kimyasalların ise jeolojik formasyona bağlı olarak nadiren kullanıldığı belirtilmektedir [7]. Konvansiyonel olmayan kaynakların belirlenmesine, dik arama kuyularında elde edilen verilerin değerlendirilmesi ile başlanmaktadır. Uzun soluklu bir çalışma dönemi sonunda gaz potansiyeline sahip olduğu belirlenen seviyelerde yatay sondajlar yapılmaktadır.

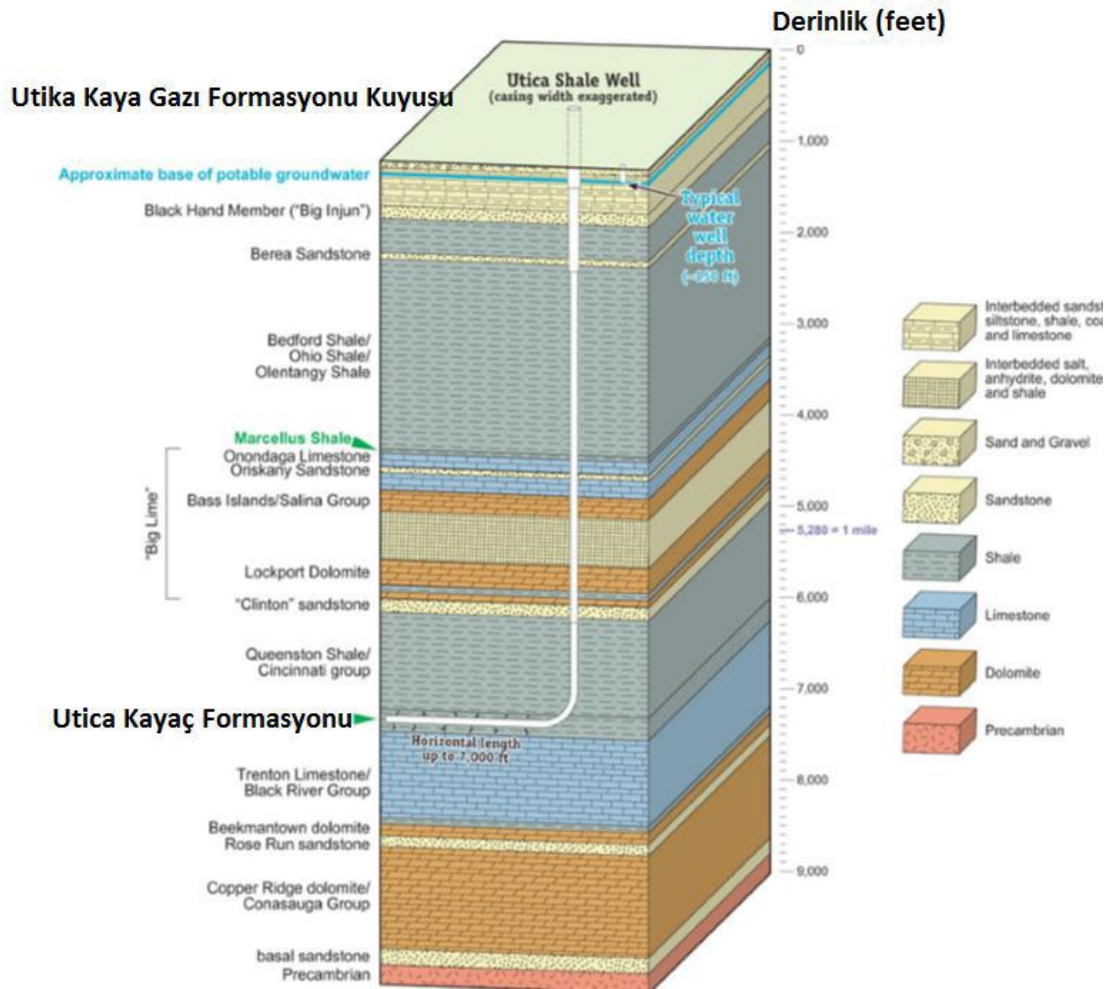
Bu seviyelerde yüksek basınçlı % 99 oranında kum ve su karışımı kullanılarak dikey çatlaklar oluşturulmakta ve petrol ve doğal gazın kuyuya akışı sağlanmaktadır. Potansiyeli belirlenen alanlarda tek bir noktadan 20-30 adet yatay kuyu açmak mümkün olabilmektedir. Konvansiyonel olmayan kaynakların aranması, üretime geçmesi ve ekonomiye kazandırılması sürecinde büyük ölçüde istihdam da sağlanmaktadır. Örneğin ABD’de Teksas eyaletinde bu amaçla yapılan çalışmalarda yaklaşık 12000 kişiye iş imkanı sağlanmıştır. Şeyl içerisinde hidrolik çatlatma (hydraulic fracturing) yapılarak gaz çıkışının sağlanması ve bu esnada çok az da olsa bazı kimyasallar içeren su kullanılması, şeyl gazı üretiminde çevre sorunlarını gündeme getirmiştir. ABD’de hidrolik çatlatma sırasında kullanılan suyun yer altı su yuna olumsuz etkisini araştıran birçok çalışma yapılmıştır. Massachusetts Teknoloji Enstitüsü tarafından 2011 yılında yapılan bir araştırmada, şeyl gazı eldesinin çevresel etkilerinin yönetilebilir düzeyde olduğu sonucuna varılmıştır [10].



Şekil 2.3.Çatlamış formasyon [10]

2.3. ÜRETİM İÇİN AÇILAN KUYULAR

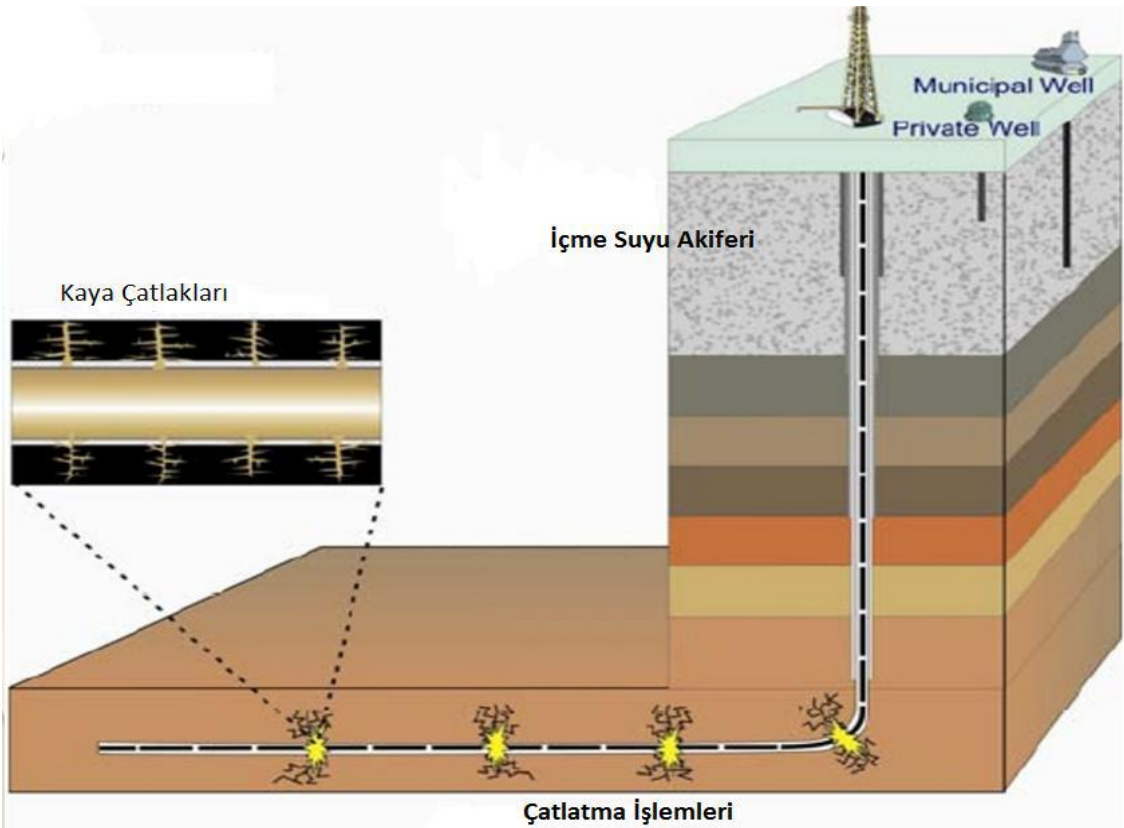
Kaya Gazı Üretimi için öncelikle düşey kuyular açılır. Bu kuyulardaki düşey sondaj ilgili formasyona geldiğinde yatay sondaj olarak sürer. Kaya Gazı çıkarılmasında en önemli teknoloji yatay sondaj ve çatlatma teknolojisi olup sürekli geliştirilmektedir. İki yıl önce yaklaşık 1000 m olan yatay sondaj uzunluğu gelişen teknoloji ile bugün iki katına çıkmıştır.



Şekil 2.4. Kaya Gazı dikey formasyonu [11]



Şekil 2.5. ABD Carrol-Utica formasyonu yatay sondaj kuyusu [11]



Şekil 2.6. Çatlatma işlemi [11]



Şekil 2.7. Utica'da ilk Kaya Gazı üretim kuyusu [11]



Şekil 2.8. Utica Kaya Gazı depolama tankları [11]

Kaya Gazı işletme zincirinin en önemli halkası lojistik destek hizmetleridir. Bunun için kuyu bölgesi yakınında bir lojistik destek alanı oluşturulur. Burada tüm makina ve ekipmanlar ile gerekli kum ve kimyasallar depolanır.



Şekil 2.9. Kaya Gazı lojistik destek alanı [11]

Çatlatma sıvısı hidrolik çatlatma sonrasında kuyu içindeki basınç düşürülerek dışarıya alınır. Böylece kuyudan gaz üretimi başlar. Geriye alınan suyun bir bölümü arıtılır ve tekrar kullanılır.

Kaya Gazı üretiminde su, hem düşey sondaj ile kuyunun delinmesinde, hem de hidrolik çatlatma sıvısı için kullanılır. Kuyunun delinmesi sırasında bir miktar suya ihtiyaç olsa da suyun %90'ı hidrolik çatlatma için kullanılmaktadır. Kaya Gazı çıkartma işleminde kullanılacak olan su miktarı kuyunun uzunluğuna, kayanın özelliklerine ve çatlatma işlemi sayısına bağlı olarak değişir. Kullanılan suyun miktarı yatay sondajın uzunluğu, sondaj derinliği ve kuyu sayısı arttıkça artar. Yatay sondaj uzunluğu gelişen teknoloji ile bugün 2000 metreye çıkmıştır [11]. Kaya Gazı üretimi için bir yerleşim planı ile enjeksiyon ve üretim kuyuları açılır. Literatürde ortalama bir kuyunun işletme süresi boyunca su ihtiyacının 11000-30000 m³ arasında olacağı belirtilmektedir. Ortalama 20000 m³ olarak kabul edilirse her kuyu için 25x50 m ebadında ve 2 m derinliğinde olimpik bir havuzun suyu kadar su kullanıldığı söylenebilir. Birim enerji üretimi için farklı enerji kaynaklarının çıkartılması ve işlenmesinde kullanılan su miktarı kaya gazında, klasik doğal gazdan daha fazladır. Ancak fuel oil, kömür ve biodizel gibi yakıtlardan daha azdır. Kaya Gazı üretiminde kullanılacak olan suyun talebi sürekli olacağı için özellikle kurak dönemlerde ve yaz aylarında diğer sektörel kullanımlarıyla rekabet yaşanmaktadır [11].

Kuyulardan geri gelen çatlatma sıvısı mineral ve acı suları da içinde barındırır. Bu suyun % 30'u ile %70'i orijinal çatlatma sıvısıdır. Buna ilave olarak doğal formasyon suları da bu suyla karışarak dışarı çıkar. Kaya gazı üretiminde hidrolik çatlatma işleminden sonra basılan suyun %10'u ile %40'ının geri döndüğü belirtiliyor. Geri dönen suların kalitesi de kuyu yerlerine ve derinliğe göre değişken olup bunlar ancak çeşitli seviyelerde arıtmaya tabi tutularak ve temiz su ilave edilerek kullanılabilir. Geri dönüş suyunun içerisinde yüksek miktarda sodyum, kalsiyum, magnezyum bulunur. Bu nedenle tekrar kullanılmadan veya atık olarak biriktirilmeden önce arıtılmalıdır. Özellikle suyun arıtma maliyetinin yüksek olması nedeniyle hidrolik çatlatmada su ihtiyacını en aza indirecek yeni teknolojiler üzerine çalışmalar yapılıyor [12].

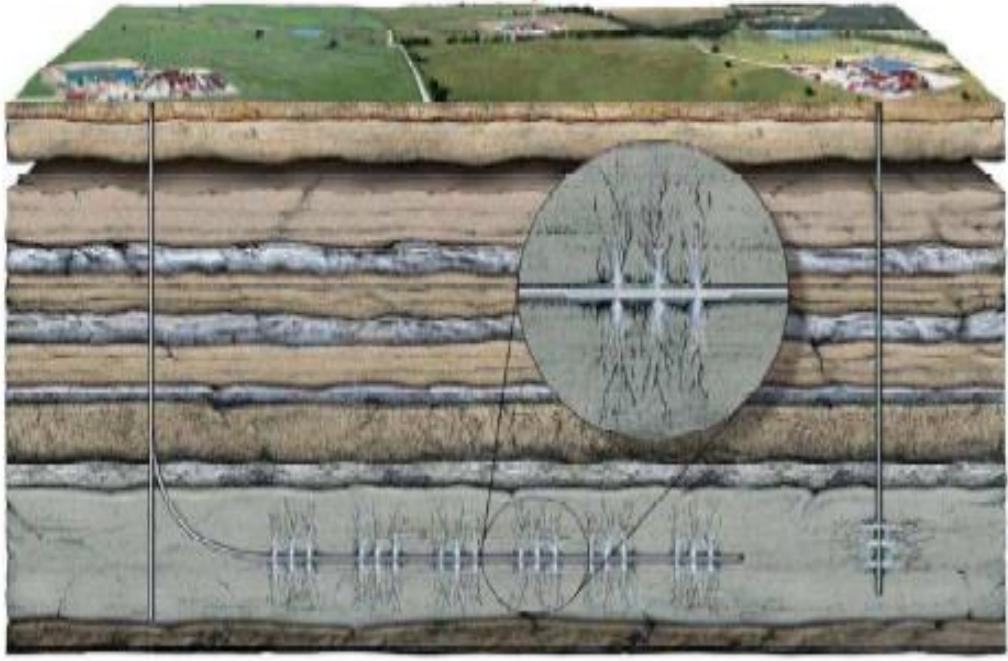
Kaya Gazı gibi klasik olmayan yöntemle yapılan gaz üretimi klasik olandan çok daha fazla kuyuya ihtiyaç duyar. Alanın kısıtlı olmasından dolayı her km de bir kuyu açılır. Bu kuyuların üretim ömrü ile ilgili araştırmalar sürmektedir. Ancak formasyona göre değişerek 5- 15 sene arasında olacağı ileri sürülmektedir. Bu kuyulardaki üretimin çok büyük bir bölümü ilk iki yıl içinde gerçekleştirir, daha sonra üretim çok düşer. Her bir kuyu işletmesi için 1-2 hektarlık alana ve bağlantı yollarına ihtiyaç duyulur [13].

2.4. ÜRETİM KULLANILAN ÇATLATMA SIVISI

Hidrolik çatlatma amacıyla kullanılan sıvı çatlatma sıvısı olarak adlandırılır. Bu sıvı kuyuların içine çok büyük bir basınçla verilir. Böylece kaya gazının bulunduğu bölgede çatlaklar ve kılcal damarlar yaratılır. Bu çatlatma işleminden sonra sıvı tekrar dışarıya alınır. Böylece kuyudan doğal gaz üretimi başlar. Çatlatma sıvısı hidrolik çatlatma sonrasında kuyu içindeki basınç düşürülerek dışarıya alınır. Geriye alınan suyun bir bölümü arıtılır ve tekrar kullanılır. Burada çatlatma sıvısının sadece küçük bir bölümü dışarı alınır. Başlangıçta basılan sıvının önemli bir bölümü yeraltında kalır [13].

Çatlatma Sıvısı = Ana Sıvı + Kimyasal Karışım + Destek Malzemesi

Çatlatma işlemi için genellikle "slickwater" olarak adlandırılan çatlatma sıvısı kullanılır. Bu sıvının temel maddesi su olup bazı kimyasallar ve destek malzemesi içerir. Çatlatma sıvısı boru içindeki sürtünme kayıplarını azaltmak için normal sudan daha düşük bir viskoziteye sahiptir. Bu özellik bu sıvı içine sürtünmeyi azaltıcı madde katılarak sağlanır.



Şekil 2.10. Çatlatma yapısı [14]

Çatlatma sıvısı %98 su ve %2 kum ve kimyasalların karışımından oluşur. İnce taneli kum veya kil açılan çatlakların içine girer. Hidrolik çatlatma işleminin sonunda basınç kaldırıldığında bu madde ince çatlakları açık tutarak kaya gazının toplanmasını ve kuyuya doğru akışını sağlar. Bu sıvı içindeki bazı kimyasallar ise bu çatlatma işleminin başarılı bir şekilde gerçekleştirilmesine yardımcı olur. Bu işlemde bir kuyu için yaklaşık 10000 m³ ile 25000 m³ arasında suya ihtiyaç duyulur [14].

2.5. DİĞER YÖNTEMLER

Ekstraksiyon Yöntemleri

Hidrolik çatlatma yöntemini güvenli hale getirmek için şirketler tarafından birçok yeni yöntem geliştirilmektedir.

Su harici sıvı ve gazlar

CO₂, helyum, azot, propan veya metanol ve mazot gibi gazlar ve sıvılar yardımıyla suyun şeyl tabakasına gönderilmesi ve gazın açığa çıkarılması uygulanan tekniklerden birisidir [15].

Elektrik Arkı

Bir diğeri elektrik arkı sayesinde basınç dalgalarının indüklenmesi olup Texas ve Çin'de iki ayrı şirket tarafından üzerinde çalışılan bir yöntemdir [15].

Termik Çatlatma

Termik tekniklerde ise şeyl tabakası ısıtılarak ağır hidrokarbürlerin sıvı hale gelmesi sağlanır. Yukarıdaki tekniklerin haricinde klasik ekstraksiyon metodunun güvenliğinin artırılması için geliştirilen yöntemlerle kimyasal ürünler kullanılmadan da hidrolik çatlatma gerçekleştirilebilecektir [15].

CleanStim

Halliburton firması tarafından geliştirilen CleanStim adlı ürün geleneksel hidrolik çatlatma sürecinde kullanılan %0.5'lik kimyasal ürün oranını geliştirmekle kalmayacak, kullanılan milyonlarca litre suyu da kazandırabilecektir. Geliştirilen ürün tamamen gıda sanayiinde kullanılan bir maddedir. Hatta yöntemin tanıtımı esnasında bahse konu şirketin bir yetkilisi bu ürünü içerek bir nevi gösteri bile yapmıştır. Söz konusu ürün organik asitler, mineraller ve kısmen de hidrojene bitkisel yağlardan oluşmaktadır ki kullanılan maddeler meyve suyu içinde bulunan maddelerin aynısıdır. Yalnız bu yöntemin de henüz sondajda verimli bir şekilde kullanılabilceğini söyleyemeyiz [16].

GasFrac

Diğeri bir geliştirilen yöntem ise, GasFrac şirketi tarafından öne sürülmüştür. Buna göre, sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG) jel halinde kuyuya basılır, gaz haline geçen yakıt beraberinde yukarıya kaya gazını da çıkarır [15].

VaporFrac

Baker Hughes adındaki bir Amerikalı tarafından geliştirilen VaporFrac metodunda LPG'nin yerine CO₂ veya azot kullanılmaktadır. Bu yöntemde de jel halindeki CO₂ veya azot, kaya gazı tabakalarına enjekte edilmekte ve gaz haline geçen materyalin beraberinde yer yüzüne kaya gazını çıkarması hedeflenmektedir [17].

Water Tectonics

Diğer bir teknoloji ise, Water Tectonics şirketi tarafından geliştirilen, kirletici maddeleri elimine etmek için elektrik akımının kullanılmasıdır. Proseste kullanılan su yataktan yukarı çekildiğinde elektrik akımına tabi tutularak temizleme işlemi uygulanmaktadır [17].

Ecosphère

Kimyasallarla kirlenen suyun dezenfeksiyonu için ozon gazı kullanılmaktadır [17].

Kuru Çatlatma

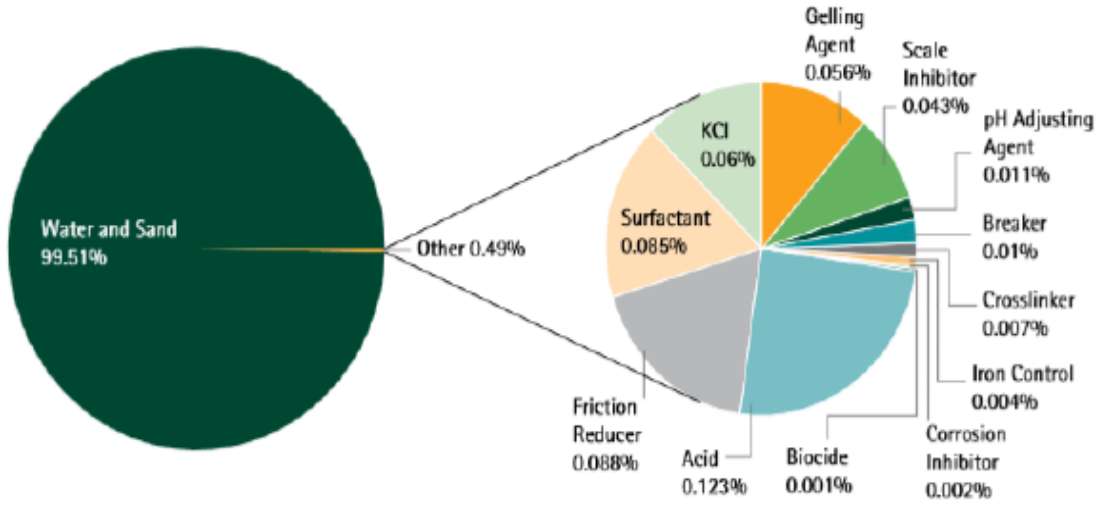
Chimera Energy Corp adlı şirketin geliştirdiği teknolojiye, hidrolik olmayan ekzotermik ekstraksiyon veya kuru çatlatma adı da verilmekte olup, ne su, ne patlayıcılar, ne asit ne de kimyasal çözücüler kullanılmaktadır. Temelde bu teknik kutup (arktik) bölgelerinde yapılan sondajlar için geliştirilmiştir. Delme işleminde kullanılan teknik hidrolik yöntemin aksine pnömatiktir. Şeyl tabakasını çatlatmak için sıvıların yerine sıcak gaz kullanılır. Burada söz konusu olan gaz helyum gazıdır. Sıvı halden gaz hale geçerken hacminin 700 kat artması özelliğinden faydalanılarak helyum gazı ekzotermik ekstraksiyonda kullanılmaktadır. Sıvı haldeki helyum kuyuya enjekte edildikten sonra yer tabakasının doğal ısısı sıvı helyumun kimyasal reaksiyon sonucu gaz haline geçmesini sağlar. Gaz haline geçen helyumun muazzam direnci ve gücü ile şeyl kayaları kırılır. Böylece kaya gazı da açığa çıkmış olur. Doğada ikinci en çok bulunan element ve suda en az çözünen olması nedeniyle bu kimyasal karakteristik özellikleri Helyumun kimyasal çözücülerin kullanılmasına ihtiyaç duyulmadan kaya gazının çıkarılmasında kullanılmasına olanak sağlamıştır [18].

2.6. KİMYASAL KARIŞIMLAR

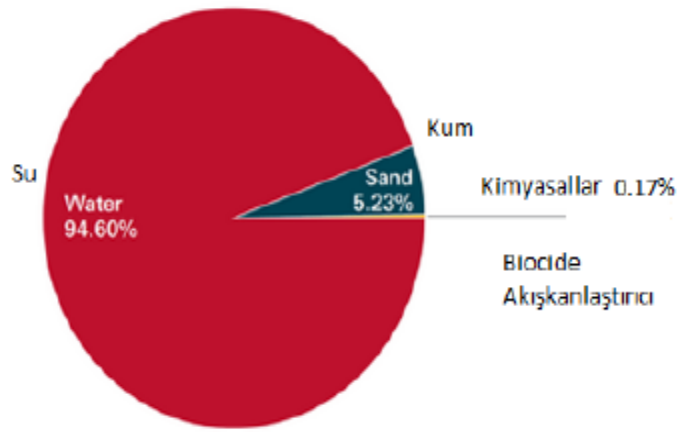
Çatlatma sıvısı içinde kullanılan kimyasalların cinsi ve miktarı jeolojik formasyondan formasyona sondaj derinliğine ve kayaç özelliklerine bağlı olarak değişiklik gösterir. Bu nedenle de çok farklı kimyasal karışımlar mevcuttur.

Çizelge 2.3. Kullanılan Kimyasal Karışımlar [19]

Kimyasal Karışım	Amacı	Örnekler
Biocide	Bakterilerin büyümesini önleme	Terpenes, isothiazolinones (e.g. 1,2-benzisothiazol-3-(2H)-one or 2-methyl-4-isothiazolin-3-one)
Buffer	pH Kontrolü	Anorganic acids and bases (e.g. hydrofluoric acid, ammonium bisulfite)
Breaker	Viskozitenin azaltılması akışkanlığın artırılması	Sulfates, peroxides (e.g. Ammonium persulfate, calcium peroxide)
Corrosion Inhibitor	Ekipmanların Korunması	Acids, alcohols, sulfites, (e.g. 2-butoxyethanol, amine bisulfite)
Crosslinker	Deliklerdeki kumun taşınması esnasında viskoziteyi arttırarak Jel formasyonu oluşmasına yardımcı olmak	Borates, transition metals in combination with complexing agents (e.g. zirconium oxide, -sulfate)
Friction Reducer	Türbülanslı akım yerine Laminer akım yaratmak	Polyacrylamide, petroleum distillates, e.g. aromatic hydrocarbons (benzene, toluene)
Gelling Agent	Deliklerdeki kumun taşınması esnasında viskoziteyi arttırarak Jel formasyonu oluşmasına yardımcı olmak. İdeal kum taşıyıcı	Guar gum, hydroxyethylcellulose, polymers (e.g. acrylamid copolymers, vinylsulfonates)
Scale Inhibitor	Kuyu başında ve boruların iç çeperinde oluşabilecek mineral çökelmeleri önlemek	Acids, phosphonates, (e.g. dodecylbenzene, sulfonic acid, calcium phosphonate)
Surfactant	Tuzluluk toleransı sağlamak	Amines, glycol ethers, nonylphenol ethoxylates



Şekil 2.11. Dağılımlar [19]



Şekil 2.12. Çatlatma sıvısında genel olarak kullanılan malzeme oranları [19]

Çatlatma sıvısında genellikle akışkanlaştırıcı ve biocide kullanılır. Diğer kimyasallar ise jeolojik formasyona bağlı olarak nadiren kullanılmaktadır.

Bu çalışmalar su yerine sıvı propan, karbondioksit, nitrojen gazı kullanma ve herhangi bir sıvı olmadan ses dalgaları ile çatlatma gibi alternatifler üzerine yoğunlaştı. Bu yöntemle kuyu açılması için özel ekipmanların geliştirilmesine de çalışılıyor. Hala başlangıç döneminde olmasına rağmen çatlatma malzemesi olarak gaz ve jellerinin kullanılmasında artış görülüyor. Ancak bu gazların yeraltındaki patlayıcı gazlarla oluşturacağı güvenlik riskleri de bu kullanımın güvenliğinin sorgulanmasına neden

oluyor. Geri dönüş suyu ve üretimde çıkan formasyon suyu kuyu bölgesinde kurulan bir arıtma sisteminde, bölgedeki yerel yönetimlerin arıtma sisteminde ya da özel bir arıtma tesisinde arıtılmaktadır [19].

Ancak arıtma ihtiyacı duyulan atık suyun miktarı ve belediye arıtma tesislerinin bu suların arıtılması için uygun teknik özellikte olmaması ABD'nin bazı bölgelerinde tartışma yaratmıştır. Kaya Gazı üretiminde yeraltı suyunun kirletilmesi bir iddia olarak gündemdedir. Bunun için bir gözlem kuyuları sistemi kurulmakta ve işletme başlamadan önce tespit edilen yeraltı suyunun özelliklerinde değişme olup olmadığı sürekli olarak yapılan ölçümlerle izlenmektedir.

2.7. KULLANILAN SU MİKTARI

Kuyuların delinmesi ve yatay kuyulardaki hidrolik çatlatma işlemi için kuyu başına yaklaşık 10000 m³ ile 30000 m³ arasında suya ihtiyaç duyuluyor. Su 20000 m³ 25x50m. ebadında 2m. derinliğinde olimpik bir havuzun suyuna denktir.

Kaya Gazı çıkartma işleminde kullanılacak olan su miktarı kuyunun uzunluğuna, kayanın özelliklerine ve çatlatma işlemi sayısına bağlı olarak değişir. Kuyunun delinmesi sırasında bir miktar suya ihtiyaç olsa da asıl su hidrolik çatlatma için kullanılır. Bazı yayınlarda kaya gazı üretimi için su ihtiyacın diğer sektörel ve genel su kullanımı içinde büyük bir yer tutmadığı belirtilmektedir. Bu genel olarak doğrudur. Ancak bu kıyas kaya gazı kuyularının bulunduğu bölgedeki lokal su ihtiyacı ile yapılırsa daha doğru olur. Bu suyun genellikle bölgedeki yeraltı su kaynaklarından karşılandığı ve bu kaynaklar üzerinde sürekli bir baskı unsuru olduğu da göz ardı edilmemelidir. Bu suyun talebi sürekli olacağı için özellikle kurak dönemlerde ve yaz aylarında diğer sektörel kullanımlarıyla rekabet yaşanmaktadır. Birim enerji üretimi için farklı enerji kaynaklarının çıkartılması ve işlenmesinde kullanılan su miktarı kaya gazında, klasik doğal gazdan daha fazla ancak fuel oil, kömür ve biyodizel gibi yakıtlardan daha azdır. Kaya Gazı üretimi için öncelikle bölgedeki yer altı suyunun kullanılması düşünülür. Yer altı suyu daha çok içme ve kullanma suyu için kullanıldığından özellikle bazı bölgelerde diğer su kaynaklarına göre daha da önemlidir. ABD 'de dört büyük kaya gazı alanında kullanılan su miktarları Çizelgede 2.4'de verilmiştir [21].

Çizelge 2.4. ABD'deki 4 büyük kaya gazı alanında kullanılan su miktarları [21]

Kaya Gazı Alanları	İlk 10 Günde kullanılan su(m³/kuyu)	Uzun dönemde kullanılacak su
Barnett	1900-2300	Yüksek (>380 m ³ su /28000 m ³ Kaya Gazı)
Fayetteville	1900-2300	Makul (75-380 m ³ su /28000 m ³ Kaya Gazı)
Marcellus	1900-2300	Düşük (<75 m ³ su /28000 m ³ Kaya Gazı)
Haynesville	950	Makul (75-380 m ³ su /28000 m ³ Kaya Gazı)

2.7.1. ABD'deki Kaya Gazı Üretimlerinde Kullanılan Su

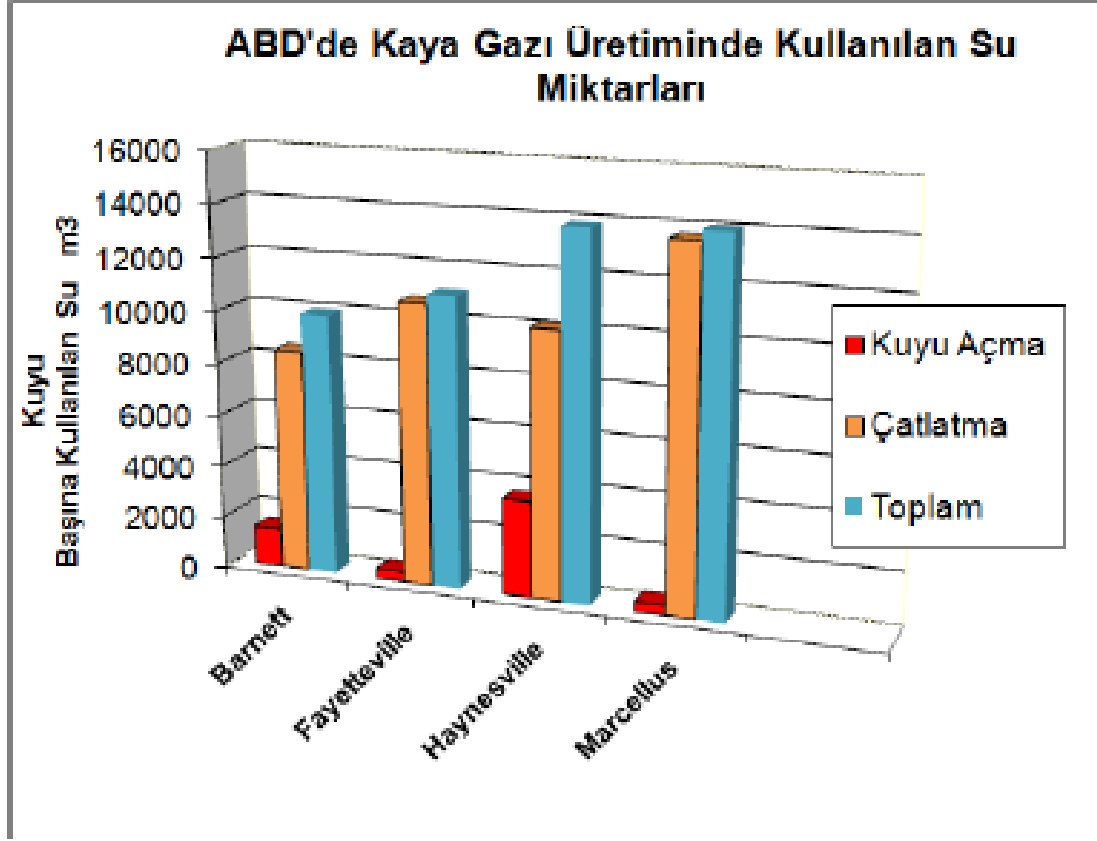
Hidrolik çatlatma işleminde proje büyüklüğüne göre kuyu başına 5000-20000 m³ civarında bir su tüketilir. Kuyunun tekrar çatlatma işleminde tabii tutulması durumunda daha fazla su kullanılır. Literatürde ortalama bir kuyunun işletme süresi boyunca su ihtiyacının 11000-30000 m³ arasında olacağı belirtilmektedir. ABD'deki Marcellus formasyonunda 2008 yılında hidrolik çatlatma işleminde 2.5 milyon m³ su kullanılmıştır. Bu miktar bu formasyon üzerinde yer alan bölgede aynı yıl kullanılan sudan sadece 0.008 oranında daha azdır. Aynı bölgede bir yılda açılmasına izin verilen kuyu miktarı bu sayının 5 katına çıkmıştır. 2008 ile 2011 yılları arasında açılan kuyu sayısı 17 kat artmıştır. Oxford Institute for Energy Studies çalışmasında AB'de açılacak olan kuyularda formasyonun ABD' dekinden yaklaşık 1.5 kat daha derinde olması nedeniyle daha fazla çatlatma sıvısı kullanılacağı yer almaktadır [22].

Kullanılan Su Miktarını Etkileyen Faktörler

a) Yatay sondaj derinliği, uzunluğu ve sayısı. Uzun sondajlar çatlatma için daha fazla suya ihtiyaç duyar. İki yıl önce yaklaşık 1000 m olan yatay sondaj uzunluğu gelişen teknoloji ile bugün iki katına çıkmıştır.

b) Kaya Gazı işletmesinde kullanılacak olan su ihtiyacı kaya gazı katmanının jeolojik özellikleri (derinliği, kalınlığı, geçirgenliği) ne göre değişmektedir. Örneğin Haynesville Shale formasyonunda (3200-4100 m) kuyu açılması için su ihtiyacı 3700 m³ iken

Fayetteville Shale (300m -2100m) formasyonunda sadece 230 m³ olmuştur(Şekil2.8). Kaya Gazı işletmesinde suyun ortalama %90'ı hidrolik çatlatma için kullanılmaktadır. [23].



Şekil 2.13. Kaya Gazı üretiminde kullanılan su miktarı [23]

ABD Massachusetts Institute of Technology (MIT) tarafından 2011 yılında yayınlanan raporda son 10 yılda hidrolik çatlatma uygulanan 20000 kuyuda tespit edilen sorunlar incelenmiştir. Bu incelemede sadece 43 ciddi su kirliliği olayına rastlanmıştır. Bu 43 vakanın 21'inde yeraltı suyunun gaz ve hidrolik çatlatma sıvısı ile kirlendiği, 15 inde şantiye çevresinde yüzeyde kirlilik oluştuğu, 4 ünde su çekimi ve hava kirliliği sorunlarının ortaya çıktığı diğer 3 ünde ise atık toplama sorunlarının bulunduğu görülmüştür [23].

2.8. KAYA GAZI İÇİN SU ELDE EDİLMESİ

Kaya Gazında yatay ve düşey sondaj ile hidrolik çatlatma için gerekli su genellikle o bölgedeki yeraltı suyundan veya yüzey su sistemlerinden elde edilir.



Şekil 2.14. Kaya Gazı çıkartılması için su temin edilen bir göl [24]

Bunun dışındaki kaynaklar ise kentlere sağlanan içme ve kullanma suyu, arıtılmış kentsel veya endüstriyel atık su ve kaya gazı çıkartılmasında kullanılan suyun arıtılmasıdır. Kaya gazı üretimi için yüzey veya yer altı suyundan çekilen büyük miktardaki su, yönetimi dikkatli yapılmazsa önemli ekolojik etkiler ortaya çıkarır. Bu tüketim aynı bölgedeki tarımsal veya kentsel su kullanımını etkileyebilir. Bu nedenle Kaya Gazı üretiminden önce o bölgedeki su yönetimi kurumları ile çalışılarak suyun planlanması yapılmalıdır [24].

MIT tarafından hazırlanan raporda 20000 kuyudan çok büyük bir bölümünde hiçbir soruna rastlanmamasının olumlu bir sonuç olduğu belirtilmiştir. Ancak aynı raporda” bu konudaki riskin büyük olduğu ve sadece birkaç kuyudaki hatalı işletmenin bile ciddi çevre sorunları yaratabileceğine dikkat edilmesi gerektiği de ifade edilmiştir. Çünkü Kuzeydoğu Pensilvanya ve New York da yer alan Marcellus ve Utica kaya gazı

formasyonlarındaki akiferlerde yapılan araştırmalarda sistematik olarak içme suyunda kaya gazı çekimi ile ilgili metan karışımı bulunmuştur. İncelenen 316000 kuyunun %4.5'inde sızıntı saptanmıştır. Yeraltı suyunu kirleten karışımın ana kaynağının yüzeyde kazayla yayılan sıvı ve katı malzemeler olduğu belirlenmiştir.

Kaya Gazı üretiminde farklı ülkeler farklı bölgesel jeolojik karakteristiklere ve zgn kayaç tabakası özelliklerine sahip olmalarından dolayı su konusunda da farklı sorunlarla karşılaşmaktadır. ABD'deki deneyimler Kaya Gazına yapılacak su tahsisinin kurak dönemlere göre planlanmasının önemli olduğunu ortaya koymuştur [25].

Bunun yanı sıra bölgedeki su kaynaklarıyla ve doğal çevreyle ilgili sürekli kalite gözlemi yapılmasının gereği de görülmüştür. Kaya gazı için kullanılan su bazı bölgelerde çiftçilerle gaz üreticilerini karşı karşıya getirmiştir. Enerji ve su kaynakları ilişkisi artmaktadır. Teknolojik gelişmeler bir yandan suyun verimli kullanılması olanağını sunarken diğer taraftan enerjide su kaynakları üzerindeki baskının artmasına neden olmaktadır. Kaya Gazı da bu baskıyı uygulayan alanlardan biri olmuştur. Su, ABD'nin kaya gazı devriminde çok önemli bir rol oynamıştır. Teknoloji bu alanda suyun yerine bir başka madde arayışında olmasına rağmen bunu sonulandıramamıştır [26].

2.9. KAYA GAZI ÜRETİMİNDE KULLANILAN SUYUN ARITILMASI

2.9.1. Formasyon Suyu

Klasik petrol üretiminde kuyulardan her varil ham petrol için yaklaşık 7-10 varil su çıkar. Bu formasyon suyu hidrokarbonlarla birlikte poroz akiferler içinde doğal olarak yer alır. Formasyon suyunun kalitesi rezervuarın çevresindeki koşullara göre deniz suyu, acı su, tatlı su şeklinde olabilir. Petrol rezervuarları genellikle gaz rezervuarlarından daha fazla su barındırır. Bu gazın daha fazla sıkışabilir olması ve daha yüksek içine alma (absorbsiyon) kapasitesine sahip olmasından kaynaklanır. Gaz kaynakları daha az su tutma kapasitesi olan kayalık ve daha az poroz ortamlarda birikir. Petrol ve gaz üretiminde dışarıya çıkan su klasik rezervuarlarda petrol ve gaz miktarı azaldıkça zamanla artar [27].

2.9.2. Formasyon Suyunun ve Geri Döner Suyun Miktarı ve Kalitesi

Kuyulardan geri gelen çatlatma sıvısı mineral ve acı suları da içinde barındırır. Bu suyun % 30 'u ile % 70'i orijinal çatlatma sıvısıdır. Buna ilave olarak doğal formasyon suları da bu suyla karışarak dışarı çıkar. Bu sıvılar genellikle geri dönüş suyu, üretilen su veya atık su olarak adlandırılır [27].

Kaya gazı üretiminde hidrolik çatlatma işleminden sonra geri döner su miktarı formasyona bağılı olarak basılan suyun % 10'u ile % 40'ı arasında değişir. Genellikle ilk günlerdeki geri döner sular tekrar kullanılmıyor. Geri döner suların kalitesi de kuyu yerlerine ve derinliğe göre değişken olup bunlar ancak çeşitli seviyelerde arıtmaya tabi tutularak kullanılabilir. Örneğin bazı kuyulardaki geri dönüş sularında ortalama çözünmüş katı madde miktarı 120000 ppm e kadar çıkar. Bunun yanı sıra geri döner sulardaki toplam çözünmüş maddeler geri döner suyun miktarı azaldıkça artar [28].



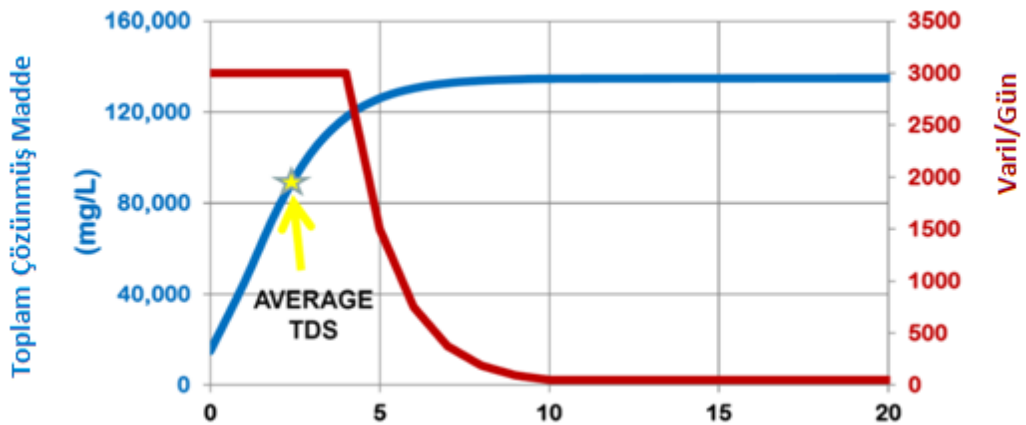
Şekil 2.15. Formasyon suyunu ve geri döner suları toplama havuzları-1 [27]



Şekil 2.16. Formasyon suyunu ve geri dönen suları toplama havuzları-2 [28]

ABD 'de kaya gazı üretiminde atıkların en ucuz depolama yöntemi için çeşitli alternatifler denenmiştir. Bu konuda daha çok geri dönüşüm suyunun artırılarak yeniden kullanımı tercih edilmektedir. Bu durumda geri dönen suyun miktarı ve kalitesinde oluşan farklılıklar önemli olmaktadır. Formasyonun cinsine göre kuyulara basılan suyun tümü değil belirli bir miktarı geri alınabilmektedir. Bu nedenle bu suya ilave edilecek olan suyun temini gereklidir. Diğer yandan suyun kirlilik düzeyinde de farklılıklar olabilmektedir. Bu da yapılacak olan arıtma işleminin tespiti ve arıtma maliyeti açısından önem taşımaktadır [29].

Çizelge 2.5. Şeyl Gazı Üretiminde geri dönen suların miktarı ve toplam çözünmüş madde içeriği arasındaki ilişki [29]



2.9.3. Geri Dönen Suyun Kalitesi

ABD 'deki Kaya Gazı işletmelerinde geri dönen suların içerdikleri tuz ve mineraller formasyondan formasyona büyük farklılıklar göstermektedir. Bu değerler 3 ayrı kaya gazı işletmesi için Çizelge 2.5’de verilmiştir.

Çizelge 2.6. ABD 'de çeşitli Şeyl Gazı işletmelerinde geri dönen suların kimyasal özellikleri [30]

		Fayetteville	Marcellus	Barnett
Na	(mg/l)	5362.6	24445.0	12453.0
Mg	(mg/l)	77.3	263.1	253.0
Ca	(mg/l)	256.3	2921.0	2242.0
Sr	(mg/l)	21.0	347.0	357.0
Ba	(mg/l)	0.8	679.0	42.0
Mn	(mg/l)	0.5	3.9	44.0
Fe	(mg/l)	27.60	25.5	33.0
SO ₄	(mg/l)	149.6	9.1	60.0
HCO ₃	(mg/l)	1281.4	261.4	289.0
Cl	(mg/l)	8042.3	43578.4	23797.5
TDS	(mg/l)	15.219	72.533	39.570
S.G.		1.010	1.050	1.030

Yine ortalama çözülmüş madde miktarı olarak bir sınıflandırma yapılırsa bu miktarın da bölgeden bölgeye çok değiştiği görülür. Çizelge 2.6’da ABD'deki çeşitli kaya gazı işletmelerin de geri dönüş suyundaki toplam çözülmüş madde miktarları verilmiştir. Bu değerler Fayetteville ve Woodford bölgesindeki geri dönen suların diğer formasyonlara göre artırılarak kullanılmaya daha uygun olduğunu ortaya koymaktadır [30].

Çizelge 2.7. ABD'de çeşitli Kaya Gazı Bölgelerinde üretimde kullanılan geri dönüş sularındaki toplam çözünmüş madde miktarları [31]

Kaya Gazı Bölgesi	Ortalama Toplam Çözünmüş Madde (ppm)	Maksimum Çözünmüş Madde (ppm)
Fayetteville	13 000	20 000
Woodford	30 000	40 000
Barnett	80 000	150 000
Marcellus	120 000	280 000
Haynesville	110 000	200 000

Atık suların yüzeyde veya yeraltında depolanmasının pahalı ve/veya teknik olarak olanaksız olduğu bölgelerde arıtılarak tekrar kullanılmaktadır. Ancak bu zorunlu çözüm petrol ve gaz üretimine ilave bir maliyet getirir. Bu nedenle hidrolik çatlatmada su ihtiyacını en aza indirecek yeni teknolojiler üzerine çalışmalar yapılıyor. Bu çalışmalar su yerine sıvı propan, karbondioksit, nitrojen gazı kullanma ve herhangi bir sıvı olmadan ses dalgaları ile çatlatma gibi alternatifler üzerine yoğunlaştı. Bu yöntemle kuyu açılması için özel ekipmanların geliştirilmesine de çalışılıyor. Hala başlangıç döneminde olmasına rağmen çatlatma malzemesi olarak gaz ve jelleri'nin kullanılmasında artış görülüyor. Ancak bu gazların yeraltındaki patlayıcı gazlarla oluşturacağı güvenlik riskleri de bu kullanımın güvenliğinin sorgulanmasına neden oluyor [31].

2.9.4. Formasyon Suyu ve Geri Dönen Suların Arıtılması

Birçok klasik olmayan petrol ve gaz işletmelerinde geri dönen sular üretimin en büyük kirliliği su akıntısı olarak kabul edilir. Buna karşın kömür yataklı metan gaz üretimi sırasında diğer klasik olmayan hidrokarbon üretimi içinde en fazla suyu üretir. Kömür yatağı üstündeki su, metan gazını kömürün yüzeyini absorbe edecek şekilde tutması için rezervuar içindeki basınca yardımcı olur. Bu su rezervuardaki basıncı azaltmak için pompayla dışarıya alınır ve metanın kömürden ayrılması sağlanır. Genel olarak gaz üretimi arttıkça çıkan formasyon suyu miktarı düşer. Bu nedenle üretimde dışarıya çıkan su miktarı da zamanla azalır. Bu su yüksek miktarda sodyum kalsiyum ve magnezyum içerir. Bu su gaz ve petrol üretiminde bu üretimle birlikte ortaya çıkan bir su olduğundan üretimin bir bölümü olarak görülür. Bu nedenle bu suyun atık su olarak toplanmasının dışında nasıl yararlı bir şekilde kullanılabilmesine yönelik çeşitli çalışmalar yapılmıştır. Ancak koşulların uygun olması halinde en fazla kullanılan yöntem araziye yaygın bir şekilde toplama, yeraltına derin deşarj veya araçlarla taşıma olmuştur [32].

Çizelge 2.8. Klasik petrol ve gaz üretimi ile Kaya Gazı üretiminde formasyon suyu [32]

	Klasik Petrol ve Gaz Üretimi	Kaya Gazı Üretimi
Kuyudan çıkan Formasyon Suyu miktarı	*Başlangıçta çok az *Petrol ve Doğalgaz'da formasyon suyu üretimi sürdükçe artar. *Bu su,hacmin büyük bir bölümünün yüzeye çıkartılmasına kadar sürer.	*Başlangıçta çok fazla su *Birkaç haftada 3700 m ³ e kadar çıkabilir *Bu su,daha sonra günde 50 varile düşer
Formasyon suyunun özelliği	*Genellikle o formasyonda bulunan su *İlave su olarak geri kazanılan su veya taşkın suları olabilir.	*Geri dönen su genellikle hidrolik çatlatmada kullanılan karışımı ihtiva eder. *Bu suyun kalitesi toplam çözünmüş madde miktarı ile tanımlanır

2.9.5. Geri Dönen Suyun Arıtılarak Kullanılması

Kaya gazı üretiminde oluşan atık su iki sınıfa ayrılır. Hidrolik çatlatma işleminden sonra yaklaşık 30 gün içinde kuyulardan toplanan su "geri dönüş suyu" olarak adlandırılır. Diğeri ise gaz üretimine başladıktan sonra gazla birlikte yüzeyde toplanan sulardır.

Genel olarak kaya gazı üretimi arttıkça açığa çıkan su azalır. Bu nedenle açığa çıkan formasyon suyunun zamanla azaldığı görülür.Bir kuyunun işletme süresince gazla birlikte yüzeyde toplanan su kuyulardan kısa sürede çekilen geri dönüş suyundan çok azdır. Geri dönüş suyunun içerisinde yüksek miktarda sodyum, kalsiyum, magnezyum bulunur. Bu nedenle tekrar kullanılmadan veya atık olarak biriktirilmeden önce arıtılmalıdır. Geri dönen su miktarı kuyuya basılan su miktarından daha azdır. Bunun yanı sıra arıtma işleminde bu suyun hacmi daha da azalır. Bu nedenlerle tekrar kullanılırken temiz su ilave edilir. Geri dönüş suyunu arıtma, tekrar kullanma, iletim ve depolama teknolojileri sahadan sahaya değişmekte ve sürekli olarak geliştirilmektedir.Bu sular derine basılır, arıtılır ve deşarj edilir veya başka kuyularda çatlatma sıvısı olarak kullanılır. Formasyon suyu ve geri dönüş suyu ya kuyu bölgesinde kurulan bir arıtma sisteminde veya bölgedeki yerel yönetimlerin arıtma sisteminde ya da özel bir arıtma tesisinde arıtılır. ABD'de Kaya Gazı çıkartılması su arıtma sektörünü de

hareketlendirmiştir. Bu sektörde 2020 yılına kadar 9 milyar dolarlık bir pazarın ortaya çıktığı iddia edilmektedir [33].



Şekil 2.17. Günde 10 000 varillik ön arıtma kapasiteli mobil arıtma tesisi [33]



Şekil 2.18. Günde 7500 varil ön arıtma kapasiteli şantiye arıtma tesisi [33]



Şekil 2.19. Suyun kısıtlı olduğu kırsalda günde 10 000 varil arıtma kapasiteli tesis [34]

Arıtılan suya yeni su ilave edilerek tekrar çatlatma işleminde kullanılır. Ancak arıtma ihtiyacı duyulan atık su miktarı ve arıtma tesislerinin bu suların arıtılması için uygun özellikte olmaması ABD'nin bazı bölgelerinde sorun teşkil etmektedir. Hidrolik atlatma işleminden sonra oluşan atık suların genellikle kamunun arıtma tesislerinde arıtılması ve bu tesislerin Radyoaktif madde arıtımı için yeterli olmaması konusu ABD'de tartışma yaratmıştır. Bundan daha da önemli bir sorun olarak akarsulara yüksek miktarda Bromide bırakıldığından söz edilmektedir. Bu Bromid' in arıtma tesislerinde kullanılan Klor ile reaksiyona girerek Kanserojen etkisi olan trihalometanlar oluşturduğu ileri sürülmektedir [34].

2.10. ATIK SU DERELERİ

Kaya Gazı işletmelerinde kuyu açılmasında ve çatlatma işleminde kullanılan temiz suya çeşitli kimyasal maddeler karışır. Şantiye bölgesine işletmede kullanılmak üzere getirilen su çatlatma işleminden geri döndükten sonra atık su dereleri oluşturur. Bu atık su dereleri genellikle başlangıçta kuyu açılması işlemi ile başlar ve işletme boyunca akar. Bu atık suyun doğal çevreye zarar vermeden arıtılarak tekrar kullanılması veya bölgeden taşınması sağlanır.

Ülkemizde de araştırma safhasında olan kaya gazı üretimi için ABD'deki olumsuzluklar mutlaka dikkate alınmalıdır. Kaya Gazı potansiyeli olan bölgelerimizde hangi su kaynaklarının kullanılabilceği ve geri dönüş sularının nasıl arıtılacağına yönelik planlama çalışmalarının şimdiden yapılması gerekir [36].

3. BULGULAR VE TARTIŞMA

3.1. ÇEVRESEL RİSKLER

Kaya gazı üretiminde yatırımcılar açısından temel riskleri rezerv hesaplamalarında yapılabilen hatalar ve buna bağlı olarak üretimin beklenen seviyelere ulaşmaması oluşturmaktadır. Hidrokarbon içeren şeyl formasyonlarından elde edilen teknolojilerin kullanımıyla ne kadar süreyle ne kadar gaz elde edilebileceğine ilişkin hesaplamalar, halen ciddi hata payları içerebilmektedir. Bu nedenle rezerv büyüklükleri yıllar içinde aşağı veya yukarı yönde güncellenebilmektedir [28].

Sismik ölçüm ve araştırma teknolojilerinin sürekli gelişmesi, ayrıca üretim amaçlı kuyuların sayısının artmasıyla birlikte jeolojik verilerin doğruluğunun zaman içinde artması beklenmektedir. Açılan kuyulardan ne kadar süreyle gaz elde edilebileceğine ilişkin varsayımlar da halen üretimini sürdüren çok sayıda kuyudan derlenen istatistik ve teknik verilerin artışıyla birlikte daha az hata payıyla yapılabilecektir.

Öte yandan üretim gerçekleştiren firmalar da kullandıkları sondaj ve hidrolik çatlatma tekniklerini sürekli olarak geliştirmeye çalışmakta olup bu durum da kuyu başına verimliliğin artmasına ve maliyetlerin kontrol edilmesine katkıda bulunmaktadır.

Çevresel tahribat ihtimali ile ilgili kaya gazı endüstrisine yöneltilen başlıca eleştiriler ise şu şekildedir [32]:

- Hidrolik çatlatmada kullanılan sıvı, yeraltı su kaynaklarını kirletebilecek tehlikeli kimyasal maddeler içermektedir.
- Kuyuların çelik ve beton kaplamalarının düzgün yapılmaması, yeraltı suyuna gaz karışmasına neden olmaktadır.
- Gazın yeryüzüne çıkartılması esnasında yaşanabilecek doğalgaz kaçakları, karbondioksitten çok daha fazla sera gazı etkisi içeren metanın atmosfere salınmasına neden olmaktadır.
- Hidrolik çatlatma sonrasında yüzeye dönen atık sular, tuz ve radyoaktif maddelerle kirlenmiş durumda olup yer üstü su kaynakları ve doğal yaşam için zararlı olabilecektir.
- Kullanılan yüksek miktarda su, kıt su kaynaklarını tüketmektedir.

Hidrolik çatlatmada kullanılan sıvılarla ilgili eleştiriler, 2000’li yılların başında kaya gazı üreticilerinin kendi teknolojilerini ticari açıdan korumak amacıyla sıvı formülünü açıklamaktan kaçınması nedeniyle yoğunlaşmıştır. Kamusal otoritelerin baskısı ve düzenlemeler sonucu bu durum ortadan kaldırılmış olup üreticiler, kullanılan kimyasal maddeler konusunda daha şeffaf davranmaya başlamıştır. Günümüzde hidrolik çatlatma için kullanılan sıvı yaklaşık %94 su, %5 kum ve %1’e yakın oranlarda sürtünme azaltıcı, antimikrobiyal ile artık birikmesini önleyici kimyasallar içermektedir. Kullanılan kimyasallar polikrilamid, bromin, metanol, naftalin, hidroklorik asit, etilen glikol, bütanol vb. maddeler olup bu kimyasallar seyreltilmiş halde olduklarından içme sularına karışmaları halinde bile zararsız olacağı ifade edilmektedir. Öte yandan, hidrolik çatlatma sıvılarının doğrudan çatlaklar yoluyla yeraltı su akiferlerine karışma ihtimali çok düşüktür. Zira yeraltı su tablaları yerin en fazla 300 metre derininde bulunmakta olup hidrolik çatlatma yapılan şeyl formasyonları yerin en az 2500 metre altında gerçekleştirilmektedir. Yatay sondaj boyunca oluşan çatlaklar yukarı doğru dikey olarak en fazla 200 metre uzanmakta olup en sığ derinlikteki hidrolik çatlatma operasyonlarında bile yeraltı su kaynakları ile çatlakların en üst noktası arasında 1-2 kilometre kalınlığında geçirimsiz kaya tabakaları bulunmaktadır.

Çatlatma sıvılarının su akiferlerine karışması ancak hatalı kazılan veya kaplaması düzgün yapılmayan kuyularda meydana gelen kazalar sonucu mümkündür. Aynı şekilde yeryüzüne çıkartılan gazın belli oranlarda atmosfere sızması da kuyuların ve ekipmanların iyi tasarlanmaması halinde veya yanlış teknik uygulamalar sonucunda mümkündür. Doğası gereği üretici firmaların da çıkarına olmayan bu gibi tehlikelerin önüne geçmek için düzenleyici otoritelerin ve endüstrinin birlikte hareket etmesi ve tüm teknik yönergelere hassasiyetle uyulduğunun çok iyi denetlenmesi gerekmektedir. Her ne kadar hatalar ihtimal dâhilinde olsa da bugüne kadar birçok eyalette çok sayıda testin gerçekleştirildiği ABD’de yeraltı su kaynaklarının kaya gazı çıkartma faaliyetlerine bağlı olarak kirlendiğine ilişkin bir bulgu ortaya konmamıştır.

Benzer şekilde kuyulardan yeraltı sularına doğalgaz karışması da düzgün yapılan uygulamalarda çok düşük bir ihtimal olarak değerlendirilmektedir. Şimdiye kadar yeraltı sularına gaz karıştığı iddiasıyla incelenen birçok olayda, sularda bulunan gazın, su kaynaklarının içinden geçtiği kömür yataklarına bağlı biyojenik gaz olduğu ve kaya gazı faaliyetleriyle ilgisi bulunmadığı ortaya çıkmış olup yalnızca Pennsylvania’da hatalı bir kuyuda meydana gelen bir kazadan dolayı içme sularına doğalgaz karıştığı belirlenmiştir. ABD’de yılda 15 binin üzerinde kuyu açıldığı ve aktif halde on binlerce kuyu bulunduğu hesaba katıldığında bu tip risklerin oldukça düşük olduğu değerlendirilmektedir.

Hidrolik çatlatma amacıyla kuyulara pompalanan suyun yaklaşık üçte biri yeryüzüne geri dönmektedir. Bu suyun sızmalara karşı güçlendirilmiş havuzlarda toplanması gerekmektedir. Havuzlarda biriktirilen su, ya yeniden çatlatma sıvısı olarak kullanılmakta, ya da arıtılarak kanalizasyona verilmektedir. Hidrolik çatlatma suyuna ilişkin arıtma faaliyeti başka herhangi bir endüstriyel faaliyet sonucu ortaya çıkan atık su arıtma süreçlerinden farklı olmayıp, sonucunda ortaya çıkan arıtılmış atık suyun doğaya zararlı olmadığı ifade edilmektedir.

Kaya gazı üretiminde kuyu başına 4 bin ila 18 bin m³ su kullanılmaktadır. Bir kaya gazı üretim kuyusu için kullanılan toplam su miktarının ortalama büyüklükteki bir golf sahasının yaklaşık 3 haftalık su kullanımına denk düştüğü hesaplanmaktadır. Kaya gazı üretim faaliyetleri için büyük miktarlarda su kullanımının gerekli olduğu kuşkusuz olmakla birlikte, kentsel kullanım dahil olmak üzere diğer endüstrilerdeki su kullanımı

ile kıyaslandığında, doğalgaz üretiminin tek başına su kaynaklarının aşırı tüketilmesine neden olabilecek bir faaliyet ölçüğü yaratmadığı ortaya çıkmaktadır.

Gerek doğalgazın diğer fosil yakıtlara oranla daha temiz ve daha verimli bir enerji kaynağı olması, gerekse üretim maliyetlerinin görece düşüklüğü dikkate alındığında, uygun mevzuatın düzenlenmesi ve sektörün titizlikle denetlenmesi durumunda kaya gazı üretiminin kayda değer bir çevresel tahribat yaratmayacağı; aksine kömür ve nükleer gibi daha riskli ve/veya çevreye zararlı yakıt türlerine alternatif yaratarak çevresel açıdan uzun vadede olumlu sonuçlar doğuracağı düşünülmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının, depolama ve süreklilik sorunları nedeniyle günün her saatinde ve yüksek yük talebi yaşanan durumlarda alternatif kaynaklarla yedeklenmesi gerekmektedir. Bu bağlamda hızla devreye alınabilmesi ve devreden çıkartılabilmesi nedeniyle doğalgaz kombine çevrim santrallerinin yaygınlaşmasının, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılabilmesi açısından da olumlu bir sinerji yaratacağı tahmin edilmektedir [30].

3.2. JEOPOLİTİK YAKLAŞIM

Enerji güvenliği başlığı, hemen hemen sanayi devriminin başından beri küresel siyasetin ve jeopolitik literatürünün önde gelen bileşenlerinden olmuştur. Elektrik üretimi ve ulaştırmadaki yeri nedeniyle petrol ve doğalgaz kaynaklarına erişim ve maliyetler, stratejik açıdan çok önemli olup ekonomik ve politik sonuçlarıyla ülkelerin geleceğinde hayati rol oynamaktadır.

ABD ve Çin açısından ekonomik gelişmelerini sürdürebilmek için yabancı enerji kaynaklarına bağımlılık, süregelen bir problemdir. Avrupa ise doğalgaz ihtiyacını karşılamak için en büyük tedarikçisi olan Rusya'ya bağımlı durumdadır.

ABD'de başlayan kaya gazı üretiminin, potansiyel barındıran diğer Avrupa ve Asya ülkelerinde yaygınlaşmasının, bu bağlamda jeopolitik etkiler doğurması kuşkusuz görünmektedir. ABD ve Kanada'nın yüksek miktarlarda doğalgaz ihracatı yapabilmeye başlaması, dünya doğalgaz fiyatlarında aşağı yönlü bir baskı yaratabilecektir. Benzer şekilde başta Polonya olmak üzere Avrupa'da kaya gazı üretiminin artırılabilmesi halinde Rusya'ya olan bağımlılığın bir ölçüde azalması mümkün olabilecektir. Bu gelişmelerin yaşanması halinde, uzun vadeli kontratlarla ve yüksek fiyatlama gücüyle

satış yapabilen Rusya ve benzeri konvansiyonel doğalgaz üreticilerinin piyasadaki hâkimiyetinin sarsılabileceği düşünülmektedir.

Öte yandan küresel doğalgaz piyasasında hissedilir değişikliklerin yaşanması için gerekli bazı temel bileşenler nedeniyle, yukarıda tarif edilen şekilde kaymaların olmasının orta vadede güç olduğu da hesaba katılmalıdır. Küresel piyasada doğalgaz kontratlarının vadelerinin kısılması ve fiyatlama sisteminin geleneksel gaz ihracatçıların aleyhine değişmesi için yaygın ve derinliğe sahip bir LNG piyasası oluşması zorunludur. Bunun için öncelikle ihracat potansiyeline sahip ülkelerde LNG sıvılaştırma yatırımlarının gerçekleştirilmesi, ithalatçı ülkelerin ise boru hatlarına alternatif LNG gazlaştırma alt yapılarına sahip olması gerekmekte olup ciddi bir yatırım maliyeti söz konusudur. Kaya gazı üretiminin artması beklenen ülkelerde eş zamanlı olarak diğer yakıtlara talebin azalacağı ve doğalgazın toplam enerji pastasındaki payının artacağı hesaba katıldığında, üretim artışının ne kadarının uluslararası ticarete konu olabileceği belirsiz durumdadır [32].

Japonya'da Fukuşima depremi sonrasında nükleer santrallerdeki sorunlar nedeniyle elektrik üretim kapasitesi %20 azalmış ve bu durum Japonya'nın doğalgaz talebini artırmıştır. Benzer şekilde, Avrupa'da da tesislerin yaşlanması nedeniyle elektrik üretim altyapısının yaklaşık %30'unun gelecek 20 yıl içinde yenilenmesi gerekmektedir. Yeni kurulacak altyapıda doğalgaz santrallerinin öncelikli tercih olması halinde, Avrupa'da artan enerji talebinin giderek daha fazla doğalgazla karşılanma ihtimali, doğalgaza olan toplam talebi de yükseltecek ve Rusya'nın en büyük tedarikçi olarak pozisyonunu daha uzun bir süre devam ettirmesine olanak sağlayabilecektir [32].

Her şeye rağmen, başta ABD, Kanada, Çin ve Avustralya olmak üzere geleneksel olmayan doğalgaz kaynaklarından yaygın şekilde üretim gerçekleştirilmeye başlanmasının, gelecek 50 yılda küresel hidrokarbon piyasalarında önemli değişiklikleri tetikleyeceği anlaşılmaktadır. Kuzey Amerika ve Avrupa'nın hidrokarbon kaynakları açısından kendine yetebilir hale gelmeye başlaması, özellikle ABD'nin küresel stratejik önceliklerinde de belirli oranda kayma yaratabilecek; bu çerçevede Orta Doğu ülkelerinin de küresel jeopolitik denklem içindeki yeri farklılaşabilecektir [35].

3.3. TÜRKİYE'DE DURUM

Dünya'da enerji (petrol) krizi dönemlerinde doğal ham petrolün yerine geçebilecek alternatif enerji kaynaklarından birisi de petrollü şeylerden üretilen şeyl petrolüdür. Dünyanın en büyük bitümlü şeyl yataklarının bulunduğu Wyoming'de (ABD) bitümlü şeyllerin karakteristiklerin belirlenmesi ve yerinde damıtma teknikleri üzerinde araştırmalar yapılmıştır. Dünya rezervinin yaklaşık 2/3'üne karlılık gelen 270 milyar ton rezerve sahip Wyoming bitümlü şeyllerinden 75 litre/ton şeyl petrolü eldesinin mümkün olduğu belirtilmektedir. Bu miktar 1.6 trilyon varil olup, ABD'de bugün bilinen petrol rezervlerinin yaklaşık beş katına eşdeğerdir [12].

Brezilya da bitümlü şeyl rezervinin 2.7 milyar varil şeyl petrolüne eşdeğer olduğu tahmin edilmektedir. Bu ülkede Petrosiks dizaynı ile damıtma yapılmaktadır. İsrail'de Rotem Yamin sahasında 35- 80 m kalınlık sunan bitümlü şeyllerin petrol potansiyeli ise 60-71 litre/tondur. Yıllık üretimi 450 000 ton olan İsrail' de 12 MW' lık bir santralde elektrik enerjisi üretilmektedir [12].

Ürdün'de bitümlü şeyl kaynağı 40 milyar ton olup, yerinde üretilebilir rezerv 400 milyar tondur. Sentetik petrol ve elektrik enerjisi üretimine yönelik santralin fizibilite çalışmaları sürmektedir. Fas'ta bitümlü şeyl kaynağının rezervi 12.3 milyar ton olup, bunun sentetik petrol olarak potansiyeli ise 3.42 milyar varil olarak verilmektedir [12].

Estonya'da bitümlü şeyl çalışmaları 1916 yılında başlamış ve yıllık üretim 1980'de 41 milyon tona ulaşmıştır. Estonya'da bitümlü şeyllerden elektrik, gaz, sıvılaştırılmış hidrokarbon ve diğer kimyasal ürünlerin eldesinde yararlanılmaktadır. Dünya bitümlü şeyl üretiminin %70'i Estonya'da gerçekleştirilmektedir. Günümüzde bitümlü şeyl, Estonya'nın en önemli enerji kaynağı olup, ülkede kullanılan elektriğin %92'si bitümlü şeyl ile çalışan iki termik santralden elde edilmektedir. AB içerisinde uygulanmaya konulan tüm çevresel yaptırımlara karşın, Estonya'da elektrik enerjisi üretiminin 2015 yılına kadar bitümlü şeylden sağlanmasına karar verilmiştir. Şeyl petrolü üretimi 4400 varil/gün olarak gerçekleştirilmektedir [15].

Bu ülkelerin dışında Avustralya, Çin, Ürdün, Fas, Rusya Federasyonu ve Tayland'da bitümlü şeyllerin ekonomiye kazandırılması yönünde ve enerji üretim amaçlı önemli çalışmalar ve projeler yürütülmektedir.

ABD Enerji Bilgi İdaresi (U.S. Energy Information Administration) tarafından yayımlanan 2011 tarihli “Dünya Kaya Kaynakları (World Shale Gas Resources)” başlıklı raporuna göre Türkiye’nin çıkarılabilir kaya gazı rezervleri yaklaşık 424 milyar m³ düzeyindedir. Öte yandan rapora kaynak oluşturan araştırmada Türkiye’nin halihazırda jeolojik ve sismik verilerinin bulunduğu ve tarihsel olarak hidrokarbon aramalarının yoğunlaştığı Trakya ve Güneydoğu Anadolu havzalarına ağırlık verilmiştir. Jeolojik tahminlere göre, Türkiye’nin henüz yoğun bir şekilde incelenmeyen başta İç Anadolu havzası olmak üzere diğer bölgelerinde de kaya gazı ve sıkı kumtaşı gazı rezervleri keşfedilebileceği ifade edilmektedir. Bu nedenle mevcut durumda hesaplanan çıkarılabilir rezervlerin yeni jeolojik ve sismik verilerin elde edilmesiyle yükselbileceği tahmin edilmektedir.

Çizelge 3.1. Ereğli-Bor Havzasında yapılan sondaj çalışmaları ile hesaplanan petrolü şeyl potansiyel rezervi [16]

	Sondaj Adı	Petrollü Şeyl Derinliği	Petrollü Şeyl Kalınlığı	Yüzey Alanı(ort)	Ortalama Kalınlık(m)	Yoğunluk(ort)	Potansiyel Rezerv(ton)
1	KEA-07/01	184.015	18.00	100 km ²	40.00	2.00 gr/cm ³	8 milyar
2	KEY-08/02	437.80	85.00				
3	KEY-08/03	204.30	1.00				
4	KEY-08/04	350.00	55.00				
5	KEY-09/01	379.00	41.80				
6	KEY-09/02	506.20	49.50				
7	KEY-09/03	550.70	37.40				
8	KEY-09/04	490.00	42.80				
9	KEY-09/05	503.30	53.60				
10	KEY-09/06	291.00	13.00				

Ülkemizde petrolü şeyl gazı araştırmaları MTA’nın kurulmasıyla 1935 yılında başlamış ve ilk yıllardaki çalışmalar bütün dünyada olduğu gibi sentetik şeyl petrolü üretimi amacıyla sürdürülmüştür. Ülkemizde Almanya ile beraber Bolu çevresindeki bitümlü şeylerden petrol üretme çalışmaları yapılmış ancak sonuçlandırılmamıştır. Bu çalışmalara altyapı oluşturmak amacıyla Beypazarı (Ankara), Seyitömer (Kütahya), Hatıldağ, Himmetoğlu, Mengen (Bolu), Ulukışla (Niğde), Bahçecik (Kocaeli),

Burhaniye (Balıkesir), Beydili (Ankara), Dodurga (Çorum), Çeltek (Amasya) sahalarında etütler yapılmış ve ülkemizde günümüze kadar 1.64 milyar ton petrolü şeyl rezervi belirlenmiştir, ancak bu potansiyelden henüz yeterince faydalanılamamaktadır [16]. Ülkemizde yeni belirlenen ve önemli petrolü şeyl potansiyel rezervine sahip olduğunu düşündüğümüz Ereğli–Bor Neojen havzası ülkemizde yerinde retortlama yöntemi ile şeyl petrolü üretiminde ön araştırma yapılabilecek miktarda uygun petrolü şeylleri bulundurmaktadır.

3.3.1. Jeolojik Konum

Ereğli-Bor Neojen havzası Orta Anadolu’da Tuz Gölü Havzası olarak bilinen havzanın ve Kapadokya bölgesinin güney kesiminde yer alır. Bölgede Tersiyer yaşlı sedimanter, volkano-sedimanter ve volkanik kaya birimleri geniş alanları kapsamaktadır. Bölgede daha önce çeşitli amaçlarla yapılmış bir çok çalışma bulunmaktadır. Havzanın kuzeydoğusunda Niğde masifi metamorfik kayaçları, kuzeyinde Melendizdağı, Hasandağı genç volkanikleri ve Kırşehir masifi metamorfikleri, batısında Karacadağ volkanikleri, güneyinde Ulukışla volkanikleri ve Bolkardağı birliği karbonat kayaçları, doğusunda ise Aladağ birliği karbonat kayaçları (Toroslar) yer alır [15].

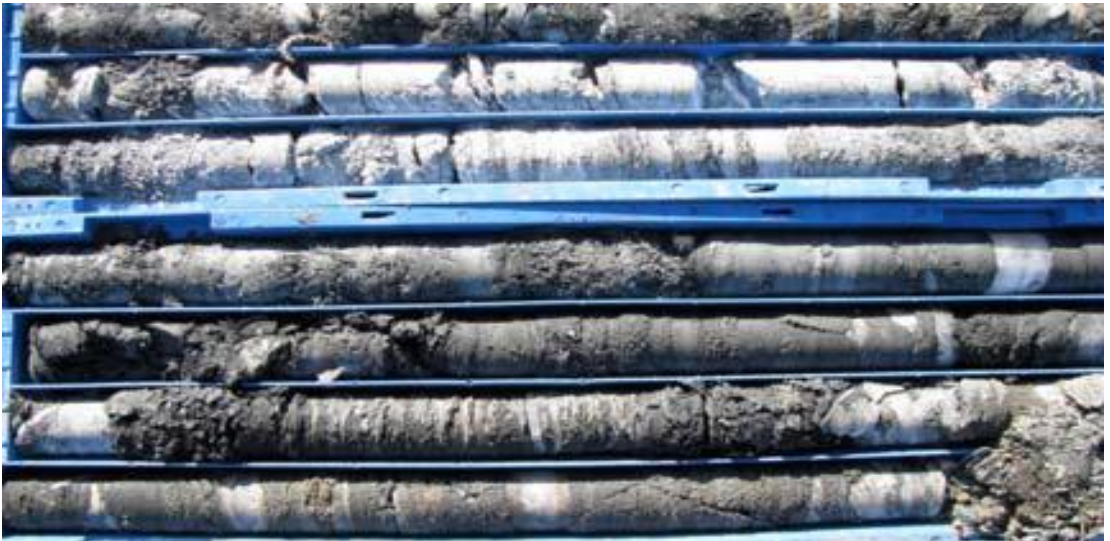
Ereğli-Bor Neojen havzası yaklaşık KD-GB yönlü uzanıma sahip tektonik kontrollü eşzamanlı bir depolanma havzasıdır. Havzanın kuzeybatı kenarı Karacadağ yükseltisi ile Hasandağı yönünden gelen Tuzgölü fay zonu kolları tarafından denetlenmektedir. Havzanın doğusu ve güneyi ise KDGB doğrultulu Niğde fayı zonu ile kontrol edilmektedir.

MTA, Orta Anadolu Endüstriyel Hammadde Arama Projesi çerçevesinde havzada 2006 yılından beri önemli çalışmalar yürütmektedir. Proje programı çerçevesinde yürütülen uzaktan Algılama, jeolojik ve jeofizik etüt çalışmalarından elde edilen verilerin değerlendirilmesi sonucunda havzada araştırma amaçlı toplam 15 adet sondaj gerçekleştirmiştir. Bunların on tanesinde petrol emareleri ve kalın petrolü şeyl seviyeleri kesilmiştir.



Şekil 3.1. Konya-Ereğli-Yeniköy sondajında kesilen petrollü şeyl ve sodyum sülfat tuzu
[20]

Proje çerçevesinde 2007 yılında Niğde-Bor-Badak Köyü kuzeyinde açılan 1168.40 metre derinliğindeki araştırma kuyusunda (NBK-07/02) 1035.00-1168.40 metreleri arasında sıvı petrol bulgusuna rastlanmıştır. Ayrıca 2008 yılında Konya- Ereğli-Yeniköy ve Acıkuyu köyü çevresinde açılan sekiz kuyuda da sıvı petrol ve petrollü şeyl bulgusuna rastlanmıştır. KEY-08/02 no'lu Yeniköy karotlu araştırma sondajında 437.80 metreden itibaren, KEY-08/04 no'lu Acıkuyu köyü sondajında ise 350.00 metreden itibaren petrollü şeyl seviyeleri ve sıvı petrol emareleri ortaya çıkmıştır [20].



Şekil 3.2. Konya-Ereğli-Acıkuyu sondajında kesilen petrollü şeyl ve sodyum sülfat tuzu
ardalanması [20]

Sıvı petrol, havzadaki Üst Miyosen yaşlı Katrandede formasyonu gölsel çökellerinden oluşan dolomit, silttaşı ve petrollü şeyllerin yapraklanmaları arasında, gözenek ve çatlakları içerisinde sıvı halde olup, yoğun miktardadır. Petrol ve petrollü şeyller 437.80-608.70 metreleri arasında 170.00 metrelik bir zon içerisinde. Petrollü şeyller Yeniköy kuyusunda toplam 85.00 metre kalınlığa ulaşırken, Acıkuyu köyü sondajında ise 55.00 metre kalınlıktadır. Havzada açılan diğer sondajlarda da ortalama 40.00 metre kalınlığında petrollü şeyl seviyeleri kesilmiştir.



Şekil 3.3. Konya-Ereğli-Yeniköy sondajlarında kesilen petrollü şeyllerin ürettiği petrol [20]

Bor-Badak Köyü ve Ereğli- Yeniköy ve Acıkuyu köyü karotlu sondajlarında önemli petrollü seviyelerinin belirlenmesinden sonra, TPAO'da havzada sismik, gravite-manyetik etüt çalışmaları yapmış, 2008 yılında bir lokasyonda 2500 metre derinlikte araştırma kuyusu açmış, ancak ekonomik boyutta petrole rastlamamıştır.

Ereğli-Bor havzasında gerçekleştirilen sondajlardan elde edilen veriler doğrultusunda petrollü şeyllerin petrol ürettiği gözlenmiştir. Petrollü şeyl numunelerinde yapılan petrografik incelemelerde eser miktarda pirit ve %10 oranında petrol kökenli organik

madde içerdiği belirlenmiştir. KEY-08/02 no'lu sondajda 437.00-598.00 metreleri arasında kesilen petrollü şeyller arasında 124.00 metre kalınlığındaki bir tuz zonu içerisinde halit seviyeleri ile ardalanmalı sodyum-magnezyum sülfat tuzlarından globerit, blödit ve az miktarda da tenardit belirlenmiştir.

Konya-Ereğli-Yeniköy (Acıkuyu) çevresinde gerçekleştirilen ikinci sondaj ise KEY-08/04 no'lu karotlu sondajdır. Bu sondaj, ilk sondajın 2 km kadar güneybatısında gerçekleştirilmiştir. Bu sondaj da 350.00 metreden itibaren petrollü şeyl birimleri kesilmeye bağlanmış, 480. metreye kadar devam etmiştir. Bu birimler içerisinde de beyaz renkli killi sodyum sülfat tuzu (globerit) seviyeleri kesilmiştir. Bu birimlerdeki petrollü şeyller de sıvı petrol içermekte olup, petrollü şeyller 130.00 metrelik bir zon içerisinde izlenebilmiştir.

Havzadaki petrol oluşumları muhtemelen havza tabanındaki petrollü şeyl birimlerinden kaynaklanmaktadır. Havzada açılan sondajların tamamında petrollü şeyllerin ve sodyum sülfat tuzlarının kesilmiş olması ve petrollü şeyllerin ortalama 40.00 metre kalınlıkta, sodyum sülfatlı seviyelerin 175.00 metrelik bir zon içerisinde ortalama 25.00 metre kalınlıkta gözlenmesi bu havzanın önemli boyutta petrollü şeyl ve sodyum sülfat tuzu rezervine sahip olduğuna işaret etmektedir. Ereğli-Bor havzasında yapılan jeolojik, jeofizik ve sondaj çalışmaları sonucunda Ereğli-Bor havzasının ABD-Wyoming, Colarado, Utah' da içine alan Green River havzasına çok benzer özellikler taşıdığı belirlenmiştir. ABD bu havzada 1850 yılından beri bilimsel çalışmalar (250.000 adet makale) gerçekleştirmiş ve havzadaki petrollü şeyllerin ekonomik potansiyeli ve şeyl petrolü üretimi ile ilgili sayısız AR-GE çalışmaları yapmıştır.

ABD Wyoming Havzası, petrollü şeyl ve trona rezervi bakımından dünyanın en büyük havzasıdır. Shell Petrol şirketi son 20 yıldır Colarado-Piceance Havzasında petrollü şeyllerden yerinde retortlama yöntemi ile petrol üretimi konusunda sayısız araştırmalar ve testler gerçekleştirmektedir. Önceki yıllarda 40 dolar/varil'i bulan şeyl petrolünün üretim maliyeti bugün, 20-25 dolar/varil seviyesine kadar düşmüştür. Petrol fiyatları yükseldikçe şeyl petrolü üretimi ekonomik boyutlara ulaşmaktadır.

Bütün dünya ülkeleri petrollü şeyller üzerinde şeyl petrolü üretimi amaçlı birçok çalışma gerçekleştirmiş ve sonuçta üretime geçmiştir. Diğer ülkelerin bu konuda yapmış

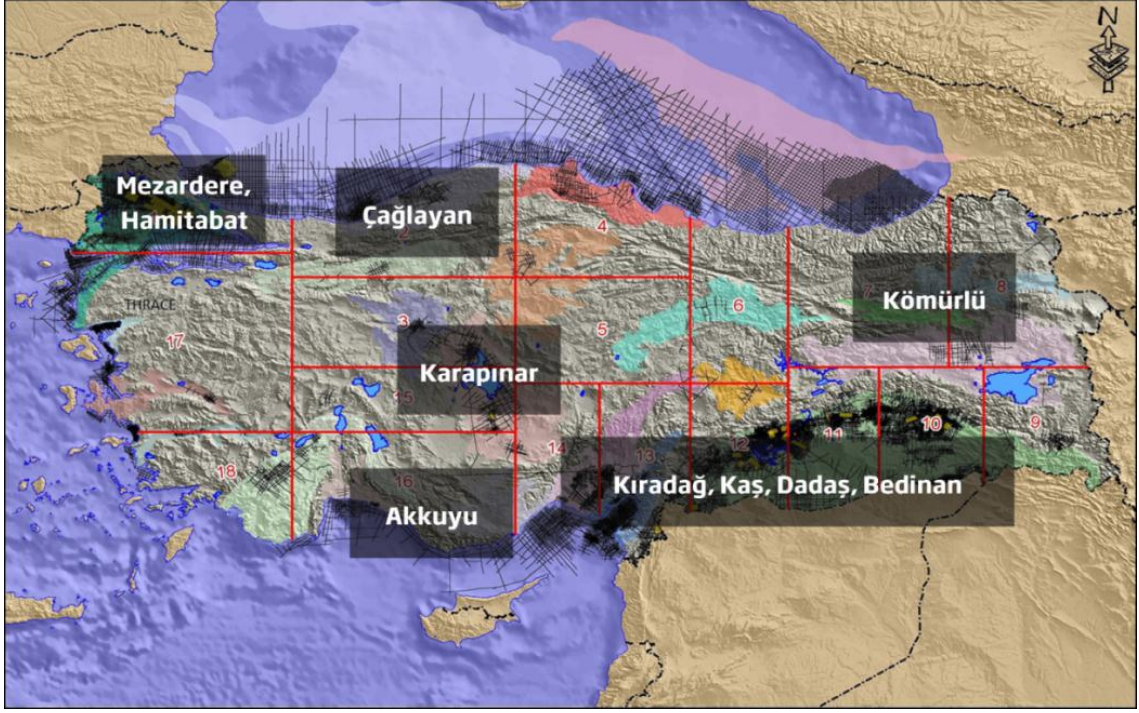
olduğu çalışmalar sonucunda bulduğu petrolü şeyl rezervleri ve üretilebilir şeyl petrolü miktarları çizelgede verilmiştir. Ülkemizdeki petrolü şeyl potansiyel rezerv durumu da diğer ülkelerle karşılaştırılmıştır [40].

Çizelge 3.2. Ereğli-Bor Havzası petrolü şeyl potansiyel rezervinin dünya petrolü şeyl rezervleri ile karşılaştırılması [40]

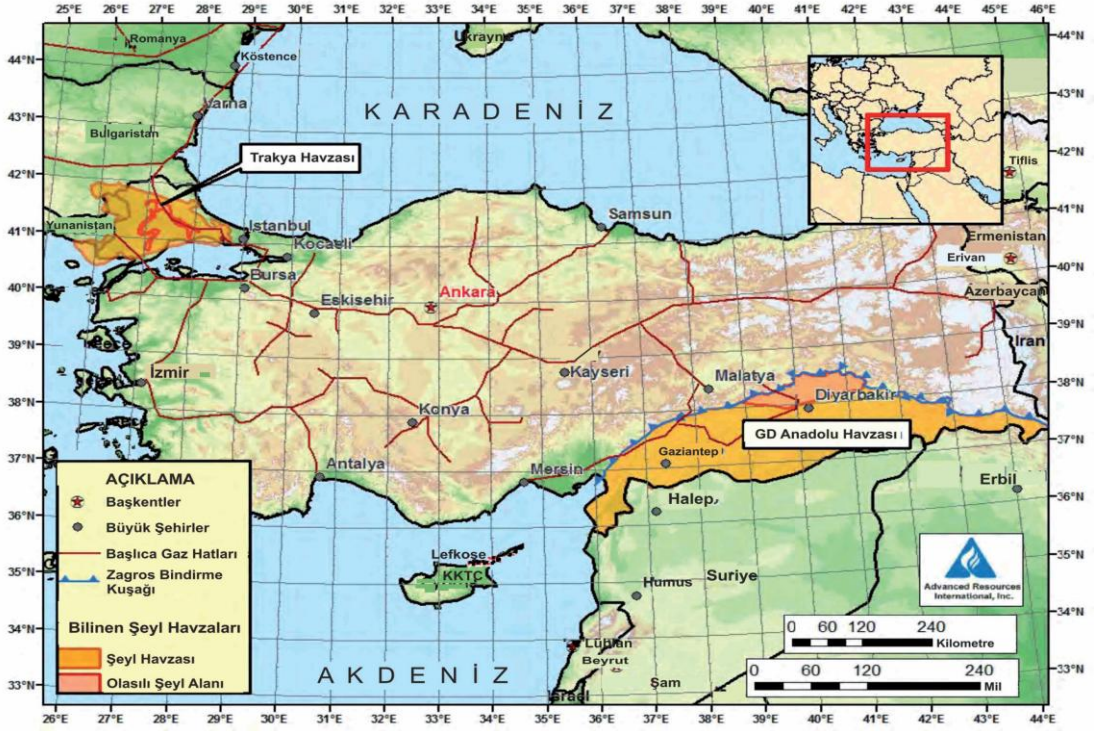
ÜLKE	Petrollü Şeyl Sahası	Rezervi (milyar ton)	Şeyl Petrollü Üretimi Alt Sınırı (Galon/ton) 1 Galon=3.75lt	Üretebilir Şeyl Petrollü Miktarı (milyar varil)
ABD	Utah,Colorado,Wyoming	213.00	20.00-30.00	1624
Avusturalya	Doğu Queensland	67.00	14.02	1.72
Estonya	Rakvere	1.50	44.17	
Brezilya		9.60	17.23	
Kanada	Nova Scotia	1.50		0.25
İsrail	Necef Çölü	15.36	16.42	0.60
Ürdün	GB Amman	60.00	26.45	4.00
Ukrayna		8.80	33.33	0.30
Fas	Tarfaya	12.30	15.87	3.42
Türkiye	Ülke Geneli + Ereğli-Bor Havzası	1.64 + 8.00		

Havzadaki bu yeni bulguların netleştirilmesi ile ülkemizdeki petrolü şeyl rezervinin ve üretilebilir şeyl petrolü miktarının belirlenmesi, ülkemiz için acil araştırılması gereken enerji projelerinin başında gelmektedir.

Türkiye’de kaya gazı üretimi açısından sonuç alınabilecek ve yatırımların yoğunlaşması beklenen bölgeler Şekil 3.1 ve Şekil 3.2’de gösterilmiştir.



Şekil 3.4. Türkiye’de kaya gazı üretimi açısından sonuç alınabilecek ve yatırımların yoğunlaşması beklenen bölgeler – 1 [28]



Şekil 3.5. Türkiye’de kaya gazı üretimi açısından sonuç alınabilecek ve yatırımların yoğunlaşması beklenen bölgeler – 2 [28]

Türkiye’de bulunan şeyl formasyonlarının, tabaka derinliği ve kalınlığı, kayaçların hidrolik çatlatmaya uygun mineral bileşimleri ile ekonomik üretim için tercih konusu olan özellikleri taşıdığı ifade edilmektedir. Yaygın doğalgaz dağıtım ağı ve yatırımı kolaylaştırıcı yöndeki mevzuatın da kaya gazı üretimini teşvik edeceği düşünülmektedir. Türkiye’de kaya gazı üretimini düzenleyen mevzuatın kaynağı, 6326 sayılı Petrol Kanunu olup kaya gazı üretimine ilişkin hidrolik çatlatma ve atık yönetimi ile ilgili konular da tamim ve genelgelerle düzenlenmiş durumdadır.

Türkiye’deki kaya gazı potansiyelinin değerlendirilmesine ilişkin çalışmalar halen TPAO öncülüğünde yürütülmektedir. Bu kapsamda 2010 yılında ABD menşeli Transatlantic Petroleum firması ile, 2011 yılında ise Shell ile arama ve üretim anlaşmaları yapılmıştır. Yakın zamanda TPAO ile anlaştığı açıklanan ExxonMobil ile Çalık Grubu (Kanada Menşeli Anatolia Energy ile ortaklık halinde) kaya gazı arama faaliyetlerine başlayan diğer kuruluşlardır. TPAO’nun kendi petrol arama sahalarında kaya gaza üretimi için çalışmalara başlamayı planladığı da edinilen bilgiler arasındadır [40].Anılan şirketlerin yanı sıra sektöre ilgi gösteren ve girişimde bulunmak için fizibilite çalışmaları yürüten çok sayıda firma bulunduğu bilinmektedir. Başta Shell ve ExxonMobil olmak büyük petrol şirketlerinin girişimlerinin olumlu sonuçlanması halinde, sektöre ilginin artarak devam edeceği tahmin edilmektedir.

3.4. MALİYETLER

Şeyl formasyonlarının yüksek miktarda hidrokarbon içerdiği bilgisi çok eskilere dayanmakta olmasına rağmen bu kaya türlerinin kendiliğinden petrol ve doğalgaz akışına izin vermeyecek ölçüde geçirimsiz nitelik taşıması nedeniyle yakın zamana kadar ekonomik olarak üretim yapılmasının mümkün olmadığı düşünülmekteydi.

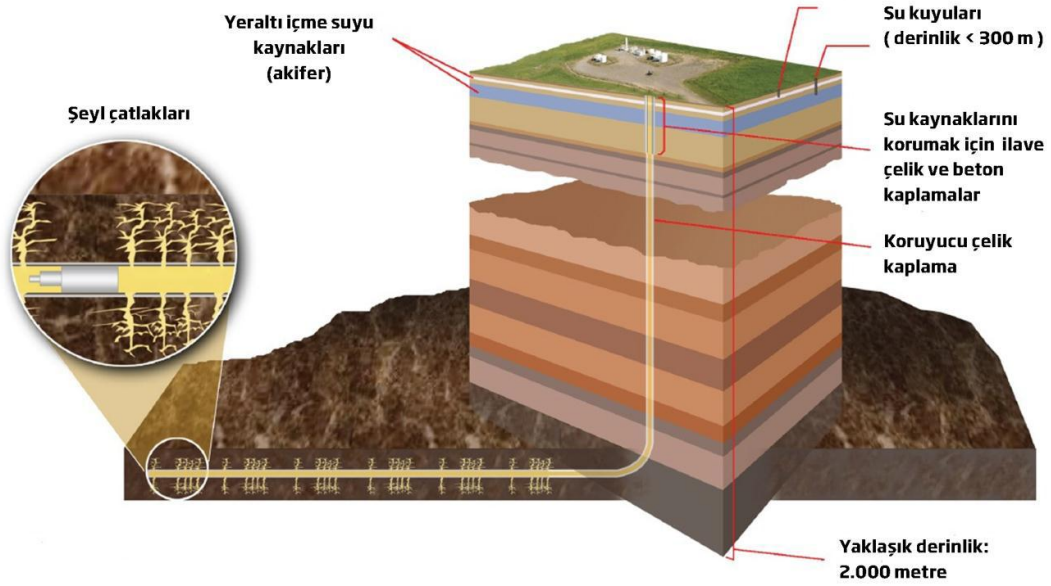
Şeyl kayalarından doğalgaz ve petrol elde edilebilmesi için gerekli teknolojinin bileşenleri de uzun süredir endüstride kullanılmaktaydı. Ana başlıklar halinde sıralamak gerekirse [37]:

- Hidrolik çatlatma: Kaya formasyonları içine belirli özellikte sıvıların yüksek basınçla pompalanarak çatlaklar oluşturulması yoluyla hidrokarbonların sızmasına yardımcı olunması 1940'lı yıllarda keşfedilmiştir.
- Yatay sondaj: Petrol sanayi tarafından 1970'lerden beri kullanılmaktadır.
- Sismik arama teknolojileri: Bilgi işlem teknolojilerindeki gelişme paralelinde son 30 yılda giderek daha geniş teknik imkânlarla üç boyutlu yeraltı haritaları çıkartılmaya başlanmış olsa da, jeolojide sismik çalışmaların geçmişi daha da eskiye dayanmaktadır.

Jeolojik bilgilerin ve eldeki teknolojilerin şeyl formasyonlarından ekonomik miktarlarda hidrokarbon elde edilebilecek şekilde bir araya getirilmesi, Texaslı bir petrol mühendisi ve işadamı olan George Mitchell'in girişimleri sayesinde gerçekleşmiştir. 1981 yılında Texas, Forth Worth havzasında bulunan Barnett şeylinde George Mitchell'in şirketi olan Mitchell Energy and Development Corp. tarafından denemelere başlanmış, üretim tekniklerinin optimizasyonu ile ekonomik miktarda doğalgaz elde edilebilmesi 1999'da başarılabilmiştir. İlgili AR-GE çalışmalarında yaklaşık 6 milyon USD harcanmış olup, geleneksel petrol endüstrisinin olumsuz beklenti ve tahminlerinin çok üzerinde bir başarı elde edilmiştir. Bugün ABD doğalgaz üretiminin yaklaşık %5'i yalnızca Barnett şeylindeki kuyularda gerçekleştirilmektedir. George Mitchell'in ulaştığı başarı, çok sayıda yatırımcının sektöre girişini tetiklemiş ve ABD'nin birçok bölgesinde bilinen şeyl formasyonlarında üretim gerçekleştirilmeye başlanmıştır.

Kaya gazı çıkartmak için kullanılan yöntemler ve teknolojiler, şirketlerin optimizasyon çalışmaları ve bu alanda deneyimin artmasıyla sürekli değişmektedir. Ancak genel hatlarıyla bir kaya gazı çıkartma operasyonunun başlıca aşamaları aşağıda belirtilmiştir (Şekil 3.3) [38].

- Jeolojik ve sismik araştırmalar: Sismik araştırma metotları kullanılarak yeraltı jeolojik oluşumların üç boyutlu haritalarının çıkartılması. Uygun şeyl formasyonlarının derinlik ve kalınlık bilgilerinin derlenerek, azami verim elde edilebilmesi için gerekli kuyu sayılarının ve bunların lokasyonlarının belirlenmesi.
- Platform inşası: Belirlenen lokasyonlarda kuyu açma ekipmanlarının kurulması.
- Dikey sondaj: Gaz ve petrol çıkartılacak kaya tabakasının derinliğine inene kadar dikey sondaj yapılması ve güvenlik amacıyla kuyuya çelik ve beton kaplamalar yapılması.
- Yatay sondaj: Şeyl tabakası içinde, kaya formasyonu ile temas alanının artırılması amacıyla 2-3 km'ye kadar yatay sondaj yapılması.
- Perforasyon: Yatay sondaj kuyusunun beton kaplamasında belirli aralıklarla küçük patlayıcılar kullanılarak delikler açılması.
- Çatlatma: Akışkanlığı özel formüllerle ayarlanmış su/kum karışımının perfore edilen kuyudan kayanın içine basınçla pompalanması yöntemiyle kayada hidrokarbonların sızabileceği çatlaklar oluşturulması.
- Atıkların yönetimi: Çatlatmak için kullanılan sıvının yeryüzüne dönen kısmının sonradan yeniden kullanılmak üzere biriktirilmesi veya arıtılarak kanalizasyona verilmesi.
- Üretim: Kuyu açma ekipmanlarının sökülerek yerine çıkan hidrokarbonların toplanması ve nakliyesi için gerekli donanımın kurulması.



Şekil 3.6. Kaya Gazı operasyon kesiti [33]

Kaya gazı üretim maliyetleri sermaye, işletme, nakliye maliyetleri ile vergi ve imtiyaz paylarından oluşmakta olup ülkeye, coğrafyaya ve operasyonun büyüklüğüne göre çeşitlilik göstermektedir. Sermaye maliyetleri temelde arama ve geliştirme maliyetlerini içermekte ve büyük bölümü kuyuların inşasına ilişkin olmaktadır. İşletme maliyetleri üretim faaliyetinin kendisinden kaynaklanan değişken maliyetlerdir. Nakliye maliyetleri ise daha çok gazın satılacağı pazarlara uzaklıkla ilgilidir.

Vergi ve imtiyaz payları ülke ve bölgelere göre değişiklik göstermektedir. Genelde altyapının daha zayıf ve coğrafi koşulların daha zorlu olduğu, dolayısıyla maliyetlerin yükseldiği ülkeler, daha serbest bir vergi ve imtiyaz rejimi uygulayarak yatırımcıları çekmeye çalışmaktadır.

Şeyl gazı kuyularından elde edilmesi beklenen toplam gazın yaklaşık %25'i üretimin ilk yılı içinde, %50'si de ilk 4 yılda çıkartılmaktadır. Bu durum maliyet-getiri hesaplamalarında iskonto oranlarından ziyade kuyunun inşa maliyeti ile elde edilecek toplam gaz miktarından sağlanacak getiriye öne çıkarmaktadır. Üretim gerçekleştirilmesi düşünülen bölgeye özgü maliyet bileşenleri ve çıkartılabilecek gaz miktarı birlikte değerlendirildiğinde, operasyonun reel bir getiri sağlaması için

piyasada doğalgazın fiyatın ne olması gerektiğine ilişkin bir nokta belirlenmektedir. Şeyl tabakasının derinliğine, yatay sondaj uzunluğuna ve diğer faktörlere göre değişmekle birlikte ABD’de bir kaya gazı kuyusunun maliyeti 4-10 milyon USD arasında değişmektedir. Kuyu başına elde edilebilen doğalgaz miktarı ise 8 ila 300 milyon m³ arasında olabilmekle birlikte orta derinlikteki kuyularda ortalama 30 milyon m³ civarındadır. Yaklaşık bir hesaplamayla 5 milyon USD’ye mal olan ve 30 milyon m³ gaz elde edilebilecek bir kuyunun ekonomik olarak anlamlı olması için piyasada doğalgaz fiyatının 5 USD/MBtu’nun üzerinde olması gerekmektedir [38].

ABD’de hızlı üretim artışı sonrası doğalgaz fiyatları 2 USD/MBtu seviyesine kadar düşmüş olup bu durum yalnızca gaz elde edilen (sıvı hidrokarbon çıkartılmayan) birçok projenin ekonomik olmaktan çıkmasına neden olmuştur. Ancak buna rağmen ABD’de kaya gazı üretimindeki artışın devam ettiği gözlenmektedir. Bu durum ilk bakışta çelişkili görünse de birkaç faktör bir arada değerlendirildiğinde anlaşılabilir. 2010 ve 2011 yıllarındaki yoğun kuyu açma çalışmalarının ardından, bir çok projede ilk yatırım maliyetlerine halihazırda katlanılmış olduğundan bu kuyularda üretime devam edilmektedir. Bazı yatırımcılar açısından ise önceki yüksek fiyatlardan belirlenen satış sözleşmeleri devam etmektedir. Ancak en önemli faktör, NGL (doğalgaz sıvıları – etan, propan, bütan) içeren projelerin bu fiyat seviyelerinde bile ekonomik olmayı sürdürmesi ve petrole endeksli yüksek NGL fiyatlarından sağlanan kârlılığın, doğalgazın piyasa fiyatını önemsiz kılacak derecede yüksek olmasıdır. NGL, yaklaşık 40 USD/varil değerinde olup, kuyudan %40 oranında NGL, %60 oranında doğalgaz elde edilmesi durumunda, doğalgaz fiyatı 1 USD/MBtu olsa bile proje ekonomik olmaya devam etmektedir. %50 ve daha fazla oranda NGL içeren kuyular için ise doğalgazın fiyatı önemini yitirmektedir. Bu nedenle mevcut durumda yalnızca gaz içeren kuyulara yatırımlar durmuş olup, yeni açılan tüm kuyularda NGL ve doğalgaz birlikte çıkartılmaktadır [38].

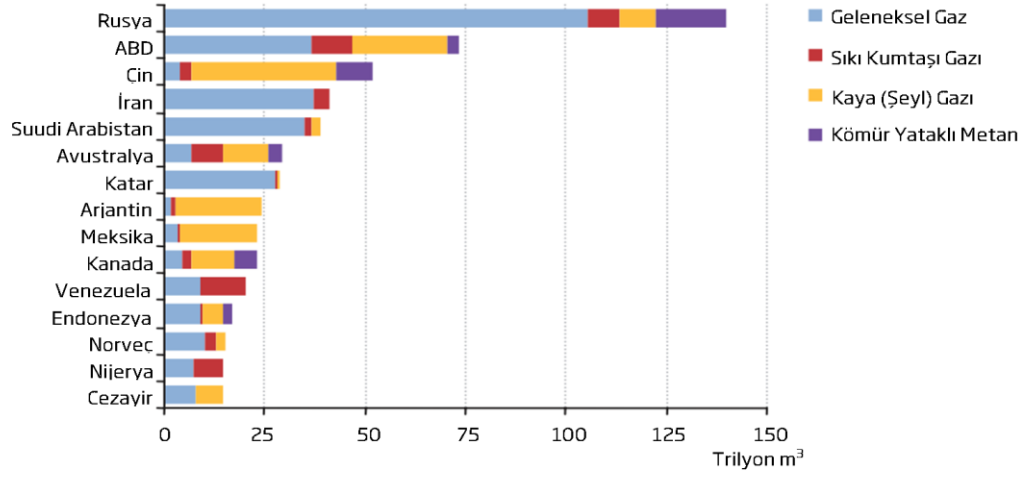
2011 yılı sonu verilerine göre dünyada geleneksel ve geleneksel olmayan çıkarılabilir doğalgaz rezervleri 790 trilyon m³ seviyesindedir. Ancak bu rakamın gelecek yıllarda yükselmesi ihtimal dâhilindedir. Daha gelişmiş tahmin metotları, doğalgaz çıkartmak için kullanılan teknoloji ve yöntemlerin gelişmesi, işletme maliyetlerindeki ve ekonomik koşullardaki değişime göre yapılan hesaplamaların

güncellenmesi, mevcut rezervuarların daha iyi etüt edilmesi ve yeni rezervuarların keşfedilmesi sonucunda hidrokarbonlar açısından çıkarılabilir nitelikteki rezervler sürekli olarak artmaktadır. Güncel çıkarılabilir doğalgaz rezervlerinin geleneksel ve geleneksel olmayan kaynaklara ve bölgelere göre dağılımı Çizelge 3.3'de gösterilmiştir.

Çizelge 3.3. Güncel çıkarılabilir doğalgaz rezervlerinin dağılımı [10]

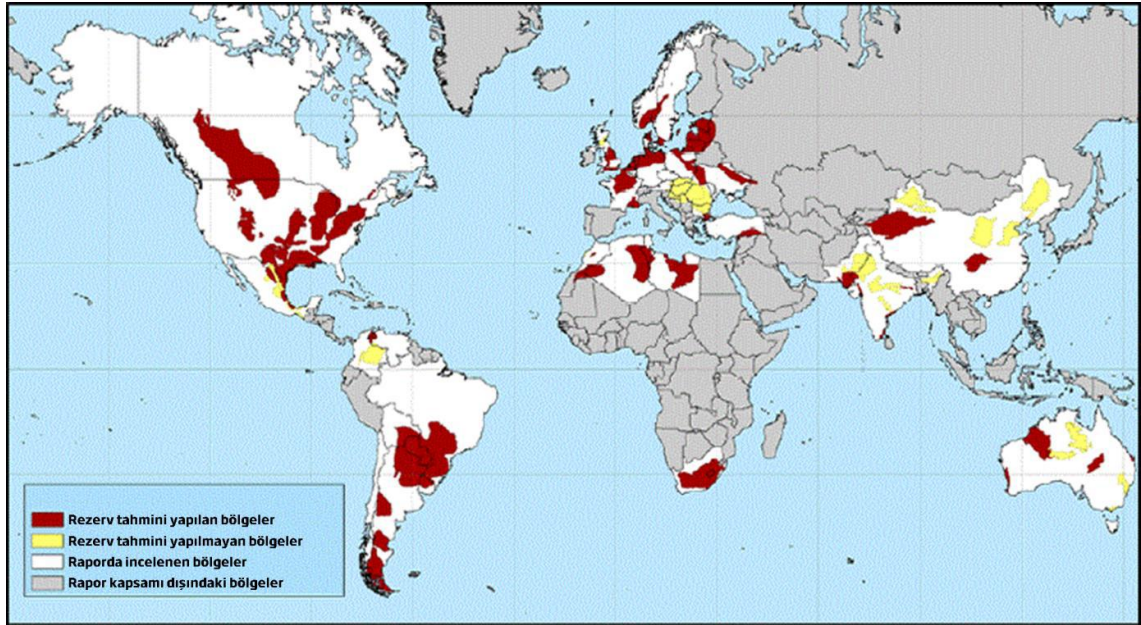
	Geleneksel Olmayan Gaz Kaynakları				ALT TOPLAM	TOPLAM
	Geleneksel Gaz Kaynakları	Sıkı Kumtaşı Gazı	Kaya Gazı	Kömür Yataklı Metan		
D.Avrupa/Avrasya	144	11	12	20	44	187
Ortadoğu	125	9	4	-	12	137
Asya-Pasifik	43	21	57	16	94	137
Amerika(OECD)	47	11	47	9	67	114
Afrika	49	10	30	-	40	88
Latin Amerika	32	15	33	-	48	80
Avrupa(OECD)	24	4	16	2	22	46
DÜNYA	462	81	200	47	328	790

Doğalgaz kaynaklarının ülkeler itibarıyla dağılımında ise Rusya, geleneksel doğalgaz kaynakları ile açık ara ilk sırada yer almaktadır. Rusya'nın ardından gelen ABD ve üçüncü sıradaki Çin açısından ise kaya gazı rezervleri kaynak kompozisyonunda önemli yer tutmaktadır. İran, Suudi Arabistan ve Katar'da rezervlerin çok büyük bölümü geleneksel doğalgaz kaynaklarından oluşmaktayken; Avustralya, Arjantin, Meksika ve Kanada'da geleneksel olmayan kaya gazı, sıkı kumtaşı gazı ve kömür yataklı metan rezervleri ağırlığı teşkil etmektedir. En fazla doğalgaz rezervine sahip 15 ülke ve rezerv kompozisyonlarının doğalgaz kaynaklarına göre dağılımı Şekil 3.4'de gösterilmiştir [39].



Şekil 3.7. En fazla doğalgaz rezervine sahip ülkeler [34]

ABD Enerji Bilgi İdaresi'nin (EIA - Energy Information Administration) 2011 tarihli raporunda dünya üzerinde aralarında Türkiye'nin de bulunduğu 14 bölge şeyl gazı kaynakları açısından incelenmiştir. Raporda incelenen bölgeler ve şeyl gazı rezervlerinin dağılımına Şekil 3.5'de yer verilmiştir.



Şekil 3.8: Şeyl Gazı rezerv dağılımı [35]

Dünya genelinde çok sayıda bölgede yüksek doğalgaz rezervleri içeren şeyl formasyonları olduğu bilinmesine rağmen, bu rezervlerin yaygın şekilde işletilerek doğalgaz elde edilmesi halen çok büyük ölçüde ABD'ye özgüdür. Çeşitli ülkelerde kaya gazı arama ve çıkartma faaliyetleri planlanmasına ve deneme kuyuları kazılmış olmasına rağmen, söz konusu faaliyetler ABD'deki aktivite ile kıyaslandığında cüzi ölçekte kalmaktadır. 2010 yılında geleneksel olmayan hidrokarbon kaynakları için kazılan kuyu sayılarına bakıldığında, bu durum daha iyi anlaşılmaktadır. Tüm dünyada açılan kuyuların yaklaşık %99'u ABD'de açılmıştır [39]. Küresel bazda geleneksel olmayan gaz üretimi rakamları da yukarıdaki Çizelgenin bir başka tezahürüdür. Gerek kaya gazı, gerekse diğer geleneksel olmayan gaz türlerinde ABD' deki üretim dünyanın diğer bölgelerinin çok üzerinde seyretmektedir.

ABD'ye ilişkin rakamlara bakıldığında, 1990 yılındaki 504 milyar m³'lük doğalgaz üretiminin 67 milyar m³'ünün geleneksel olmayan gazlardan, bu rakamın da yalnızca 4 milyar m³'ünün kaya gazından (5 milyar m³ kömür yataklı metan ve 59 milyar m³ sıkı kumtaşı gazı) oluştuğu görülmektedir. 1990'da toplam doğalgaz üretiminin %13'ünü teşkil eden geleneksel olmayan gazların payının, 2000 yılında %30'a, 2010'da %60'a, 2012 itibarıyla ise %65'e yükseldiği izlenmektedir. Bu oransal değişimin arkasında, geleneksel doğalgaz üretiminin 1990'daki 437 milyar m³ seviyesinden 2012'de 236 milyar m³'e gerilemesi olduğu kadar, kaya gazı üretiminde 2000'li yılların ortasından itibaren yaşanan çok hızlı artış yatmaktadır. ABD 'de 2000 yılında 9 milyar m³ olan kaya gazı üretimi, 2012'ye gelindiğinde 230 milyar m³ olmuştur [39]. ABD'de kaya gazı üretimindeki artışın önümüzdeki yıllarda da devam etmesi beklenmektedir. EIA tahminlerine göre kaya gazı üretimi 2015'te 251 milyar m³, 2020'de 313 milyar m³, 2030'da 401 milyar m³, 2035'te ise 434 milyar m³ olarak gerçekleşmesi beklenmektedir. Bu tahminlere göre kaya gazı üretiminin tüm doğalgaz üretimindeki payı 2012'deki %34'ten, 2035'te %49'a yükselecek; kömür yataklı metan ve sıkı kumtaşı gazı ile birlikte tüm geleneksel olmayan gaz türlerinin toplam üretimdeki payı ise 2035 itibarıyla %70'i aşacaktır [39].

Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tahminlerine göre küresel bazda yıllık geleneksel olmayan doğalgaz üretiminde 2010-2035 yılları arasında 800 milyar m³'ün üzerinde bir artış beklenmektedir. Bu üretim artışı ile birlikte geleneksel olmayan gazların

toplam üretimdeki payının 2010 yılındaki %14 seviyesinden 2035'te %26'ya yükseleceği tahmin edilmektedir. Küresel üretimdeki bu artışın büyük bölümünün ABD, Çin, Kanada ve Avustralya'dan kaynaklanması beklenmektedir [39].

Avustralya'da mevcut geleneksel olmayan gaz üretimi kömür yataklı metan ağırlıklıdır. 2011'de ülkenin doğalgaz üretiminin yaklaşık %12'sine karşılık gelen 6 milyar m³'lük üretim gerçekleştirilmiştir. Ürettiği doğalgazın ihracatı için LNG sıvılaştırma tesisleri inşa eden Avustralya'da kaya gazı rezervlerinin ise 10 trilyon m³ civarında olduğu tahmin edilmektedir. Öte yandan daha çok ülkenin batısındaki bölgelerde bulunan kaya gazı rezervlerinden üretim gerçekleştirilmesi, altyapıya uzaklığın maliyeti yükseltmesi nedeniyle kısa vadede zor görünmektedir. Bu nedenle önümüzdeki yıllarda da Avustralya'da geleneksel olmayan doğalgaz üretiminin kömür yataklı metan ağırlıklı olmayı sürdüreceği tahmin edilmektedir [39].

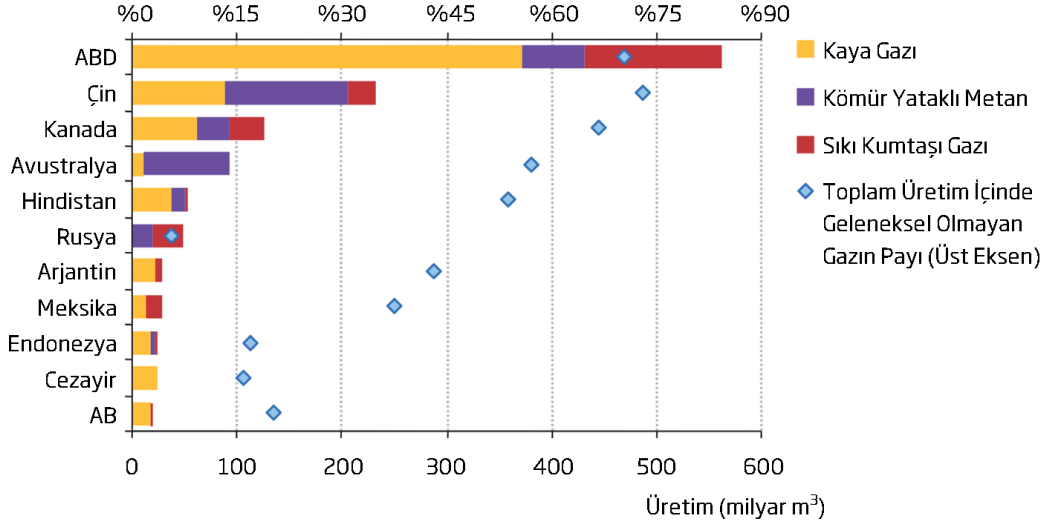
Kanada'da ise geleneksel olmayan doğalgaz üretiminin büyük bölümü sıkı kumtaşı gazından oluşmaktadır. Yıllık sıkı kumtaşı gazı üretimi 50 milyar m³, kömür yataklı metan üretimi 8 milyar m³, kaya gazı üretimi ise 3 milyar m³ civarındadır. Kanada'da geleneksel olmayan gaz üretiminin gelişimini büyük ölçüde ihracat imkânlarının belirleyeceği düşünülmektedir. LNG sıvılaştırma tesislerinin inşa edilmesi ve ülkede ihracata yönelik yatırım yapmaya başladığı gözlenen Asya menşeli firmaların faaliyetleri, üretim artışını desteklemesi muhtemel gelişmeler olup kaya gazı faaliyetlerinin batıdaki British Columbia'da yoğunlaşması beklenmektedir [39].

ABD dışında kaya gazı üretiminin agresif bir şekilde artması beklenen en önemli ülke Çin'dir. 12. Kalkınma Planı paralelinde kömür kullanımı yerine doğalgazın teşvik edildiği Çin'de, kaya gazı rezervleri ABD'deki rezervlerden daha yüksektir. Hâlihazırda yılda 30 milyar m³ civarında sıkı kumtaşı gazı üretilen Çin'de, kalkınma programı dâhilinde 2015 yılı itibarıyla yıllık 6,5 milyar m³, 2020 itibarıyla ise 60 ila 100 milyar m³ kaya gazı üretilmesi planlanmaktadır. Çin firmalarının kaya gazı üretimi için gerekli teknolojileri elde etmek amacıyla ABD'de kaya gazı sektöründeki firmalara yönelik yatırımlarının 6 milyar USD'yi aştığı hesaplanmaktadır. Diğer taraftan Çin'in kaya gazı rezervlerinin daha çok su

kaynaklarının kít olduğu bölgelerde yoğunlaşması ve jeolojik farklılıklar nedeniyle ABD'deki teknolojilerin doğrudan Çin'de uygulanabilirliğine yönelik belirsizlikler, kalkınma planında belirtilen üretim artışının bazı uzmanlarca fazla iyimser bulunmasına yol açmaktadır [40].

Önemli miktarda kaya gazı rezervinin bulunduğu tahmin edilen Avrupa'da ise sektörün gelişimini kamuoyunun çevresel hassasiyetleri paralelinde siyasi kararların belirleyeceği düşünülmektedir. Kırsal alanda nüfus yoğunluklarının fazla olması ve ABD'dekinden daha sıkı çevresel mevzuat da Avrupa genelinde kaya gazı üretiminin maliyetini yükseltmektedir. Fransa ve Bulgaristan' nın yanı sıra Almanya'da Kuzey-Ren Vestfalya eyaletinde, İsviçre'de Freiburg kantonu ile Kuzey İrlanda'da hidrolik çatlatma faaliyetleri yasaklanmış; Romanya'da da yasaklanmasına yönelik kamuoyu baskısı artmaya başlamıştır. Öte yandan İspanya'da Bask Bölgesel Yönetimi kaya gazı üretimini teşvik etmektedir. Avrupa'da kaya gazı üretimi açısından Polonya'daki gelişmelerin önemli olduğu düşünülmektedir. Rusya'ya olan doğalgaz bağımlılığının azaltılması amacıyla Polonya yönetimi kaya gazı üretimini güçlü bir şekilde desteklemektedir. Buradaki girişimlerin uygun çevresel düzenlemelerle hayata geçirilebilmesi ve tatmin edici üretim rakamlarına ulaşılabilmesi durumunda, Avrupa kamuoyunda çevresel tahribat ihtimali nedeniyle oluşan olumsuz imajın düzeltilebileceği umulmaktadır [40].

Bu çerçevede üretim potansiyeli yüksek olan ülkelerde 2035 yılında geleneksel olmayan doğalgaz üretimine ilişkin tahminler Şekil 3.6'da paylaşılmıştır.



Şekil 3.9. 2023 yılı doğalgaz üretim tahminleri [34]

Kaya gazı ve diğer geleneksel olmayan doğalgaz kaynaklarından ekonomik bir şekilde üretim gerçekleştirilmesi için bazı temel gereklilikler bulunmaktadır. Gelecek yıllarda doğalgaz potansiyelinin hangi ülkelerde üretim artışına dönüşeceği, bu faktörlerin ne şekilde bir araya getirilebildiğine bağlı olacaktır. Herhangi bir coğrafyada kaya gazı operasyonlarının başarılı olabilmesi için gerekli belli başlı unsurlar aşağıdaki gibi sıralanmaktadır [40]:

- Rezerv büyüklüğü ve kaynaklara erişim: Gaz üretilmesi düşünülen bölge için jeolojik ve sismik verilerin bulunması, ekonomik miktarlarda üretime el verecek ölçüde gaz rezervlerinin varlığı; faaliyet lisansı verilen arazinin planlanan projeler için yeterli büyüklükte olması, lisans sürelerinin tatmin edici üretim ve kârlılık sağlanabilecek uzunlukta ayarlanması.
- Mali ve düzenleyici yasal çerçeve: Şirketlerin rekabetçi bir şekilde yatırım yapabilmesine olanak verilmesi; yatırım ortamını düzenleyici kurumların ve mali çerçevenin oturmuş olması; siyasi, ekonomik ve yasal konularda belirsizlik bulunmaması; çevresel standartların net kurallara bağlanmış olması.
- Teknik bilgi birikimi ve uzmanlaşma: Gerekli jeolojik verilerin toplanması, değerlendirilmesi, kuyu açma lokasyonlarının, kuyu sayılarının ve derinliklerinin belirlenmesi, kuyuların kazılması ve operasyonun yürütülmesi, gazın çıkartılması ve nakliyesi aşamalarının her birinde eğitimli ve deneyimli iş gücü ve know-how bulunması.

- Altyapı: Çıkarılan doğalgaz ve sıvı hidrokarbonların pazarlara ulaştırılabilmesi için gerekli gaz dağıtım ve ulaştırma altyapısının varlığı, kapasitesi ve diğer niteliklerinin operasyona uygun olması; altyapı yatırımları konusunda devletin destekleyici ve tamamlayıcı yaklaşıma sahip olması.
- Talep ve fiyatlandırma: Çıkarılan ticarete konu hidrokarbonların rekabetçi bir şekilde satışının yapılabileceği pazarların ve pazar mekanizmalarının bulunması; gaz talebinin yeteri kadar yüksek olması ve piyasada oluşan fiyatların başa baş noktasının üzerinde anlamlı bir kârlılık sağlayacak seviyede gerçekleşmesi.
- Su kaynaklarına erişim: Hidrolik çatlatmada kullanılması gereken çok yüksek miktarlarda suyun sağlanabilmesi.

Yukarıdaki unsurların bir arada sağlanıp sağlanamayacağı, halen dünyanın kaya gazı üretimi planlanan bir çok bölgesi için belirsizdir. Çevresel tahribat endişesi ile kamuoyunda oluşan karışıklıklar, çevre ve diğer konularda mevzuatın yetersiz olması, üretim yapılabilecek bölgelerin doğalgaz boru hattı ağlarının uzağında kalması veya boru hattı kapasitelerinin düşüklüğü, teknik ekipman, deneyimli işgücü ve yüksek miktarda su kaynaklarına erişimin çoğu durumda kısıtlı olması gibi nedenler, kaya gazı üretimi açısından ABD dışındaki bölgelerde sıklıkla karşılaşılabilecek problemlerdir.

Bu problemlerin çözüme kavuşma hızı, devletlerin konuya yaklaşımı, gaz endüstrisinin çevresel tahribatı en aza indirmek üzere teknolojik yeniliklere gitmesi ve bunların yaygınlaşması, önümüzdeki dönemde küresel düzeyde kaya gazı ve diğer geleneksel olmayan doğalgaz kaynaklarının üretimi açısından belirleyici olacaktır.

3.4.1. Konvansiyonel Doğalgaz ve Kaya Gazı için Enerji ve Maliyet Cinsinden Kayıplar

Bir enerji santralinde enerji sarfiyatı çoğunlukla yakıtın, bu çalışmada doğal gaz/kaya gazı, süreçlerde kaybolmasıyla meydana gelir. Bunun yanı sıra verimliliğe dayalı kayıplar da olabilir. Ancak konvansiyonel doğal gaz santrali ile kaya gazın santrali için, enerji üretiminde kullanılan gazın özellikleri hemen hemen aynıdır. Asıl fark, gazın kullanılabilir hale gelene kadarki süreçlerdir. Yani en büyük ve önemli fark, gazın geldiği kaynaktır. Gazın kuyudan çıkarılması sırasında farklı teknikler kullanılır ve bu farklılıklar farklı sonuçlara yol açar [40].

Bu konuda en çok kullanılan ve güvenilirliği başka araştırmacılar tarafından onaylanmış veriler US Environmental Protection Agency (EPA) tarafından yayınlanmıştır. Gazın kaynaktan çıkarım aşamasından son kullanıcıya ulaşmaya kadarki tüm süreçler için meydana gelen enerji kayıplarının (metan kayıpları) toplam metan üretimine oranı cinsinden ifadesi, EPA kaynaklı çalışmalardan derlenmiştir. Enerji (metan gazı) kayıplarının her iki durum için de tüm süreçler için ayrı ayrı ve karşılaştırmalı gösterimi aşağıdaki Çizelge 3.4'dedir. [40].

Çizelge 3.4. Metan gazı kayıplarının üretilen toplam metana oranı şeklinde karşılaştırmalı gösterimi [40]

	Doğal Gaz	Kaya Gazı
Kuyunun kapatılması sırasında	%0.01	%1.9
Havalandırma ve ekipman kaçakları	%0.3-1.9	%0.3-1.9
Sıvı boşaltılması sırasında	%0-0.26	%0-0.26
Gaz işlenmesi sırasında	%0-0.19	%0-0.19
Taşıma, depolama ve dağıtım sırasında	%1.4-3.6	%1.4-3.6
Toplam	%1.7-6.0	%3.6-7.9

Çizelgede yer alan verilerin belirli bir kapasite için hacim ve enerji cinsinden ifade edilmesi, daha somut bir anlayış oluşturmak amacıyla yapılmıştır. 100 m³ metan üretim kapasitesi her durum için de varsayılmıştır. Bu varsayımla enerji kayıplarının m³ metan cinsinden hesaplaması yapılmıştır. Daha sonra metanın enerji miktarı olan 39 MJ/m³ kullanılarak enerji kayıplarının MJ cinsinden hesaplamaları yapılmıştır.

Çizelge 3.5. Metan gazı kayıplarının 100 m³ metan gazı üretim kapasitesi için m³ ve MJ cinsinden karşılaştırmalı gösterimi [40]

	Doğal Gaz		Kaya Gazı	
	m ³ /100 m ³ metan	MJ/100 m ³ metan	m ³ /100 m ³ metan	MJ/100 m ³ metan
Kuyunun kapatılması sırasında	0.01	0.39	1.9	7.41
Havalandırma ve ekipman kaçakları	0.3-1.9	11.7-74.1	0.3-1.9	11.7-74.1
Sıvı boşaltılması sırasında	0-0.26	0-10.14	0-0.26	0-10.14
Gaz işlenmesi sırasında	0-0.19	0-7.41	0-0.19	0-7.41
Taşıma, depolama ve dağıtım sırasında	1.4-3.6	54.6-140.4	1.4-3.6	54.6-140.4
Toplam	1.7-6.0	66.3-234	3.6-7.9	140.4-308.1

Enerji kayıplarının ekonomik boyutunu incelemek için enerji değerleri parasal değerlere çevrildi. Dünya Bankası'ndan (IMF) alınan doğal gaz fiyatları kullanılarak kayıpların ekonomik karşılığı hesaplandı. 2013 yılı için ortalama doğal gaz fiyatı Avrupa Birliği için 14.44 \$/mmbtu, Amerika Birleşik Devletleri içinse 3.73 \$/mmbtu. Hesaplama için Avrupa Birliği değerleri kullanıldı; önce mmbtu, MJ'a çevrildi (14.44 \$/mmbtu = 0.014 \$/MJ) sonra da yukarıdaki gibi 100 m³ metan kapasitesi için enerji kayıplarının maliyeti hesaplandı. Sonuçlar diğer sayfada ki Çizelge 3.6'da gösterilmiştir.

Çizelge 3.6. Metan gazı kayıplarının 100 m³ metan gazı üretim kapasitesi için \$ cinsinden karşılaştırmalı gösterimi [40]

	Doğal Gaz		Kaya Gazı	
	MJ/100 m ³ metan	\$/100 m ³ metan (A.B.)	MJ/100 m ³ metan	\$/100 m ³ metan (A.B.)
Toplam	66.3-234	0.9-3.28	140.4-308.1	1.97-4.31

3.4.2. Doğalgazlı ve Kaya Gazlı Kojenerasyon Sisteminin Termodinamik Analizi

Kojenerasyon ısı ve elektriğin birlikte üretildiği ‘birleşik üretim anlamına gelmektedir. Trijenerasyonise kojenerasyon sisteminde açığa çıkan ısıdan faydalanarak soğutmanın da elde edilmesi tekniğidir.

Trijenerasyon sisteminde, kimyasal enerjiyi mekanik enerjiye çeviren gaz motor, diesel motor ya da gaz türbini kullanılmaktadır. Mekanik enerjiyi elektrik enerjisine çevirmek için de generatör setler veya alternatör setler kullanılmaktadır. Isı enerjisinin büyük bir kısmını elde etmek için, kimyasal enerji mekanik enerjiye çevrilirken çıkan egzoz gazlarından yararlanılmaktadır. Buna ek olarak mekanik sistemin içinde olan yağlama sistemi ve soğutma suyu sisteminden de ısı enerjisi elde edilmektedir.

Trijenerasyon; kısaca, enerjinin elektrik, ısı ve soğutma formlarında aynı sistemden beraberce üretilmesidir. Sistemde mekanik enerjiyi bir alternatör sayesinde elektrik gücü üretmek için kullanılır. Buna ek olarak duman gazlarından faydalanılarak sıcak hava ve sıcak su üretimi gerçekleştirilir. Sistemde; bacadan dış ortama atılacak duman gazlarının içerdiği ısı enerjisinden yararlanılarak enerji tasarrufu yapılır ve böylece enerji verimi artar. Bu birliktelik, üç enerji formunun da tek tek kendi başlarına ayrı yerlerde üretilmesinden daha ekonomiktir.

Trijenerasyon sistemlerinde motor ceket suyu ve egzoz gazından elde edilen ısı enerjisi genellikle iklimlendirme, sıcak su, buhar veya kızgın su üretiminde kullanılır.

Trijenerasyonunkojenerasyondan farkı ise sisteme dahil edilen soğutma sistemidir. Bu sistemler genelde absorpsiyonlu soğutma sistemleridir.

Atık gazların, absorpsiyonlu (yutucu) soğutucularda kullanılarak soğutma elde edilmesi bileşik ısı-güç üretimi için yeni bir uygulamadır. Böylece elektrik ve proses ısısı yanında, bileşik ısı-güç üretimiyle soğutma etkisi de elde edilebilir. Bu uygulamaya kaynaklarda 'trijenerasyon' adı verilmektedir.

Yani elektrik üretimi yanında ısıtma ve soğutma yapılabilir. Yaz aylarında genellikle ihtiyaç duyulan ısı miktarı daha düşüktür. Bu durumda elektrik üretim prosesinden açığa çıkan atık ısı absorpsiyonlu çiller vasıtasıyla soğutma enerjisine dönüştürülür. Trijenerasyon ve kojenerasyon sistemlerine genel olarak da birleşik ısı-güç sistemleri de denilmektedir. Sistem her an farklı senaryolarda kullanılabilir. Bunlar; tam ısıtma, tam soğutma, yarı ısıtma-yarı elektrik üretimi vs.

Basit çevrimde çalışan, yani sadece elektrik üreten bir gaz türbini ya da gaz motoru kullanılan sistemlerde, enerjinin % 30-40 kadarı elektriğe çevrilebilir. Bu sistemin trijenerasyon şeklinde kullanılması halinde sistemden dışarıya atılacak olan ısı enerjisinin büyük bir bölümü kullanılabilir enerjiye dönüştürülerek toplam enerji girişi % 70-90 oranında değerlendirilir. Bu tekniğe birleşik ısı-güç sistemleri ya da kısaca trijenerasyon denir.

Temel olarak elektrik enerjisi üretim işlemi; kullanılan temel yakıtın yanmasıyla mekanik enerjinin oluşması sağlanır. Bu mekanik enerjide jeneratör sayesinde elektrik enerjisine dönüşmektedir. Bu işlem esnasında oluşan yanma sonucu yan ürün olarak 400-500°C sıcaklığındaki egzoz gazı ve motorun soğutulmasında kullanılan ceket suyunun ısınması sonucunda 80-100°C sıcaklığında sıcak su elde edilir. Elde edilen bu atık ısılar, ısı eşanjörlerinden ve kazanlardan geçirilerek buhar veya sıcak su elde edilmekte kullanılmaktadır.

Bileşik ısı-güç üretimi özellikle Kuzey Avrupa ve Doğu Avrupa'da bölge ısıtmasıyla birlikte uygulanmıştır. Yakıttan tasarruf sonucunda, bu santrallerin geri ödeme süreleri genellikle üç ile dört yıl arasındadır. Yıllardır Avrupada ısınma sistemlerinin tek merkezden yapılması ve bina yapılarının site düzeninde olması sistemin kullanılabilirliğini arttırmıştır. Bu sayede atık ısı kayıplarında minimumda tutabilmişlerdir.

Bir yerin elektrik enerjisini üretmek amacıyla doğalgaz motorlu generatör seti, kızgın su ihtiyacını karşılamak üzere atık ısı kazanı, soğuk su ihtiyacını karşılamak üzere absorpsiyonluchiller soğutma ünitesi ve yardımcı tesisatlardan oluşan bileşik elektrik ısı-güç santrallerinden yararlanılabilir.

Gaz türbinlerinde trijenerasyon uygulamaları yaygın olarak 4.5-20 MW güç aralığında uygulanmaktadır. Buna karşılık ülkemizde gaz motorları daha düşük güçlerde, özellikle 1 MW seviyelerinde tutulmaktadır. Ancak gaz motoru trijenerasyon uygulamalarında bu boyutta sınırlamak doğru değildir. Tek modülde 100 kW seviyelerinden 3 MW seviyelerine kadar motorlar mevcut olup, Avrupa'da bu modüller ile yapılan santrallerde 10 MW güç seviyesinden kullanılması mümkün olmaktadır.

Kojenerasyon tesislerinin basit çevrimdeki sistemlerden daha yüksek verimle çalışmasının başlıca nedeni egzoz gazlarından faydalanarak ikinci bir enerji üretmektir. Basit bir çevrimde, sadece elektrik üreten gaz türbini ya da motor, enerjinin % 30-40'ını elektriğe çevirirken; kojenerasyonsisteminde dışarıya atılacak ısının büyük kısmı kullanılabilir enerjiye dönüşmektedir. Böylece toplam enerji girişinin %60-90'ı değerlendirilmektedir. Bu tekniğe aynı zamanda Birleşik Isı-Güç Sistemleri denilmektedir. Şekil 3.7'de kojenerasyon tesislerini oluşturan sistemin şematik görünüşü verilmektedir. Kojenerasyon tesislerinde jeneratörü tahrik eden gaz türbini, gaz motoru ve dizel motoru olmak üzere 3 farklı motor kullanılmaktadır. Gaz türbini (Şekil 3.8), havayı sıkıştırıp, gaz veya sıvı yakıtı yakarak elektrik jeneratörünü döndüren sistemdir. Gaz türbininden çıkan egzoz gazları, sıcaklığı çok fazla olduğundan, atık ısı kazanında değerlendirilip yüksek verimde ısı enerjisi elde etmede kullanılmaktadır. Gaz türbinleri genel olarak 1 MW ve üstü güçlerde kullanılmakta ve ısı üretimleri türbin çıkış gücünün 2.5 – 3 katı kadar olmaktadır.

Kojenerasyon tesislerinde kullanılan yakıt tipi; genel olarak doğalgazdır. Doğalgazın ekonomik oluşu, depolanma gereksiniminin olmaması, yanma özelliğinin iyi olması ve çevre dostu olması kullanım alanını genişletmektedir. Doğalgazı izleyen diğer yakıtlar; propan, dizel, sıvı yakıt no 4, sıvı yakıt no 6 ve nafta olarak sıralanabilir. Doğalgaz ve propan ticari olarak kullanılırken biyogaz, kok gazı ve odun gazı çöplükler ya da özel

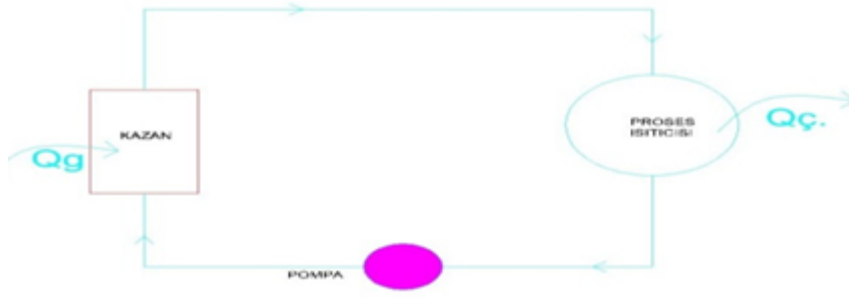
gazlar üreten tesislerde kullanılmaktadır. Dizel yakıtının yanması verimli, emisyon oranı düşüktür. Fiyatı sebebiyle kojenerasyon sistemlerinde ana yakıt olarak kullanılması ekonomik değildir. Ancak gaz kesintilerine karşı ek yakıt olarak ve elektrik kesintilerinde dizel jeneratörü çalıştırması sırasında kullanılması uygun görünmektedir. Sıvı yakıtların emisyonlarında arıtma gerektirdiği için bu tesislerde ekonomik olarak kullanılamamaktadır. Gaz yakıtların türbin ve motorlarda yakılabilmesi için en önemli kriterler metan sayısı, ısıl değeri ve doğrusal alev hızıdır.

3.4.3. Termodinamik Analiz

Bu çalışmada, 10 MW'lık elektrik ihtiyacını karşılaması planlanan bir bileşik ısı-güç sistemi oluşturuldu. Kojenerasyon sisteminde kullanılacak yakıt olarak doğalgaz ve kaya gazı seçildi. Hava kompresörü, yanma odası, gaz türbini, hava ön ısıtıcısı ve ısı rejeneratör-buhar jeneratöründen oluşan sistemin termodinamik analizi yapıldı. Kojenerasyon sistemi için değişkenler ve parametreler belirlendikten sonra sistem ekipmanlarının her birinin giriş ve çıkış noktaları için sıcaklık, basınç, entalpi ve entropi değerleri hesaplanmıştır.

Sisteme çevre koşullarında alınan hava, kompresör tarafından emilerek sıkıştırılır. Bunun sonucunda basıncı ve sıcaklık artar. Yüksek basınçlı hava, hava ön ısıtıcısı adı verilen ters akışlı bir ısı değiştiricisinden geçirilerek türbinden çıkan yanma sonu gazlarıyla ısıtılır. Isıtılan havayla yakıtın sabit basınçta yanmanın meydana geldiği yanma odasına girer. Yanma sonunda oluşan yüksek sıcaklıktaki gaz genişletilerek türbinde iş'e çevrilir. Türbinden çıkan egzoz gazları ilk önce hava ön ısıtıcısından geçirilir. Daha sonra yüksek sıcaklıktaki gazlar atmosfere atılmadan önce atık ısı buhar kazanında buhar veya sıcak su üretilmek için kullanılır.

Fakat mühendislik sistemlerinin büyük bir kısmında enerji gereksinimi ısı biçimindedir. Kimya kağıt petrol çelik gıda ve tekstil endüstrileri gibi bazı endüstrilerde ısıl işlemler önemli bir yer tutar. Isıl işlemler için gerekli ısıya Proses Isısı denir. Bu tesislerde proses ısısı genellikle 5 ile 7 atmosfer arasında ve 150 °C ile 200 °C sıcaklıkları arasında su buharı ile sağlanır. Buharı oluşturmak için gerekli ısı ise kömür, sıvı yakıtlar, doğalgaz, kaya gazı ve benzeri yakıtlarla bir kazanda yakılarak elde edilir.



Şekil 3.10. Sistem Şeması

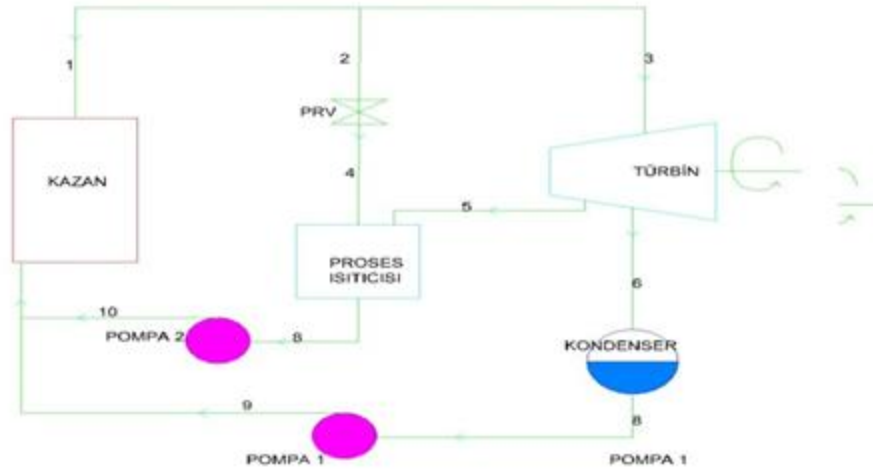
Buhar türbünlü ideal bileşik güç çevriminin en ilgi çekici yanı yoğuşturucunun olmamasıdır. Böylece çevreye verilen atık ısıda yoktur. Başka bir deyişle, kazanda buhara verilen tüm enerji elektrik enerjisine veya proses ısısına dönüşmektedir. Bir bileşik ısı güç santrali için enerjiden yararlanma oranı ϵ_y şöyle bulunur.

$$\epsilon_y = \frac{\text{üretilen net güç} + \text{proses ısısı}}{\text{girilen toplam ısı}} = \frac{W_{net} + Q_p}{Q_g}$$

$$\epsilon_y = 1 - \frac{Q_\zeta}{Q_g}$$

Burada;

Q_ζ = Yoğuşturucuda çevreye verilen ısıdır. Q_ζ aynı zamanda borulardan ve diğer elemanlardan çevreye verilen ısı geçişini de kapsamaktadır, fakat bu kayıplar küçük olduklarından ihmal edilebilir. Yukarıdan bağıttan açıkça görüleceği gibi, buhar türbinli ideal bileşik ısı güç santralinin enerjiden yararlanma oranı yüzde 100'dür. Gerçek bileşik ısı güç santrallerinde enerjiden yararlanma oranları yüzde 70 dolaylarındadır.



Şekil 3.11. Kojeneratif Sistem Şeması

Bileşik ısı güç santrali yukarıda verilmiştir. Normal çalışma düzeninde, bir miktar buhar, önceden belirlenen bir P_6 basıncında türbinden ayrılır. Buharın geri kalanı türbinde yoğuşturucu basıncına kadar genişledikten sonra sabit basınçta yoğuşur. Yoğuşturucuda çevreye verilen ısı çevrimin atık ısısı olmaktadır.

Proses ısı yükü fazla olduğu zamanlarda, buharın tümü proses ısı değiştiricisine yönlendirilir. Bu durumda yoğuşturucuya buhar gitmez, ve atık ısı sıfır olur. Bu da yeterli olmazsa, kazandan çıkan buharın bir bölümü, bir basınç düşürücü vanadan (PRV) geçirilerek $P_6(P_5)$ basıncına düşürülür ve proses ısı değiştiricisine gönderilir. En yüksek miktarda proses ısısı, kazanda üretilen buharın tümü vanadan geçtiği zaman sağlanır. Bu durumda $m_5=m_4$ olur ve türbinde güç üretilmez. Isıl işlemler için ısı gerekmediği zaman, kazanda üretilen buharın tümü türbinden ve yoğuşturucudan geçer. Bu durumda $m_5=m_6$ olur.

Bir bileşik ısı güç çevrimi için, çevrime verilen ısı, çevrimden atılan ısı, sağlanan proses ısısı ve üretilen güç aşağıdaki bağıntılar ile bulunur.

$$Q_g = m_3(h_4 - h_3)$$

$$Q_ç = m_7(h_7 - h_1)$$

$$Q_p = m_5 h_5 + m_6 h_6 - m_8 h_8$$

$$W_{türbin} = (m_4 - m_5)(h_4 - h_6) + m_7(h_6 - h_7)$$

3.4.4. Örnek Sistemin Termodinamik Analizi

$$T_1 = 500$$

$$P_1 = 7000$$

$$h_1 = h(\text{'Water'}; T=T_1; P=P_1)$$

$$h_2 = h_1$$

$$h_3 = h_2$$

$$P_4 = 500$$

$$h_3 = h_4$$

$$P_5 = 500$$

$$x_5 = 0,995$$

$$h_5 = h(\text{'Water'}; P=P_5; x=x_5)$$

$$P_6 = 5$$

$$x_6 = 0,798$$

$$h_6 = h(\text{'Water'}; P=P_6; x=x_6)$$

$$V_7 = V_8$$

$$P_7 = 500$$

$$x_7 = 0$$

$$h_7 = h(\text{'Water'}; P=P_7; x=x_7)$$

$$P_8 = 5$$

$$V_8 = 0,001005$$

$$x_8 = 0$$

$$h_8 = h(\text{'Water'}; P=P_8; x=x_8)$$

$$P_9 = 7000$$

$$h_9 = h_8 + W_{\text{pompa1}}$$

$$P_{10} = 7000$$

$$h_{10} = h_7 + W_{\text{pompa2}}$$

$$W_{\text{pompa1}} = V_8 \cdot (P_9 - P_8)$$

$$W_{\text{pompa2}} = V_7 \cdot (P_{10} - P_7)$$

$$m_1 = 15$$

3.4.5. Analiz Sonuçları

Çizelge 3.7. Analiz Sonuçları

m2_1=7 [kg/s]
m2_2=0 [kg/s]
m2_3=7 [kg/s]
m2_5=0 [kg/s]
m2_6=7 [kg/s]
m_1=7 [kg/s]
m_3=0 [kg/s]
m_4=7 [kg/s]
m_5=0 [kg/s]
m_6=0 [kg/s]
m_7=7 [kg/s]
Q_g=21997 [KW]
Q_pmax=18529 [KW]
W_net=8464 [KW]
W_pompa1=7.03 [kJ/kg]
W_pompa2=6.533 [kJ/kg]
W_pompag=49.21 [kJ/kg]
W_türbin=8513 [KW]
$\varepsilon=40\%$

Çizelge 3.8. Sistem Termodinamik Değerleri

	P (Kpa)	T (°C)	h(kj/kg)	V (m³/kg)	x
1	7000	450	3287		
2			3287		
3			3287		
4	500		3287		
5	500		2738		0.995
6	5		2071		0.798
7	500		640.3	0.001005	0
8	5		137.7	0.001005	0
9	7000		144.8		
10	7000		646.8		

Kazanda Üretilen tüm buhar basınç düşürücü bir vana ile ısı değiştiriciye taşınırsa

Çizelge 3.9. Kazan Çıkış Sıcaklığının Toplam Güce Etkisi

T [1] °C	Q (KW)
400	17886
410	18058
420	18229
430	18398
440	18565
450	18732
460	18898
470	19063
480	19228
490	19392

Çizelge 3.10. Debinin Güce Etkisi

M (kg/s)	Q (KW)
3	8028
4	10704
5	13380
6	16056
7	18732
8	21408
9	24084
10	26760
11	29436
12	32112

Proses ısısı sağlanmadığı durum

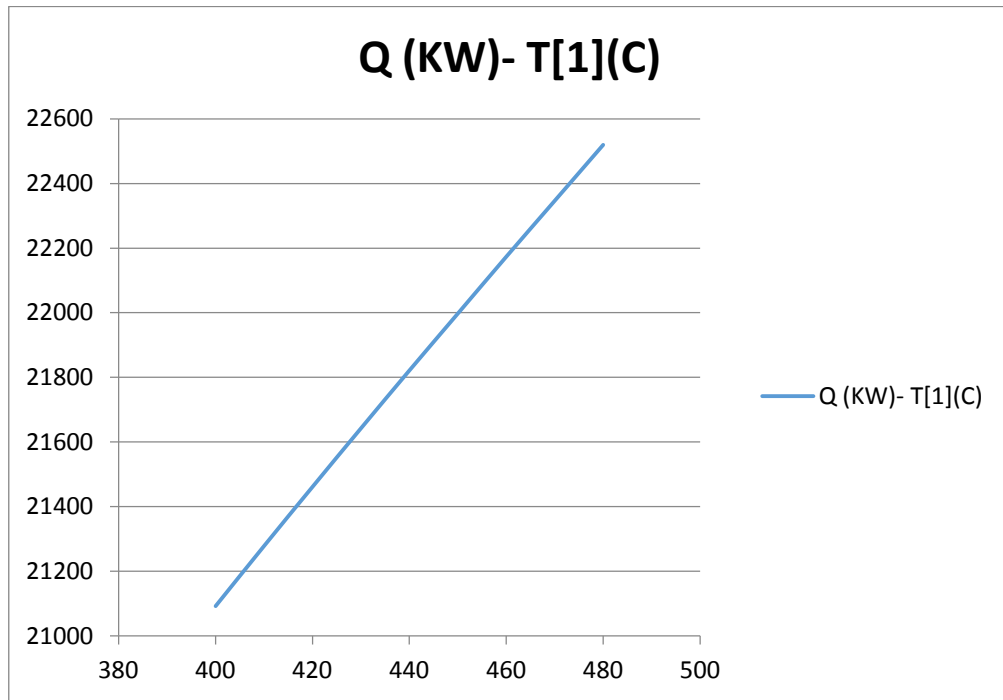
Çizelge 3.11. Kazan Çıkış sıcaklığının Güce etkisi

T [1]°C	Q (KW)
400	21092
410	21278
420	21461
430	21642
440	21821
450	21997
460	22173
470	22346
480	22519
490	22690
500	22840

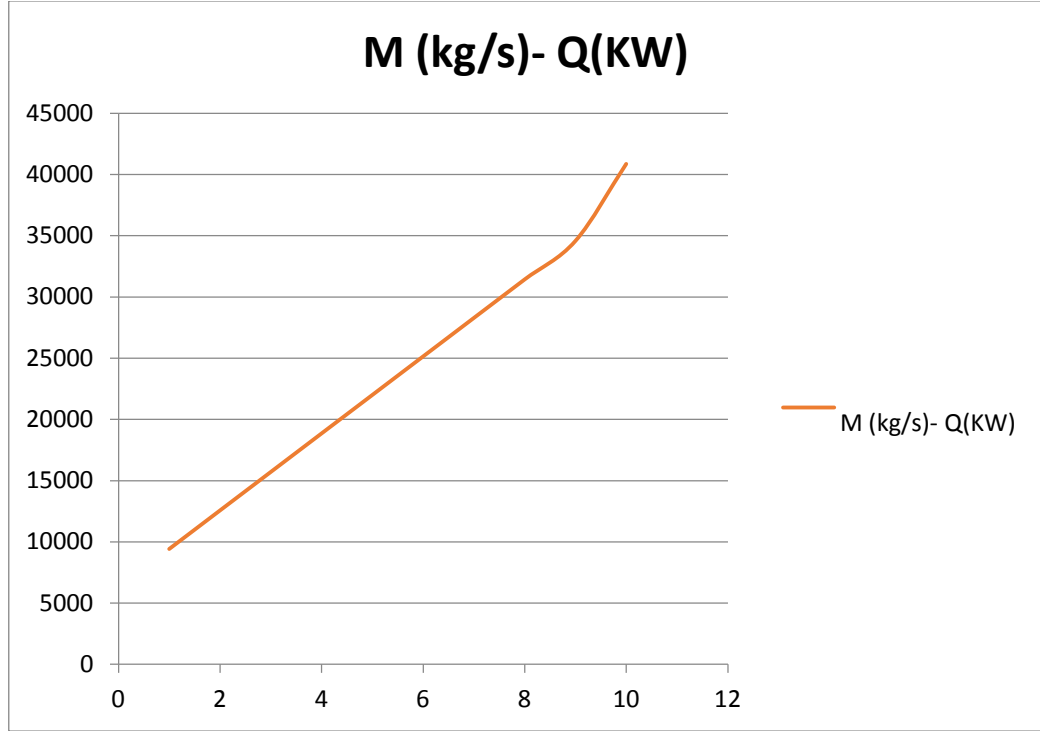
Çizelge 3.12. Debinin Güce Etkisi

M (kg/s)	Q (KW)
3	9427
4	12570
5	15712
6	18855
7	21997
8	25140
9	28282
10	31425
11	34567
13	40852

Çizelge 3.13. Qmax- T[1] değişimi



Çizelge 3.14. Qg- m21 değişimi



3.4.6. Maliyet Analizi

YAKITLARIN ISIL DEğERLERİ					
		Alt Isıl Değerler		Üst Isıl Değerler	
YAKIT		kCal	kWh	kCal	kWh
DOğALGAZ	N m ³	8250	9.59	9155	10.62
Kaya Gazı	m ³	8250	9.59	9155	10.62

	TL/M ³	TL/KWH
Doğal Gaz	0.93	0.087
Kaya Gazı	0.198	0.0174

3.4.7. Doğalgaz ve Kaya Gazı Maliyeti

$$Q_g = 18529 \text{ KW}$$

$$Q_g * 3600 = 66693600 \text{ Kj}$$

$$V = 66693600 / 8250$$

$$V = 8084 \text{ m}^3 \text{ Doğal gaz yapar}$$

$$\text{Fiyat} = 8084 * 0.93 = 7218 \text{ TL sistemin saatlik yakıt tutarı}$$

$$V = 8084 \text{ m}^3 \text{ Kaya gaz yapar}$$

$$\text{Fiyat} = 8084 * 0.198 = 1600 \text{ TL sistemin saatlik yakıt tutarı}$$

4. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Enerji başlığı, tüm ülkeler açısından ekonomik ve siyasi boyutlarıyla hayati önemdedir. İster geniş kaynaklara sahip olsun, ister enerjide dışa bağımlı olsun; başta fosil yakıtlar olmak üzere enerji üretimi ve ticaretinde zincirin neresinde yer aldıkları, ülkelerin ekonomilerini ve siyasetlerini doğrudan etkileyebilmektedir. Bu nedenle enerji kaynaklarına düşük maliyetle, kesintisiz ve yeterli erişim olarak tanımlanabilecek enerji güvenliğinin sağlanması, her ülke için bir zorunluluk olarak değerlendirilmektedir.

Küresel ısınmayla mücadele ve sürdürülebilirlik bağlamında yenilenebilir enerji kaynaklarının giderek daha fazla gündeme gelmesine rağmen halen küresel enerji talebinin büyük bölümü fosil yakıtlarla karşılanmaktadır. Gelecek yıllarda paylarının azalması beklenmekte birlikte, 2035 itibarıyla toplam enerji ihtiyacının %75'inin hidrokarbonlardan karşılanacağı tahmin edilmektedir. Petrol, kömür ve geleneksel doğalgaz kaynaklarının ülkelere dağılımı, bu kaynaklardan gerçekleştirilen üretim ve enerji kaynaklarının ticareti, aynı zamanda jeopolitik bir denklemi tanımlamaktadır. Bu çerçevede kaya gazıyla ilgili gelişmeler, enerji kaynaklarının dağılımı, üretimi ve ticaretinde önemli değişikliklere neden olma potansiyeli dolayısıyla söz konusu jeopolitik denklemde de değişiklikleri gündeme getirebilecektir.

Geçtiğimiz on yılda ABD'de yaygın bir şekilde üreilmeye başlanan kaya gazı, benzer jeolojik özelliklere ve kaya gazı rezervlerine sahip olan diğer bölgelerde de alternatif bir doğalgaz kaynağı olarak tartışılmaya başlanmıştır. Özellikle mevcut durumda enerjide net ithalatçı konumunda olan ülkeler açısından bu rezervlerin değerlendirilmesi önemli avantajlar sağlayabilecektir. Kaya gazı üretiminin küresel ölçekte artması, doğalgaz ticaretinin de farklılaşmasına neden olabilecektir. Denizaşırı uzun mesafelerde doğalgaz nakliyatı için kurulması planlanan LNG sıvılaştırma ve gazlaştırma tesislerinin devreye alınmasıyla birlikte spot LNG piyasalarının da gelişmesi beklenmektedir. Bu gelişmelerin, geleneksel olarak boru hatlarıyla yapılan ve uzun vadeli doğalgaz alım kontratlarına konu olan ticaret şekline ciddi bir alternatif yaratacağı ve kontrat sürelerinin kısalmasına neden olacağı tahmin edilmektedir. LNG piyasasında derinliğin artışıyla birlikte şimdiki durumda uzun vadeli anlaşmalarla gaz ihraç eden ülkelerin tekel avantajlarını ve bundan doğan fiyatlama güçlerini belli ölçülerde yitirmesi öngörülmektedir. Enerji ihtiyacının önemli bir bölümünü doğalgazdan karşılayan ve

doğalgazın tamamına yakını ithal eden Türkiye için de, sahip olduğu kaya gazı rezervlerinin değerlendirilmesi önem taşımaktadır. Mevcut en güncel incelemeye göre Türkiye'nin çıkarılabilir kaya gazı rezervleri 424 milyar m³ olup, bu rakam ülkenin yaklaşık 10 yıllık doğalgaz ihtiyacına karşılık gelmektedir. Öte yandan yeni sismik çalışmalarla elde edilecek verilerle birlikte Türkiye'nin rezervlerinin de artabileceği ifade edilmektedir. Henüz başlangıç aşamasında olmakla birlikte Türkiye'de kaya gazı üretimi için çalışmalar başlamış durumdadır. TPAO ile anlaşma yapan firmaların yanı sıra TPAO'nun da kendi sahalarında üretim için çalışma yürüttüğü belirtilmektedir.

Gerek dünya doğalgaz piyasasında yaşanması muhtemel değişim, gerekse Türkiye'deki potansiyelin hayata geçirilme süreci çerçevesinde kaya gazı üretimi ile ilgili gelişmelerin önümüzdeki dönemde ülkemizin enerji gündeminin ilk sıralarında yer alması beklenmektedir. Yatırımların yaygınlaşması ve artan miktarlarda üretime başlanabilmesi durumunda kaya gazı kaynaklarının, enerji güvenliğinin sağlanması açısından Türkiye'nin elini güçlendireceği değerlendirilmektedir.

Ülkemizde ise, petrol ve doğalgaz ihtiyacının büyük bir bölümü ithalat yapılarak karşılanmakta, bunun için önemli miktarda döviz harcanmaktadır. Petrol ve doğalgaz arama ve üretim çalışmalarının hızla devam ettiği ülkemizde petrol ve doğalgaz krizi henüz çözülmüş değildir.

Ereğli-Bor havzasındaki petrollü şeyllerin kimyasal, mineralojik-petrografik ve teknolojik özellikleri ile beraber, şeyl petrolü doğalgaz verimliliğinin ve şeyl petrolü-doğalgaz üretilebilecek seviyelerin belirlenmesi gerekmektedir.

Havzada, MTA-TPAO ortak çalışma projesi oluşturarak, MTA Genel Müdürlüğü arazide jeolojik etüt ve sondaj programını yürütürken, TPAO da laboratuvar analizlerini gerçekleştirebilir. Petrollü şeyllerden yerinde retortlama yöntemi ile şeyl petrolü üretmek için ön araştırma niteliğindeki çalışmaların bütünü MTA-TPAO imkânları ile yürütülebilecek bir çalışmadır.

Havzadaki petrollü şeyller arasında bulunan çözünebilir kimyasal tuzların (halit, globerit, tenardit) çözelti madenciliği ile üretilmesi sonucu yeraltında oluşacak boşluklarda petrollü şeyller yerinde ısıtılarak petrol üretimi çok daha kolay ve düşük maliyetle gerçekleştirilebilir. Madencilik faaliyeti olmadan gerçekleştirilecek olan işlemlerde çevre kirliliği de problem oluşturmayacaktır.

Dünyada yakın zamanlarda yaşanması muhtemel petrol krizi sebebiyle, petrollü şeyllerden üretilen şeyl petrollerinin hidrojen ve yenilenebilir enerji kaynaklarına geçişte köprü olması beklenmektedir. Tüm dünya ülkeleri yerli enerji kaynakları üzerinde AR-GE çalışmaları gerçekleştirerek alternatif petrol ve doğalgaz kaynak araştırmaları yapmaktadır.

Bu sebeplerle, Ereğli-Bor havzasında ülkemizdeki özel ya da kamu kuruluşlarının sıvı petrol araştırma ve petrollü şeyl kayaçlarından yerinde retortlama yöntemiyle şeyl petrolü üretmek amacıyla ön araştırma projeleri oluşturarak çalışmalara acil olarak başlaması önerilmektedir.

5. KAYNAKLAR

- [1] Abdalla, Charles W.; Drohan, Joy R. (2010) (PDF).Water Withdrawals for Development of Marcellus Shale Gas in Pennsylvania. Introduction to Pennsylvania's Water Resources (Report). The Pennsylvania State University. Retrieved 16 September 2012. "Hydrofracturing a horizontal Marcellus well may use 4 to 8 million gallons of water, typically within about 1 week. However, based on experiences in other major U.S. shale gas fields, some Marcellus wells may need to be hydrofractured several times over their productive life (typically five to twenty years or more)"
- [2] Accenture Report.2012 Water and Shale Gas Development Leveraging the US experience in new shale developments
- [3] Atabey, E. ve Ayhan, A., 1986. Niğde-Ulukışla-Çamardı-Çiftehan yöresinin jeolojisi. *MTA Rapor No:957*, Ankara
- [4] Bahtiyar, İ. (2013) “*Is Shale Gas & Oil an Opportunity for Turkey and Investors*”, *Türkiye Uluslararası Şeyl Gaz ve Petrol Konferansı*, 20-21 Şubat 2013
- [5] Blumenthal, M. N., 1952. Toroslarda yüksek Aladağ silsilesinin coğrafyası stratigrafisi ve tektoniği hakkında yeni etütler. *MTA yayınları*, Seri D, No:6, Ankara.
- [6] Bruce Gellerman and Ann Murray (10 August 2012)."Disposal of Fracking Wastewater Polluting PA Rivers".*PRI's Environmental News Magazine (Public Radio International)*. Retrieved 14 January 2013.
- [7] Demirtağlı, E., Bilgin, A.Z., Erenler, F., Işıklar, S., Sanlı, D. Y., Selim, M. Ve Turhan, N., 1973. *Bolkardağlarının Jeolojisi. Cumhuriyetim 50. Yılı Yerbilimleri Kongresi*, MTA Yayını, 42-57 s. Ankara.
- [8] Enerji Enstitüsü, <http://enerjienstitusu.com> (Erişim Tarihi : 25.08.2014)

- [9] Ground Water Protection Council; ALL Consulting (April **2009**) (PDF). Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer (Report).*DOE Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory*. pp. 56–66. DE-FG26-04NT15455. Retrieved 24 February **2012**.
- [10] Horizontal drilling boosts Pennsylvania's natural gas production. EIA. 23 May 2012. Retrieved **2012-09-16**.
- [11] <http://www.engineeringtoolbox.com/> (Erişim Tarihi : 24.06.**2014**)
- [12] <http://www.lesechos.fr> (Erişim Tarihi : 07.07.**2014**)
- [13] <http://www.mta.gov.tr/> (Erişim Tarihi : 03.06.**2014**)
- [14] <http://www.turkarapnews.com/> (Erişim Tarihi : 04.06.**2014**)
- [15] International Energy Agency (**2012**), “Golden Rules for a Golden Age of Gas”
- [16] International Energy Agency (**2012**), “Key World Energy Statistics”
- [17] International Energy Agency (**2012**), “Gas: Medium Term Market Report”
- [18] International Energy Agency (**2012**), “Natural Gas Information”
- [19] International Energy Agency (**2012**), “World Energy Outlook 2012”
- [20] Koca Ö. (**2013**), “*şeyl Gaz, çevre ve Yasal Mevzuat*”, *Türkiye Uluslararası şeyl Gaz ve Petrol Konferansı*, 20-21 şubat **2013**
- [21] Köker, A ve Tola, N., **1989**, Bolu, Göynük Bitümlü şistlerinin detay analizleri ve retortlama yöntemi ile sentetik ham petrol eldesi imkânlarının araştırılması, *MTA raporu*, Ankara.
- [22] KPMG (**2011**), “*Shale Gas – A Global Perspective*”
- [23] Kul M. (**2013**), “Geleneksel Olmayan Gaz”, *Türkiye Uluslararası şeyl Gaz ve Petrol Konferansı*, 20-21 şubat **2013**
- [24] MITEI [MIT Energy Initiative] (**2011**). “*The Future of Natural Gas: An Interdisciplinary MIT Study*,” Cambridge, MA.

- [25] Murat, A. **2007**, Ereğli (Konya)-Bor (Niğde) Neojen Havzasında Yeni Belirlenen Petrol Bulgusu Üzerinde Ön Jeolojik Değerlendirmeler, *Kapadokya Yöresinin Jeolojisi Sempozyumu Bildiri Özleri*, Niğde
- [26] Murat, A, **2008**, MTA'nın çalışmaları sırasında tespit edilen yeni bir petrol bulgusu (Niğde-Bor-Badak sahası), *MTA Doğal Kaynaklar ve Ekonomi Bülteni*, Sayı.4, 23-25, Ankara
- [27] Oil & Gas Journal, <http://www.ogj.com> (Erişim Tarihi : 04.05.2014)
- [28] Öztaş Y. (**2013**), “*New Horizon for Turkey: Unconventional Hydrocarbon Potential*”, *Türkiye Uluslararası Şeyl Gaz ve Petrol Konferansı*, 20-21 Şubat **2013**
- [29] Ridley, M. (**2011**), “*The Shale Gas Shock*”
- [30] Şengüler, Ş., **2004**, *Asfaltit ve bitümlü şeylin Türkiye'deki potansiyeli ve enerji değeri TMMOB Türkiye VI. Enerji Sempozyumu*, Küresel Enerji Politikaları ve Türkiye Gerçeği,186-195.
- [31] <http://www.tpao.gov.tr> (Erişim Tarihi : 05.05.2014)
- [32] Tüysüz, O.1998, *Petrol jeolojisi*, Avrasya yerbilimleri Enstitüsü, İTÜ, İstanbul.
- [33] U.S. Department of Energy – NETL (**2011**), “*Shale Gas: Applying Technology to Solve America's Energy Challenges*”
- [34] U.S. Department of Energy – NETL (**2009**), “*Modern Shale Gas Development in the United States*”
- [35] U.S. Energy Information Administration (**2011**), “*World Shale Gas Resources*”
- [36] UNEP (2011b). Oil palm plantations: threats and opportunities for tropical ecosystems, Global Environment Alert Service, 73, 1-10, United Nations Environment Programme, December **2011**..
- [37] UNEP (2012). The end to cheap oil: a threat to food security and an incentive to reduce fossil fuels in agriculture, Global Environment Alert Service, 81, 1-11, United Nations Environment Programme, April **2012**.

- [38] Wigley, T. (2011). Coal to gas: the influence of methane leakage, *Climatic change*, 108, 601-608.
- [39] Wood, R., Gilbert, P., Sharmina, M., Anderson, K., Fottitt, A., Glynn, S., Nicholls, F. (2011). Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts. Tyndall Center, University of Manchester, Manchester, England. Zoback, M., Kitasei, S. and Copithorne, B. (2010). Addressing the Environmental Risks from Shale Gas Development Briefing Paper 1 Worldwatch Institute Natural Gas and Sustainable Energy Initiative.
- [40] World Energy Council (2011), “Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas”

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : BİLGE, Berkan
Uyruğu : T.C.
Doğum tarihi ve yeri : 1982 Balıkesir
Telefon : (0505) 5222507
E-posta : berkan405@gmail.com

Eğitim

<i>Derece</i>	<i>Eğitim Birimi</i>	<i>Mezuniyet tarihi</i>
Yüksek Lisans	Düzce Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Lisans	Sakarya Üniversitesi	2006
Lise	Gönen Teknik Lisesi	2000

İş Deneyimi

<i>Yıl</i>	<i>Yer</i>	<i>Görev</i>
2006-2008	Cansan Alüminyum	Ar-Ge Sorumlusu
2008-2009	NSK Yedek Parça	Proje Mühendisi
2009-2012	AYD Yedek Parça	Metot Ekip Şefi
2012-.....	Teknorot Otomotiv	AR-GE Şefi