

T.C.
NİĞDE ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI
MUHASEBE VE FİNANSMAN BİLİM DALI

TÜRKİYE'DE PETROL ENDÜSTRİSİ VE FİNANSAL YATIRIM
KARARLARI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Hazırlayan
Kadir GÜLÇİN

Niğde
Haziran, 2015

T.C.
NIĞDE ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İŞLETME ANABİLİM DALI
MUHASEBE VE FİNANSMAN BİLİM DALI

TÜRKİYE'DE PETROL ENDÜSTRİSİ VE FİNANSAL YATIRIM
KARARLARI

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Hazırlayan
Kadir GÜLÇİN

Danışman : Prof. Dr. Mutlu Başaran ÖZTÜRK
Üye : Doç. Dr. Ömer İSKENDEROĞLU
Üye : Doç. Dr. Levent ÇITAK

Niğde
Haziran, 2015

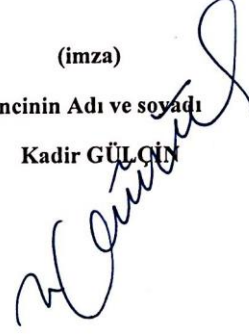
YEMİN METNİ

Yüksek Lisans Tezi olarak sunduğum '**Türkiye'de Petrol Endüstrisi Ve Finansal Yatırım Kararları**' Başlıklı bu çalışmanın, bilimsel ve akademik kurallar çerçevesinde tez yazım kılavuzuna uygun olarak tarafımdan yazıldığını, yararlandığım eserlerin tamamının kaynaklarda gösterildiği ve çalışmanın içinde kullandıkları her yerde bunlara atıf yapıldığını belirtir ve bunu onurumla doğrularım 11/06/2015

(imza)

Öğrencinin Adı ve soyadı

Kadir GÜLCİN



ONAY SAYFASI

Prof. Dr. Mutlu Başaran ÖZTÜRK danışmanlığında Kadir GÜLÇİN tarafından hazırlanan "**Türkiye'de Petrol Endüstrisi Ve Finansal Yatırım Kararları**" adlı bu çalışma jürimiz tarafından Niğde Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İşletme Anabilim Dalında Yüksek Lisans Tezi olarak kabul edilmiştir.

Tarih: 11/06/2015

JÜRİ :

Danışman : Prof. Dr. Mutlu Başaran ÖZTÜRK

Üye : Doç. Dr. Ömer İSKENDEROĞLU

Üye : Doç. Dr. Levent ÇITAK



ONAY :

Bu tezin kabulü Enstitü Yönetim Kurulu'nun Tarih ve sayılı kararı ile onaylanmıştır.

Doç. Dr. Ömer İSKENDEROĞLU
Enstitü Müdürü

ÖNSÖZ

Dünyanın küreselleşmesinde ve insanlığın yaşam felsefesinin değişmesinde önemli derecede etkin olduğunu düşünerek Yüksek Lisans Tezime konu etmiş olduğum petrol kaynağını, finansal yapı içerisinde sosyal, siyasi ve iktisadi taraflarını bilimsel bir kaynak teşkil etmesi adına ele almaya çalıştım.

Bu süreçte başta Niğde Üniversitesi olmak üzere, tez danışman hocam Prof. Dr. Sayın Mutlu Başaran ÖZTÜRK'ün çalışmalarımıza akademik yeterlilik kazandırmış olmasına, Doç. Dr. Sayın Ömer İSKENDEROĞLU ve Erciyes Üniversitesi Öğretim Üyesi Doç. Dr. Sayın Levent ÇITAK'ın çalışmalarımıza katmış oldukları değerlerden ötürü, ayrıca Gazi Üniversitesi Öğretim Üyesi Prof. Dr. Sayın Ganita KURT'un çalışmalarımıza esirgemeyen desteklerinden dolayı teşekkür etmeyi bir borç sayarım. Ayrıca eğitim ve öğretim hayatım boyunca üzerimde emeği olan tüm hocalarıma ve aileme şükranlarımı sunarım.

Aynı zamanda uzun saatler boyunca araştırmalarımnda sürekli yardımcı olmaya emek sarf eden Gazi Üniversitesi mezunlarından değerli arkadaşım Sayın Abdullah BAYIR' a teşekkür ederim.

Haziran, 2015
Kadir GÜLÇİN

ÖZET YÜKSEK LİSANS TEZİ

TÜRKİYE’DE PETROL ENDÜSTRİSİ VE FİNANSAL YATIRIM KARARLARI

GÜLÇİN, Kadir
İşletme Anabilim Dalı
Tez Danışmanı: Prof. Dr. Mutlu Başaran ÖZTÜRK
Haziran 2015, 100 Sayfa

21. yüzyılda hızla gelişen teknoloji ile beraber hammadde ihtiyacı da hızla artmıştır. Teknolojiye dayalı üretimin kaynağı olan petrol ise zamanla daha değerli hale gelmiştir. Ancak sınırlı petrol kaynakları, farklı sorunlara neden olmuştur. Ülkeler arası ekonomik, siyasi, etnik, kültürel birçok çatışmaya neden olmuştur. Bu sebepten dolayıdır ki petrol ve petrol havzaları paylaşılabilir bir hale ulaşmıştır. Petrol havzalarına sahip olmanın yanında petrolü işleyecek teknolojinin ve sermayenin de olması önem kazanmıştır.

Bulduğumuz yüzyılda petrol değerli bir maden olmaktan ziyade, bir güç kaynağı haline gelmiştir. Bu gücü elde etmek için gerekli sermayeyi bulmak önemlidir. Bulunan bu sermayeyi üretime kazandırmak için doğru yatırım tercihlerini saptamak gerekir. Bu yatırım tercihleri sırasında zamanı, alternatif yatırımları dikkatle incelemek gerekecektir. Sermayenin getirisini göz önünde bulundurarak riskler de dikkate alınmalıdır. Farklı bölge ve ülkelerdeki yasalar ele alınarak karşılaşılabilecek anlaşma ve sözleşmelerin yatırım kararlarına etkisi belirlenmelidir. Ayrıca makine satın alma ve kiralama alternatifleri arasında doğru seçim yapılmalıdır.

Bu çalışmayla bir proje; sermaye maliyetini, beklenen getirisini, karlılık durumunu ve karar aşamasını olağan senaryolar ve farklı finansal yöntemlerle analiz edilmiştir. Projenin zaman değerini ön planda tutarak daha çok nakit giriş ve çıkışları dikkate alınmıştır. Kaynak maliyetinden ziyade proje maliyeti üzerinde durulmuştur.

Anahtar Kelimeler: proje maliyeti, nakit akım, beklenen getiri, sermaye maliyeti, ekonomik katma değer

**ABSTRACT
MASTER THESIS**

**OIL INDUSTRY AND FINANCIAL INVESTMENT DECISIONS IN
TURKEY**

GULCİN, Kadir
Business Administration
Supervisor: Professor Mutlu Başaran ÖZTÜRK
June 2015, 100 pages.

With the rapidly developing technology in 21st century, the need of raw material has also increased rapidly. Petrol as reserve of production depending on technology has become more valuable over time. But scarce petroleum reserves have led to various international conflicts as economic, political, cultural, ethnic and so on. That's why petrol and petrol reserves cannot be shared. Besides owning petroleum reserves, having technology and capital to process petrol has become important, as well.

In this century we are in, petrol has been a power resource rather than a precious metal. It is important to find the required capital to have this power. True investment preferences must be made to turn the found capital into production. It will be a necessity to scrutinize time and alternative investments during these investment preferences. Risks must be regarded by considering return on capital. The encountered agreement and contract effects to the investment decision must be determined by considering rules in different regions and countries. Moreover, right choices must be made between machinery purchasing and leasing alternatives.

By this study; cost of capital, expected return, determination state, decision phase were analysed with use of usual scenarios and different finance methods. Cash inflows and outflows have been mostly regarded by prioritising time value of the project. The project cost has been emphasized rather than the resource cost.

Key words: cost of project, cash flow, internal return, cost of capital, economic value added

İÇİNDEKİLER

GİRİŞ	1
-------------	---

BİRİNCİ BÖLÜM

PETROL VE PETROLÜN TARİHSEL GELİŞİMİ

1.1. PETROL MADENİ ÜZERİNE TEMEL BİLGİLER.....	4
1.1.1. Petrolün Kökeni, Oluşumu ve Özellikleri.....	5
1.1.2. Petrolün Tarihsel Gelişimi	7
1.2. Petrol Endüstrisinin Yapısal Gelişimi.....	8
1.2.1. Dünya’da Petrol Endüstrisinin Gelişimi.....	8
1.2.1.1. Dünya’da Petrol Endüstrisinin Bugünkü Durumu	10
1.2.2. Türkiye’de Petrol Endüstrisinin Gelişimi	17
1.2.2.1. Osmanlı Dönemi Gelişmeler	18
1.2.2.2. Cumhuriyet Dönemi Gelişmeler	22
1.2.2.3. Türkiye’de Petrol Endüstrisinin Bugünkü Durumu	27

İKİNCİ BÖLÜM

PETROLÜN ULUSLARARASI ENDÜSTRİYEL POLİTİĞİ VE İKTİSADİ YATIRIM KARARLARI

2.1. Uluslararası Petrol Endüstrisinin Politik Etkileşimi	32
2.1.1. Petrol Endüstrisinin Yatırım Değişkenleri.....	33
2.1.2. Petrol Fiyat Mekanizması	40
2.2.İktisadi Yatırım Kararlarında Yasal Kriterler.....	43
2.2.1. Petrol Yatırım Anlaşmaları	44
2.2.1.1. İmtiyaz ve Vergi Anlaşmaları	44
2.2.1.2. Petrol Arama Anlaşmaları	45
2.2.1.3. Üretim ve Paylaşım Anlaşmaları	45
2.2.1.4. Tam Hizmet Anlaşmaları	47

2.3. Ham Petrol Boru Hattı Projelerinin Ekonomik Etkileri	48
2.3.1. Ulusal ve Uluslararası Boru Hatları.....	49
2.3.1.1 Irak – Türkiye Ham Petrol Boru Hattı	49
2.3.1.2. Batman – Dört Yol Ham Petrol Boru Hattı	50
2.3.1.3. Ceyhan – Kırıkkale Ham Petrol Boru Hattı.....	50
2.3.1.4. Bakü – Tiflis – Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı.....	51

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

TÜRKİYE’DE PETROL ARAMA, ÇIKARMA, ÜRETİM PROJELERİNE İLİŞKİN YATIRIM KARARLARININ FİNANSAL ANALİZİ ÜZERİNE BİR UYGULAMA

3.1. Arama Yatırımları.....	57
3.2. Saha Geliştirme Yatırımları	58
3.3. Genel İşletme ve Üretim Yatırımları	60
3.4. Yasal Kesintiler	63
3.5. Yatırım Sahası Terk Etme Faaliyetleri.....	63
3.6. Kaynak Kullanım Maliyeti	63
3.7. Proje Nakit Çıkışları.....	73
3.8. Üretim Ve Gelir Göstergeleri.....	78
3.9. Projenin Net Bugünkü Değeri	83
3.10. Proje İç Getiri Oranı	85
3.11. Projenin Karlılık Endeksi	87
3.12. Projenin Geri Ödeme Süresi.....	88
3.13. Ekonomik Katma Değer Yöntemi İle Bakış	90
SONUÇ	91
KAYNAKÇA.....	94

EKLER :	98
EK 1: BÖLGELER VE ÜLKELER BAZINDA PETROL REZERVLERİ (BP,2014)	98
EK 2: 2013 yılı dünyada üretilen ham petrolün, ülkeler bazında üretim miktarı (milyon ton) (BP,2014)	99
ÖZGEÇMİŞ	100

TABLolar

Tablo 1: Dünya Rafineri Kapasiteleri	13
Tablo 2: Ülke Gruplarının Petrol Rezervi, Üretimi, Rafineri Ve Tüketim Sıralamaları	14
Tablo 3: Dünyada Petrol Tüketimi	16
Tablo 4: Sultan I. Abdülhamid Zamanında Padişah Adına Tapulanan Arazinin Toplam Miktarı	20
Tablo 5: Türkiye’de 2011 Yılı İtibariyle Ham Petrol Rezervleri	28
Tablo 6: Türkiye’de Yıllara Yaygın Yerli Ham Petrolün Tüketimi Karşılama Oranı...	29
Tablo 7: Türkiye’de Rafinerilerde İşlenmiş Ham Petrol Satışları	31
Tablo 8: Klasik Gelir Tablosu Ve Değere Dayalı Gelir Tablosu Karşılaştırılması	36
Tablo 9: Geçmiş Yıllara Ait Gerçekleşmiş Petrol Varil Fiyatları.....	42
Tablo 10: Arama Yatırımları	57
Tablo 11: Saha Geliştirme Yatırımları.....	59
Tablo 12: Yıllara Yaygın Günlük Üretilabilir Petrol Varil Miktarı.....	61
Tablo 13: Genel İşletme Ve Üretim Yatırımları	62
Tablo 14: C-19 Kok Kömürü Ve Rafine Edilmiş Petrol Ürünleri İmalatı	64
Tablo 15: TCMB Bankalarca Açılan Ticari TL Kredilere Uygulanan Ağırlıklı Ortalama Faiz Oranları	67
Tablo 16: TCMB İhale Yöntemiyle Satılan Hazine Bonoları Ve Devlet Tahvilleri	69
Tablo 17: Borsa Piyasa Fiyatlarının Yıllık Ortalaması.....	71
Tablo 18: Kaynak Kullanım Maliyeti	75
Tablo 19: Proje Nakit Çıkış Tablosu	76
Tablo 20: Nakit Çıkışların Zaman Değeri	77
Tablo 21: Geçmiş Yıllara Ait Gerçekleşmiş Petrol Varil Fiyatları.....	79
Tablo 22: Gelecek Yıllara Ait Petrol Varil Fiyatları	81
Tablo 23: Nakit Girişlerin Zaman Değeri	82
Tablo 24: Projenin Net Bugünkü Değeri Hesaplama	84
Tablo 25: İç Getiri Oranı (IRR) Hesaplama	86
Tablo 26: Proje Değişkenleri	87
Tablo 27: Kümülatif Net Nakit Akışlar Zaman Değeri	89
Tablo 28: Değere Dayalı Gelir Tablosu.....	90

ŞEKİLLER

Şekil 1: 2013 Yılı Sonu İtibariyle Kanıtlanan Petrol Rezervleri	11
Şekil 2: 2013 Yılında Dünya’da Üretilen Petrol Miktarı	12
Şekil 3: Hazine-i Hassa Maden Mühendisi Graskopf’ un Bağdat Musul Vilayetlerindeki Petrol Yataklarını Gösteren Haritası	19
Şekil 4: Yıllara Yaygın Ruhsat Alanlarına Ait Ruhsat Sayıları	24
Şekil 5: Yıllara Yaygın Toplam Metraja Ait Kuyu Sayıları.....	25
Şekil 6: Yıllara Yaygın Ham Petrol Üretimi	26
Şekil 7: Türkiye’deki Mevcut Rafineri ve Rafinerileri Birleştiren Boru Hatları Haritası	30
Şekil 8: İç Getiri Oranı Grafiği	39
Şekil 9: Petrol Anlaşmalarında Devlet Hisseleri	46
Şekil 10: Bakü – Tiflis – Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı	51

KISALTMALAR

ABD	: Amerika Birleşik Devletleri
API	: Amerika Petrol Enstitüsü
BBN	: Başa Baş Noktası
Bbl	: Blue Barrel (mavi varil)[Petrol Varil (1 Varil = 159,987 Litre)]
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BTC	: Bakü, Tiflis, Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı
DİTAŞ	: Deniz İşletmeciliği ve Tankerciliği Anonim Şirketi
EVA	: Ekonomik Katma Değer / Economic Value Added
FVÖK	: Faiz Vergi Öncesi Kar
k_{WACC}	: Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti
k_d	: Uzun Vadeli Borçların Vergi Öncesi Faiz Oranı
k_e	: Özsermayenin Maliyeti
İGO	: İç Getiri Oranı
MTA	: Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü
MVA	: Piyasa Katma Değeri / Market Value Added
NBD	: Net Bugünkü Değer
OECD	: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
OPEC	: Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü
PİGM	: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
POAŞ	: Petrol Ofisi Anonim Şirketi
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
W_d	: Uzun Vadeli Borç Ağırlığı
W_e	: Öz sermaye ağırlığı
°C	: Celsius
°F	: Fahrenheit °C = (°F-32)/1.8

GİRİŞ

Dünya’da petrolün tarihi milattan önce 3200’lü yıllara dayanmaktadır. Sümer tabletleri, Nuh Tufanı gibi varlığı bilinen somut ve yazılı kaynaklardan yola çıkarak, milattan önce 800’lü yıllarda yapı malzemesi olarak kullanımı, milattan önce 400’lü yıllarda petrol sızıntıları gibi olaylar gün yüzüne çıkmıştır. Milattan sonra 200’lü yıllarda savaşlarda kullanılması ve sonrasında petrol ticaretine başlanması Evliya Çelebi’nin Seyahatnamesine de konu olmuştur. Dünyada 1859 yılında ilk bilinçli petrol arama faaliyetlerine başlanarak, Osmanlı topraklarında ilk petrol arama ayrıcalığı 1888 yılında verilmiştir. 1909 yılında tamamen yabancı sermayedarlardan oluşan ve Osmanlı topraklarında ki petrolü değerlendirme amaçlı “Türk Ulusal Bankası” ve “Türk Petrol Şirketi” isimlerini taşıyan girişimler ortaya çıkmıştır.

Dünyada karada ve denizde üretilebilir petrol rezervleri bakımından ilk sırada Orta Doğu bölgesi yer almaktadır. Dünya ülkeleri buldukları konum itibariyle altı grupta toplanmış olup, bu gruplar rezerv, üretim, rafineri ve tüketim göstergeleri altında analiz edilmiştir. Rezerv ve üretimde birinci sırada olan kimi ülkeler tüketimde son sıralarda yer almaktadır. Aynı şekilde rezerv sıralamasında sonuncu olan ülkeler ise tüketimde ilk sırada yer almıştır. Göstergelerden anlaşılıyor ki kara parçalarında ve denizlerinde yeterli rezervi bulunmayan ülkelerin, dünya rezervlerini üretebilecek büyüklükte şirketleri mevcuttur.

Dünya’da üretilen yıllık ham petrol miktarı yaklaşık 4,5 milyar ton olmuştur. Dünya petrol ihtiyacının tam olarak karşılanamadığı bilindiğine göre petrol piyasasında günlük el değiştiren ABD Doları’nın miktarı ve sermaye büyüklüğü hakkında bilgi edinmemize kaynaklık etmektedir.

Ülkemiz bulunduğu coğrafi konum itibarıyla, zengin enerji kaynağına sahip ülkeler ile sınır veya toprak komşuluğu yapmaktadır. Dünyada ham petrol rezervinin yaklaşık %60'ı Orta Doğu ve Afrika bölgelerinde mevcuttur. 1960 yılında Orta Doğu, Asya ve Afrika kıtası ülkeleri üyelikleri ile kurulan OPEC (Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü)'e ait petrol rezervleri Dünya rezervlerinin yaklaşık %72'sini oluşturmaktadır. Aynı yıl Avrupa ve Amerika kıtası ülkelerinin ortak girişimi ile OECD (Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü) kurulmuştur. OECD'nin Dünya petrol rezervleri içerisindeki payı yaklaşık %15'dir. Türkiye, OECD'nin kurucu üyeleri arasındadır. Daha sonra farklı kıtalarda yer alan ülkeler içinden Japonya, Güney Kore, İsrail ve Avustralya da bu oluşuma katılanlar arasındadır.

Petrol sektörünün uluslararası bir boyut kazanmasında iktisadi, siyasi ve sosyokültürel birçok etken önem arz etmektedir. Bu çalışma ile petrol yatırım kararlarının etkileri örnek uygulama ile somutlaştırılmaya çalışılmaktadır. Petrol sektörünün piyasa getirisi yüksek olduğu kadar, bu getiriyi elde etmenin maliyeti de bir hayli yüksek ve bir o kadar da riskli olabilir. Yeterli yatırım sermayesinin finansman sürecinde katlanılacak maliyetlerden başlanarak, ülke şartlarının ön gördüğü vergilendirme, kar payı ödemeleri ile petrol rezervinin yatırıma çevrilebilir miktarı ve çıkarılabilir düzeyi yatırım kararını önemli derecede etkileyen etmenlerdendir. Yatırım anlaşması öncesi çevresel etmenler incelendikten sonra yatırım karı ve maliyet kurtarım süreci ele alınmaktadır. Yatırımın kara dönüşme süresi içerisinde muhtemel belirsizlikler ve riskler farklı senaryolar ile bugüne indirgenerek kara geçiş yılı, asgari sapma oranları belirlenerek, proje iç analizinin en önemli kısmı rapor edilmektedir.

Analizlerin uygulanmasına olanak sağlayan verilerin, farklı analiz yöntemleri ile kullanılması, olası hata veya eksiklikleri tespit etmek de yardımcı olacaktır. Bu çalışma sonucunda elde edilen verileri farklı yöntemler üzerinde analiz ederek farklılıklar da kontrol altına alınmaya çalışılmaktadır.

Bu çalışma üç bölümde hazırlanmıştır. İlk bölümde petrol üzerine temel bilgiler verilmektedir. Petrolün tarihsel dönemler içerisinde ele alınarak gelişim süreci takip edilerek bugünkü durumu ile karşılaştırma yapılmaktadır.

Çalışmanın ikinci bölümünde ise petrol endüstrisinin politik ve iktisadi etkileri uluslararası alanda incelenmeye çalışılmaktadır. Ayrıca ekonomik değişkenleri de belirlemeye çalışılarak, petrol piyasasının değişim mekanizmaları üzerinde durulmaya çalışılmıştır.

Çalışmanın son bölümü olan üçüncü bölümde ise hipotetik örnek bir uygulamaya yer verilmektedir. Böylece petrol yatırım projelerinin finansal açıdan analizleri sağlanarak bir bakış açısı kazandırılmaya ve finansal analiz açısından bir kaynak oluşturmaya çalışılmıştır. Bu bölümde temel olarak zaman değeri dikkate alınarak projenin karlılığı, geri ödeme süresi üzerinde durulmuştur. Ayrıca kaynak maliyeti hesaplanarak maliyet unsurları ile gelir karşılaştırması yapılmaktadır.

BİRİNCİ BÖLÜM

PETROL VE PETROLÜN TARİHSEL GELİŞİMİ

1.1. Petrol Madeni Üzerine Temel Bilgiler

Dünya'nın oluşumu ile farklı jeolojik dönem ve evrelerin değişim göstermesi eşliğinde yer küre şekillenerek çeşitli katmanlar halinde çeşitli varlıkları bünyesinde yaşatmıştır. Bu dönem içerisinde canlı varlıkların hareketleri izlenirken aynı doğrultuda cansız varlıkların oluşumu, hareketliği de fark edilmiştir. Bu oluşumlar katı, sıvı ve gaz halinde karada ve açık sularda evrelerini tamamlama sürecini gerçekleştirmiştir. Zamanla canlı varlıklar ihtiyaçlarını karşılama içgüdüğü ile çeşitli varlıkların farkındalığına vararak farklı derecede bu varlıklardan faydalanmaya başlamışlardır.

Doğada canlılar, zorunlu ihtiyaç olan su sıvısı yanında, yaşam gereksinimi olan oksijen gazı ile yaşamını sürdürmüştür. Nesillerin devamı için besin maddeleri olarak katı ve sıvı maddelerle beslenmişlerdir. Zamanla doğadaki farklı katı, sıvı ve gaz halinde olan varlıklar ile karşılaşılması sonucu yaşamlarını kolaylaştırmak amacı güderek bu doğa hazinelerini günlük yaşamda kullanmaya başlamışlardır. Doğa hazinelerinden biri olan Hidrokarbon varlığı ile katı-sıvı-gaz halinde tarihin bilinen zamanlarında karşılaşmıştır. Mevcudiyeti günümüze kadar ulaşan Hidrokarbon varlığı yaşanan son yüzyılda da giderek önemini artırmaktadır.

1.1.1. Petrolün Kökeni, Oluşumu ve Özellikleri

Petrol sözcüğü, kavram olarak Latince olan “Petro” (Taş) ve “Oleum” (Yağ) kelimelerinin birleşmesiyle “Taşyağı” anlamına gelmektedir. Katı, sıvı ve gaz karışımı olarak doğada bulunan taşyağı, gaz ve sıvı hali ile birlikte ifade edilmesine “hidrokarbon” denir. Gaz halinde çıkarılana “Doğal Gaz” , sıvı halinde çıkarılana ise “Ham Petrol” denir. Katı veya yarı katı haldeki petrolün günümüzde kullanımı ise asfalt, zift ve benzeri diğer isimler ile anılmaktadır. Petrol yer katmanları içerisinde belirli zaman evreleri sonucu oluşmaktadır. Genellikle sığ denizlerin çökel kayaları içerisinde kendisine yer bulmaktadır. Milyonlarca yıl öncesinde akarsular, rüzgârlar taşımış oldukları, yaşlı kaya aşınımları ile çeşitli malzemelerin kimyasal yollarla uygun ortamlarda (denizlerde, göllerde) çökeltilmesi sonucu taşlaşması, tabakalı bir yapı haline gelmesi petrolün oluşum sahasını meydana getirmiştir. Sıkışan çökelti kayaları içerisindeki mineraller yer değiştirememesi sonucu ısı etkileşimi ile hidrokarbon haline dönüşmeye başlamıştır. Araştırmalar sonucu kimi kimyagerler çökelti kayaları arasındaki minerallerin organik ve inorganik kökenli olduklarını ile sürmüşlerdir. Zaman içerisinde bu öngörünün organik yapılar olduğu kanısına varılarak, organik karakteristiklerin bitkiler ya da hayvansal kökenli olduğu tespit edilmiştir. Buna delil olarak denizel yaşam canlılarından bitkilere yosun türleri, dış yüzeyden taşınan alüvyon parçaları ile birlikte andıklara (hayvan) balık ve diğer türleri gösterilmiştir (Ercan, 2012: 6-8).

Dünya’da mevcut petrolün özgül ağırlığı (spesifik gravite), akma zıllığı (viskozite) ve içerdiği kükürt miktarı gibi faktörler nedeniyle bir sınıflamaya tabi tutulmaktadır. Amerikan Petrol Enstitüsü (API) tarafından çıkarılan ve özgül ağırlığa bağlı API gravite tanımı, petrol sınıflandırılmasında genel kabul görmektedir. Avrupa’da Baume derecesi olarak kullanılmaktadır. Ham petrolün yoğunluğu içerisindeki kimyasal bileşenler olan; hidrokarbon oranı, gaz miktarı, asfalt gibi ağır hidrokarbonlar petrolün yoğunluğunu etkilemektedir. Buna bağlı olarak petrolün yoğunluk, özgül ağırlık durumuna göre sınıflandırma yapılmaktadır.

<u>Petrol Sınıfı</u>	<u>API Derecesi</u>	<u>Özgül Ağırlık</u>
Hafif Petrol	31'den büyük	0,7 – 0,8
Orta	20 – 31	0,8 – 0,9
Ağır	10 – 20	0,9 – 1,0

Ayrıca petrol özgül ağırlığı, petrolün rengini ve kokusunu da etkilemektedir. Petrolün flüoresans özelliği göstermesi, yoğunluğunun ağırlığı veya hafifliğine göre almış olduğu ışınlar eşliğinde sarı – yeşil – mavi renklerde görünür. Hafif petroler (özgül ağırlığı düşük, API derecesi-Gravitesi yüksek) açık kahverengi, sarı ve yeşil renkli iken, ağır petroler (özgül ağırlığı yüksek, API derecesi-Gravitesi düşük) ise koyu kahverengi ve siyah renklidirler (PIGM, agis, 2012).

Petrolün yoğunluğu ile işletilme yöntemi arasında doğrudan bir ilişki gözlenmektedir. Çünkü üretilebilmesi, taşınabilmesi ve işlenebilmesi adına yoğunluğu düşük, hafif petrol sınıfı tercih edilecektir. Dünya petrol talebine bakıldığında %90 'ı hafif petrol ve orta petrol ile karşılanmaktadır. Ancak Dünya petrol kaynaklarının yalnız %25 'i hafif ve orta petrol sınıfını teşkil etmektedir. Dünya'da petrol kaynaklarının %75 'ini oluşturan ağır petrol rezervleri genellikle Brezilya, Kanada, Amerika, Rusya ve Venezüella'da bulunmaktadır. Ancak, ağır petrolün taşınması ve mevcut rafinerilerde ham madde olarak kullanılması için iyileştirilmesi gerekmektedir. Bu da ek maliyetleri ortaya çıkarmaktadır. Ham petrolün üretilmesinde ve işlenmesinde önemli faktörlerden biri de viskozitedir. Akışkanlığın tersi olarak ifade edilen viskozite, bir sıvı veya gazın akmaya karşı direncidir. Yoğunluk arttıkça viskozite de artacaktır. Böylece petrolün üretilmesi, taşınması güç hale gelecektir. Fakat alternatif tek tarafı üretilmesinin maliyetli olması sebebiyle tedariki daha ucuzdur (PIGM, agis, 2012).

1.1.2. Petrolün Tarihsel Gelişimi

Petrolün farkına varılması ve insanlık tarihinde kullanılması bilinen yazılı kaynaklara göre milattan önce 3200 yıllarında karşımıza çıkmaktadır. Petrolle ilgili ilk yazılı bilgiler Sümer tabletleri olup, daha sonraları ise Tevrat’da Nuh Tufanı olayı kapsamında gemi inşasında zift kullanımı emri ile petrolün varlığı dikkati çekmektedir. Günümüzde bir çeşit petrol ürünü için kullanılan nafta ismine ise Babil tabletlerinde rastlanmaktadır. Milattan önce 823 – 810 döneminde Asur kraliçesinin yaptırdığı asma bahçelerinin inşasında bitumen (zift) kullanıldığı belirtilmektedir. Tarihte Mezopotamya bölgesini denetim altına alarak Fırat ve Dicle sularından faydalanmak amacıyla savaşlar yapılmışsa da bazı tarihçiler tarafından, temelde nafta pınarlarını da ele geçirme düşüncesi olduğu yazmaktadır. Yunanlı tarihçi Herodot milattan önce 485 – 425 döneminde İran’ın Kuveyt’e yakın bölgelerinde petrol ve asfalt sızıntılarına rastladığını yazmıştır. Milattan sonra 193 – 211 döneminde Yunanlılar, Roma İmparatoru Severus’la yaptıkları savaşta petrolü kullanarak galip gelmiştir. 1272 yılında Azerbaycan bölgesini gezen Marko Polo ise Bakü petrol pınarlarının günde yüz gemiyi dolduracak düzeyde olduğunu ifade etmiştir. 1453 yılında Venedikli tüccar Cesare Frederici, Hindistan’a giderken Hit dolaylarında petrol pınarlarının oluşturduğu gölcüklerden bahsederken Arapların petrol fişkiran yerlere “cehennem ağzı” dediklerini de anılarına kaydetmiştir. 1611 – 1682 döneminin ünlü gezgini Evliya Çelebi, Seyahatname’sinde de ham petrol bulunan yerlerden ve kullanımından söz etmiştir (Uluğbay, 2008: 15-18).

27 Ağustos 1859 tarihinde Edwin Drake adında bir kişi ABD’nin Pennsylvania Eyaleti’nde ilk defa mekanik kuyu delme yöntemi ile 21 metre derinlikte petrole ulaşmıştır. Böylece sızıntı sonucu ortaya çıkan petrolü kullanmanın yanında bilinçli aramalarla petrol elde etme dönemi başlamıştır. Böylece bir buçuk yıl içerisinde açılan kuyu sayısı yetmiş aşmıştır (Uluğbay, 2008: 18-20).

1.2. Petrol Endüstrisinin Yapısal Gelişimi

1859 yılından itibaren petrol arama faaliyetleri ile açılan kuyu sayıları artmış ve duyulan petrol madeni ihtiyacı ile gün geçtikte petrol pınarları ve madenleri endüstri haline dönüşmüştür. Arama faaliyetlerinin merakla artması mekanik arama yöntemlerini de geliştirmiştir. Bu mekanik yöntemlerin gelişmesi ile petrol, ticari bir yapı haline gelmiştir.

1.2.1. Dünya’da Petrol Endüstrisinin Gelişimi

19. yüzyılın ortalarında Drake’nin sondaj ile petrol bulması ile yeni bir endüstri patlaması meydana gelmiştir. Bu dönemde gelişmiş olan kömür rafineri teknolojisi kullanılarak petrol de rafine edilmeye başlamıştır. Bu döneme kadar aydınlatmada kullanılan hayvani yağların yerini petrolün damıtılması ile elde edilen gazyağı almıştır. Gazyağının ucuz olması sebebiyle de taleplerin artması daha fazla kuyu açılması gerekliliğini doğurmuştur. Ayrıca ABD’de ki bu ani petrol gelişimi Avrupa’ya rafine edilmiş petrol ithalat yönelimi önem kazanmıştır. 1859 yılında etkinliğini göstermeye başlayan petrol endüstrisi, fiyat bazında hızlı hareketlik kat etmiştir. Sondaj yöntemi ile yaygınlaşan petrol çıkarma faaliyeti arz fazlasını meydana getirmiştir. 1863 yılında bir rafinaj şirketi kuran J.D. Rockefeller petrolü boru hatları ile taşımaya da öncülüğünü yapmıştır. 1870 yılında Standard Oil şirketini kurarak ilerleyen yıllarda ABD rafinaj sanayisinin %80 ‘ini, petrol iletiminin %90 ‘ını kontrol ederek bir dünya tekeli konumuna gelmiştir. Daha sonrası şirket mahkeme kararıyla 33 bağımsız şirkete bölünmektedir (Özel, 2003: 5).

1873 yılı ABD’de toplam rafine edilmiş petrol miktarı 6,75 milyon varil (1varil=158,987 litre) bulunurken bunun 1,85 milyon varil iç tüketimde kullanılmış, kalan 4,9 milyon varil ise Avrupa’ya ihraç edilmiştir (Ercan, 1996: 12).

Avrupa topraklarında da kısa bir zaman sonra mekanik yolla kuyu delme yöntemi kullanılmaya başlamıştır. 1864 yılında Gowan isimli bir Amerikalı, mekanik kuyu delme yöntemi ile Kırım'da petrol aramış, 1866 yılında Rusya'nın Kuban bölgesinde ise ilk yüksek verimli petrol kuyusu açılmıştır (Ulubağ, 2008: 25).

1883 yılında Hollanda'da küçük çaplı şirketlerin bir kaçı Royal Dutch'ı meydana getirmiş böylece bölgede pazarlama ve üretim faaliyetleri ile piyasa da giderek güçlenmiştir. 1907'de Avrupa'nın iki büyük şirketi Royal Dutch ve Shell Trading and Transporting Company kapasitelerini birleştirerek Standard Oil'den sonra dünyanın ikinci büyük çok uluslu petrol şirketi olmuştur. Rusya'da ise petrol üretimini Nobel Kardeşler kontrol altında tutmaktadır. 1883 yılında Nobel Kardeşler Rusya'nın petrol üretiminin %51'ini gerçekleştirmekle beraber 1889 yılında demiryolları ve boru hatları üzerinden Rus petroleri uluslararası pazara açılmıştır. 1917 Bolşevik ihtilali dönemi ile Rusya petrol endüstrisinde duraklama yaşasa da 1930 yıllarında toparlanmaktadır. Ancak II. Dünya Savaşı ile yeniden bir çıkmaz içine girse de zamanla dünyanın etkin petrol üreticilerinden biri olarak güçlü bir şekilde piyasalarda yerini almıştır. Ülkeler, iç savaş ve siyasi istikrarsızlık sorunları ile uğraşırken, petrol endüstrisi yedi kızkardeş olarak bilinen "Seven Sisters" petrol şirketlerinin kontrolü altındaydı (Ercan, 1996: 9).

- 1- Royal Dutch – Shell Petroleum Company (İngiltere – Hollanda)
- 2- Standard Oil of New Jersey (Şimdiki Exxon Mobil) (ABD)
- 3- British Petroleum (İngiltere)
- 4- Standard Oil of New York (ABD) (Mobil Oil diye adlandırıldı. Şimdi Exxon Mobil çatısı altındadır)
- 5- Standard Oil of California (ABD) (Şimdiki Chevron)
- 6- The Texas Oil Company (ABD) (Şimdiki Texaco)
- 7- Gulf Oil Corporation (ABD)

Petrol endüstrisinin ve Ortadoğu'daki petrol kaynaklarının belirli şirketler hakimiyetinde olmasına karşı ilk önemli hareket 9-14 Eylül 1960 tarihinde "Organization of Petroleum Exporting Countries" (OPEC) Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü kurularak olmuştur. Sekreterliği Viyana'da bulunmakta olup, kurucu üyeleri; Suudi Arabistan, İran, Kuveyt, Irak ve Venezuela olup, oluşuma daha sonra Katar (1961), Libya (1962), Endonezya (1962), Ekvador (1963-1993), Birleşik Arap

Emirlikleri (1967), Cezayir (1969), Nijerya (1971), Gabon (1975-1995) ve Angola (2007) da katılmıştır. Kurucu beş üyeden oluşup zamanla katılım gösteren ve ayrılan ülkelerle beraber günümüzde üye sayısı on iki üyeden oluşmaktadır (OPEC, agis, 2014).

OPEC'in kurulması ardından 14 Aralık 1960 tarihinde ABD ve Kanada başta olmak üzere Türkiye'nin de yer aldığı 20 ülkesinin bir araya gelerek kalkınma amaçlı imzaladığı bir anlaşma ile "Organisation for Economic Co-operation and Development" (OECD) Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü kurulmuştur (Organisation for Economic Co-operation and Development [OECD]. 2014). Amerika ve Avrupa ülkelerinin işbirliği Ortadoğu ve Arap yarım adasının işbirliğinden doğan gücünü karşılar nitelikte etki oluşturmuştur. Zamanla OPEC'in gücünü azaltıcı bir rol oynamıştır.

1.2.1.1. Dünya'da Petrol Endüstrisinin Bugünkü Durumu

Günümüzde gelişen teknoloji ile beraber ham petrol ihtiyacının da artması ülkeler arası daha büyük rekabete yol açmıştır. Teknoloji sanayi, savunma sanayi, giyim sanayi gibi diğer iş kollarında da hammaddenin petrol ve türevleri olması gün geçtikçe de petrol ihtiyacının giderek artacağını sinyallerini vermektedir. 21 yy. dünyasında yaşanan bölgesel çıkar çatışmalarının temelinde yatan en büyük etkenin petrol ve benzeri rezervlerin olduğunu bu değişim teknolojisi ve sanayisinden hareketle çıkarabiliriz. Dünya'daki mevcut rezervlerin farklı bölgelerde olması ve aynı farklılıkta üretim işlevini gerçekleştirebilecek teknoloji ve donanımın farklı bölge ülkelerinin elinde olması uluslararası ilişkileri daha derinden etkilemektedir.



Şekil 1: 2013 Yılı Sonu İtibariyle Kanıtlanan Petrol Rezervleri (Milyar Ton) (British Petroleum[BP], 2014: 6)

Dünya’da mevcut bilinen petrol rezervlerinin %47.9’u Ortadoğu’da bulunmaktadır. Aynı zamanda Ortadoğu mevcut rezervleri bugünkü üretim kapasitesinin 78.1 katını teşkil etmektedir. İkinci olarak Güney ve Orta Amerika’nın petrol rezervleri içindeki payı %19.5, üçüncü Kuzey Amerika %13.6, dördüncü Avrupa ve Avrasya %8.8 payla yer almaktadır. Bölgeler ve ülkeler bazında petrol rezervleri EK-1’de sunulmuştur. Bölgelerdeki rezerv miktarının yıllara göre değiştiği ve böylece sahip oldukları rezerv miktarı sıralamasında yıllar içerisinde değişimler yaşandığı da fark edilmektedir.



Şekil 2: 2013 Yılında Dünya’da Üretilen Petrol Miktarı (Milyon Ton)(BP, 2014: 6)

Dünya’da toplam petrol üretimi içerisindeki en büyük paya %32.2 ile Orta Doğu bölgesi sahiptir. İkinci büyük üretim payı %20.2 ile Avrupa &Avrasya bölgesi takip etmektedir. Dünya ülkelerinin ürettikleri petrol miktarları bölgelere ayrılmış ayrıntılı şekilde EK-2 kısmında verilmiştir.

Tablo 1 : Dünya Rafineri Kapasiteleri (Bin Varil / Gün)(BP, 2014: 16)

Petrol Rafineri Kapasitesi									2013	2013
									değişim	Toplam payı
Günlük Varil Bin	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2012	
Amerka Birleşik Devletleri	17443	17594	17672	17584	17736	17322	17824	17818	0,0%	18,8%
Kanada	1914	1907	1951	1976	1951	2046	2063	1965	-4,7%	2,1%
Meksika	1463	1463	1463	1463	1463	1606	1606	1606	-	1,7%
Total North America	20821	20964	21086	21023	21151	20974	21492	21389	-0,5%	22,5%
Arjantin	617	628	628	630	633	640	645	663	2,8%	0,7%
Brezilya	1916	1935	2045	2093	2093	2010	2000	2093	4,6%	2,2%
Hollanda Antilleri	320	320	320	320	320	320	320	320	-	0,3%
Venezüela	1294	1303	1303	1303	1303	1303	1303	1353	3,8%	1,4%
Diğer Güney Ve Merk.Amerika	2263	2313	2359	2328	2298	2195	1626	1600	-1,6%	1,7%
Top. Güney ve Merk Amerika	6410	6499	6655	6674	6647	6468	5894	6029	2,3%	6,4%
Belçika	774	745	745	823	813	823	786	810	3,1%	0,9%
Fransa	1959	1962	1971	1873	1702	1610	1639	1520	-7,2%	1,6%
Almanya	2390	2390	2366	2362	2091	2077	2097	2061	-1,7%	2,2%
Yunanistan	425	425	425	425	440	495	498	498	-	0,5%
İtalya	2526	2497	2396	2396	2396	2311	2200	2062	-6,3%	2,2%
Hollanda	1274	1236	1280	1280	1274	1276	1274	1274	-	1,3%
Norveç	316	316	316	316	316	316	316	316	-	0,3%
Rusya Federasyonu	5484	5498	5419	5401	5511	5589	5785	6027	4,2%	6,3%
İspanya	1362	1362	1362	1362	1416	1416	1537	1537	-	1,6%
İsveç	422	422	422	422	422	434	434	434	-	0,5%
Türkiye	613	613	613	613	613	613	613	613	-	0,6%
Birleşik Krallık	1836	1819	1827	1757	1757	1787	1526	1526	-	1,6%
Diğer Avrupa ve Avrasya	5427	5464	5450	5492	5606	5513	5220	5208	-0,2%	5,5%
Top. Avrupa ve Avrasya	24807	24750	24592	24521	24358	24262	23926	23887	-0,2%	25,2%
İran	1727	1772	1805	1860	1860	1860	1892	1970	4,1%	2,1%
Irak	758	765	754	786	907	996	1042	1129	8,3%	1,2%
Kuveyt	936	936	936	936	936	936	936	936	-	1,0%
Sudi Arabistan	2107	2107	2107	2107	2107	2117	2122	2522	18,9%	2,7%
Birleşik Arap Emirlikleri	620	625	680	700	700	705	710	710	-	0,7%
Diğer Orta Doğu	1298	1381	1390	1536	1541	1553	1553	1555	0,1%	1,6%
Top. Orta Doğu	7446	7586	7672	7925	8051	8167	8255	8822	6,9%	9,3%
Top. Afrika	3017	3034	3148	3009	3203	3152	3350	3517	5,0%	3,7%
Avustralya	694	733	734	734	740	742	663	662	-0,2%	0,7%
Çin	7865	8399	8722	9479	10302	10834	11933	12598	5,6%	13,3%
Hindistan	2872	2983	2992	3574	3703	3795	4279	4319	0,9%	4,5%
Endonezya	1127	1150	1052	1085	1139	1116	1041	1072	3,0%	1,1%
Japonya	4588	4650	4650	4630	4291	4274	4254	4123	-3,1%	4,3%
Singapur	1255	1255	1385	1385	1385	1395	1395	1395	-	1,5%
Güney Kore	2633	2671	2712	2712	2712	2860	2887	2887	-	3,0%
Tayvan	1140	1197	1197	1197	1197	1197	1197	1197	-	1,3%
Tayland	1125	1125	1195	1255	1260	1260	1260	1267	0,6%	1,3%
Diğer Asya Pasifik	1440	1452	1471	1634	1678	1697	1704	1765	3,6%	1,9%
Total Asya Pacific	24739	25615	26110	27684	28407	29169	30612	31284	2,2%	33,0%
Total Dünya	87240	88447	89262	90836	91816	92192	93529	94929	1,5%	100,0%
OECD	45459	45679	45780	45634	45115	45013	45179	44704	-1,1%	47,1%
OECD olmayan	41781	42768	43482	45202	46701	47178	48350	50225	3,9%	52,9%
Avrupa Birliği	16023	15951	15825	15724	15425	15343	15021	14736	-1,9%	15,5%
Eski Sovyet Birliği	7726	7741	7712	7720	7856	7840	7856	8068	2,7%	8,5%

2013 yılında Dünya rafineri kapasitesinin %22.5'ine Kuzey Amerika sahiptir. Ülkelerin yer aldıkları gruplar içerisinde %33 ile Asya Pasifik ülkeleri en fazla rafineri kapasitesine sahip iken %3,7'lik rafineri kapasite payı ile en düşük Afrika ülkeleri grubudur.

Dünya petrol rezervlerinin en düşük olduğu ülke gurubu Asya Pasifik olmasına rağmen dünyanın en fazla rafineri kapasitesine sahip olması dikkat çekmektedir. Orta Doğu ülkeleri gurubuna bakıldığında ise dünyanın en fazla rezerv ve üretim miktarına karşılık rafineri kapasitesi, altı ülke gurubu içerisinde dördüncü sırada yer almaktadır. Dünya rafineri kapasitesinde son bir yılda %1,5 oranında artış görülmektedir.

Tablo 2: Ülke Gruplarının Petrol Rezervi, Üretimi, Rafineri ve Tüketim Sıralamaları

	K.Amerika	G.&O. Amerika	Avrupa	Orta Doğu	Afrika	Asya Pasifik
Rezerv	3. sıra	2. sıra	4. sıra	1. sıra	5. sıra	6. sıra
Üretim	3. sıra	6. sıra	2. sıra	1. sıra	4. sıra	5. sıra
Rafineri	3. sıra	5. sıra	2. sıra	4. sıra	6. sıra	1. sıra
Tüketim	2. sıra	5. sıra	3. sıra	4. sıra	6. sıra	1. sıra

**Dünya ülkeleri buldukları konum itibariyle altı grupta toplanmıştır.*

Ülke grupları bölgelerine göre ayrılarak hazırlanan tablo, grupların petrol rezervi, üretimi, rafineri kapasitesi, tüketim sıralaması dikkate alınarak düzenlenmiştir.

Tablodan da görüleceği gibi rezerv ve üretim de sonuncu olan Asya Pasifik grubu rafineri ve tüketimde ilk sırada yer almaktadır.

Rezerv ve üretimde ilk sırada yer alan Orta Doğu grubu rafineri ve tüketimde dördüncü sırada yer almaktadır. Rafineri ve tüketim, gelişmiş ülkelerin ve gelişmiş pazarların olduğu tespit edilmektedir. Rafineri işleminin maliyet açısından pahalı ve zor olması gelişmiş ülkelerin rafineri işlemleri yapması diğer grup ülkelere göre daha kolay olmaktadır. Ayrıca ticari mal üretimine de bağlı olan rafineri işlemleri, üretimin daha yoğun olduğu bölgelerde petrol tüketiminin petrol rafinerisi ile doğrudan ilişki olduğu da bilinmektedir.

Tablo 3:Dünyada Petrol Tüketimi(Milyon Ton) (BP, 2014: 11)

Petrol Tüketimi										2013	
										2013	değişim
Milyon Ton	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2012		
Amerika Birleşik Devletleri	930,7	928,8	875,4	833,2	850,1	834,9	817,0	831,0	2,0%	19,9%	
Kanada	99,4	102,3	101,2	95,0	101,3	105,0	104,3	103,5	-0,5%	2,5%	
Meksika	89,7	92,0	91,6	88,5	88,5	90,3	92,3	89,7	-2,6%	2,1%	
Top. Kuzey Amerika	1119,7	1123,1	1068,2	1016,7	1039,9	1030,2	1013,6	1024,2	1,3%	24,5%	
Arjantin	21,7	24,0	24,7	24,1	26,9	26,9	28,5	29,4	3,6%	0,7%	
Brezilya	95,8	101,8	108,6	109,1	118,1	121,9	125,8	132,7	5,8%	3,2%	
Şili	13,2	17,0	17,8	17,4	15,4	16,8	17,3	17,6	2,0%	0,4%	
Kolombiya	10,7	10,7	10,7	11,0	11,6	12,4	13,4	13,9	4,0%	0,3%	
Ekvator	8,3	8,5	8,7	8,9	10,3	10,5	10,9	11,6	6,3%	0,3%	
Peru	6,9	7,1	8,0	8,1	8,5	9,2	9,5	10,0	5,3%	0,2%	
Trinidad & Tobago	1,4	1,7	1,8	1,7	1,9	1,7	1,7	1,8	6,3%	♦	
Venezuela	29,5	29,7	33,8	34,2	32,1	31,9	33,0	36,2	10,2%	0,9%	
Diğer Güney ve Merk. Amerika	61,1	61,6	58,7	58,0	58,4	59,0	59,1	58,4	-1,0%	1,4%	
Top.Güney ve Merk. Amerika	248,6	262,1	272,8	272,5	283,2	290,5	299,2	311,6	4,4%	7,4%	
Avusturya	14,2	13,4	13,4	12,8	13,4	12,5	12,5	12,5	0,6%	0,3%	
Azerbaycan	4,8	4,5	3,6	3,3	3,2	4,0	4,2	4,6	9,8%	0,1%	
Belarus	8,8	8,0	7,9	9,3	7,5	8,6	8,6	8,7	0,7%	0,2%	
Belçika	33,4	33,7	36,8	32,2	33,5	32,3	30,4	31,0	2,5%	0,7%	
Bulgaristan	5,0	4,8	4,8	4,3	3,9	3,8	3,9	4,1	4,2%	0,1%	
Çek Cumhuriyeti	9,8	9,7	9,9	9,7	9,2	9,0	8,9	8,6	-3,9%	0,2%	
Danimarka	9,4	9,4	9,3	8,3	8,4	8,3	7,8	7,8	0,5%	0,2%	
Finlandiya	10,6	10,6	10,5	9,9	10,4	9,7	9,0	8,9	-1,7%	0,2%	
Fransa	93,0	91,4	90,8	87,5	84,5	83,7	81,0	80,3	-0,6%	1,9%	
Almanya	123,6	112,5	118,9	113,9	115,4	112,0	111,4	112,1	0,9%	2,7%	
Yunanistan	22,1	21,7	21,3	20,1	17,9	17,0	15,1	14,0	-7,1%	0,3%	
Macaristan	7,8	7,7	7,5	7,1	6,7	6,4	5,9	6,0	1,6%	0,1%	
İrlanda Cumhuriyeti	9,3	9,4	9,0	8,0	7,6	6,7	6,5	6,7	4,7%	0,2%	
İtalya	86,7	84,0	80,4	75,1	73,1	70,5	64,2	61,8	-3,6%	1,5%	
Kazakistan	10,3	11,3	11,0	8,9	9,3	12,3	13,1	13,8	5,9%	0,3%	
Litvanya	2,8	2,8	3,1	2,6	2,7	2,6	2,7	2,7	1,4%	0,1%	
Hollanda	50,8	50,7	47,3	45,9	45,9	46,1	43,7	41,4	-4,9%	1,0%	
Norveç	10,5	10,7	10,4	10,6	10,8	10,6	10,5	10,6	1,0%	0,3%	
Polonya	23,3	24,2	25,3	25,3	26,7	26,6	25,7	24,0	-6,2%	0,6%	
Portekiz	14,4	14,4	13,6	12,8	12,5	11,6	10,9	10,8	-0,8%	0,3%	
Romanya	10,3	10,3	10,4	9,2	8,8	9,1	9,2	9,0	-1,7%	0,2%	
Rusya Federasyonu	130,3	130,0	133,9	128,2	134,3	143,5	148,9	153,1	3,1%	3,7%	
Slovakya	3,4	3,6	3,9	3,7	3,9	3,9	3,6	3,5	-1,3%	0,1%	
İspanya	79,3	80,3	77,9	73,5	69,6	68,5	64,2	59,3	-7,3%	1,4%	
İsveç	17,2	16,9	16,7	15,5	16,2	14,8	14,6	14,3	-2,0%	0,3%	
İsviçre	12,6	11,3	12,1	12,3	11,4	11,0	11,2	11,8	5,0%	0,3%	
Türkiye	32,8	33,6	32,1	32,5	31,8	31,1	31,4	33,1	5,7%	0,8%	
Türkmenistan	5,0	5,2	5,4	5,2	5,7	6,0	6,1	6,3	2,8%	0,2%	
Ukrayna	14,2	14,7	14,3	13,5	12,6	13,1	12,5	12,2	-2,7%	0,3%	
Birleşik Krallık	82,3	79,2	77,9	74,4	73,5	71,1	71,0	69,8	-1,4%	1,7%	
Özbekistan	5,1	4,6	4,5	4,3	3,7	3,5	3,3	3,3	2,1%	0,1%	
Diğer Avrupa ve Avrasya	31,4	32,4	33,0	32,4	32,6	32,5	32,0	32,5	1,6%	0,8%	
Top. Avrupa ve Avrasya	974,3	957,3	956,8	912,4	906,4	902,3	884,2	878,6	-0,4%	21,0%	
İran	87,4	89,4	93,3	95,5	86,7	88,2	89,5	92,9	4,0%	2,2%	
İsrail	11,9	12,4	12,2	11,4	10,9	11,5	13,6	10,6	-21,9%	0,3%	
Kuveyt	17,7	17,9	19,0	20,4	21,6	20,4	21,6	21,8	1,2%	0,5%	
Katar	4,5	5,3	6,1	6,0	6,5	7,8	8,0	8,5	7,1%	0,2%	
Sudi Arabistan	92,3	98,0	106,7	115,8	124,2	125,1	131,3	135,0	3,1%	3,2%	
Birleşik Arap Emirlikleri	26,3	28,2	29,4	27,7	30,1	33,0	34,3	35,6	4,2%	0,9%	
Diğer Orta Doğu	58,8	62,4	69,4	70,3	74,2	75,2	79,5	80,5	1,5%	1,9%	
Top. Orta Doğu	298,9	313,7	336,1	347,1	354,3	361,3	377,7	384,8	2,2%	9,2%	
Cezair	11,5	12,9	14,0	14,9	14,8	15,5	16,7	17,5	5,0%	0,4%	
Mısır	28,7	30,6	32,6	34,4	36,3	33,7	35,2	35,7	1,5%	0,9%	
Güney Afrika	25,3	26,6	25,7	24,2	26,6	27,4	27,3	27,2	-0,1%	0,7%	
Diğer Afrika	73,2	75,2	80,9	82,6	86,5	81,9	86,8	90,5	4,6%	2,2%	
Top. Afrika	138,7	145,3	153,3	156,1	164,3	158,5	166,1	170,9	3,2%	4,1%	

Avustralya	42,1	42,5	43,3	42,8	43,6	45,8	47,3	47,0	-0,4%	1,1%
Bangladeş	4,3	4,2	4,2	3,7	4,3	5,5	5,8	5,7	-1,7%	0,1%
Çin	354,5	370,6	377,6	391,0	440,4	464,1	490,1	507,4	3,8%	12,1%
Çin Hong Kong	15,0	16,1	14,6	16,6	17,9	18,1	17,3	17,7	2,6%	0,4%
Hindistan	128,3	138,1	144,7	152,6	155,4	163,0	173,6	175,2	1,2%	4,2%
Endonezya	58,5	60,9	60,4	61,6	66,4	72,3	73,2	73,8	1,1%	1,8%
Japonya	239,6	232,6	226,3	201,8	204,1	204,9	217,8	208,9	-3,8%	5,0%
Malezya	28,9	30,8	29,5	29,2	29,3	31,1	30,7	31,2	2,0%	0,7%
Yeni Zelanda	7,1	7,1	7,2	6,9	7,0	7,0	7,0	7,1	2,1%	0,2%
Pakistan	17,6	19,3	19,4	20,8	20,6	20,8	20,0	22,0	10,3%	0,5%
Filipinler	13,3	14,1	12,4	13,2	13,2	12,9	13,0	13,7	5,5%	0,3%
Singapur	46,4	50,4	53,6	57,0	62,8	65,5	65,4	65,9	1,1%	1,6%
Güney Kore	104,7	107,6	103,1	103,7	105,0	105,8	108,8	108,4	♦	2,6%
Tayvan	49,2	51,2	45,8	44,0	45,3	42,5	41,9	43,4	3,9%	1,0%
Tayland	42,2	41,6	41,2	44,2	44,3	46,6	49,6	50,4	2,0%	1,2%
Vietnam	12,0	13,3	14,1	14,6	15,6	17,0	17,2	17,4	2,0%	0,4%
Diğer Asya Pasifik	15,5	16,5	15,6	16,4	16,8	19,3	19,5	19,6	0,8%	0,5%
Total Asya Pasifik	1179,2	1216,9	1213,0	1219,9	1292,0	1342,3	1398,1	1415,0	1,5%	33,8%
Toplam Dünya	3959,3	4018,4	4000,2	3924,6	4040,2	4085,1	4138,9	4185,1	1,4%	100,0%
OECD	2292,7	2278,9	2211,6	2099,5	2115,8	2093,3	2072,9	2059,9	-0,4%	49,2%
OECD olmayan	1666,7	1739,5	1788,6	1825,1	1924,4	1991,8	2066,0	2125,1	3,1%	50,8%
Avrupa Birliği	726,4	709,1	707,1	669,4	660,9	643,1	618,8	605,2	-1,9%	14,5%
Eski Sovyet Birliği	187,1	188,1	190,5	181,8	186,2	200,7	206,9	212,2	2,8%	5,1%

Dünya’da petrol tüketimine bakıldığında, en fazla petrolü ABD tüketmektedir. 2013 yılında Dünya’da tüketilen petrolün %19.9’unu ABD tüketmiştir. İkinci olarak %12.1 tüketim oranı ile Çin yer almaktadır.

Ülke gurupları içerisinde Asya Pasifik ülkeleri %33.8 pay ile en fazla petrol tüketen ülkeler olup, ikinci olarak Kuzey Amerika ülkeleri %24.5 tüketim payına sahip iken Avrupa ülkeleri %21.0 tüketim payına sahiptir. Görüldüğü gibi Dünya’daki petrolün %80’lik kısmını Asya Pasifik, Kuzey Amerika ve Avrupa ülkeleri tüketmektedir.

1.2.2. Türkiye’de Petrol Endüstrisinin Gelişimi

Anadolu’nun petrol ile ilk etkileşimi, 17. yüzyıla dayanır. Ünlü gezgin Evliya Çelebi’nin Seyahatnamesinde, Van yöresine ait petrol pınarlarından bahsetmesi, buna ek olarak yine aynı döneme denk gelen 1638 yılında Sultan IV. Murat’ın Bağdat seferine çıkarken Kerkük bölgesinde, Neftçi zadeler diye bilinen Kerküklü

bir Türk ailesinin çıkarmış oldukları ham petrolü orduya hediye etmesi petrol olgusunun ilk somut etkileşimi olmuştur (Terzi, 2009: 179).

1.2.2.1. Osmanlı Dönemi Gelişmeler

Dünya'nın farklı bölgelerinde petrol faaliyetleri gün geçtikçe önemini artırmaktayken bu sürece ABD ise hız katmaktaydı. Osmanlı ise bu hareketliliğe, 1868 yılında Bağdat valisi Mithat Paşa'nın bayındırlık projeleri içerisindeki petrol rafinerileri üzerine çalışması ile dahil olmuştur. ABD petrol rafinerilerinin kurulmasından on iki sene sonra 1871 yılında Kuzey Mendali bölgesinde bugün Neftahane olarak bilinen petrol pınarları üzerinde çalışma yaptırarak, Bakuba' da (Bağdat'ın 50 km kuzeydoğusunda) bir rafineri kurdurmuştur (Uluğbay, 2008: 30-45). 1875 yılında Osmanlı ekonomisi çıkmazlar içerisinde iken tahta çıkan II. Abdülhamid, Hazine-i Hassa (padişah özel mülkiyetini yöneten idare) üzerinde yapılandırmalara gitmiş, tahta çıkışının ertesi yılı 1877'de birçok araziye de Hazine-i Hassa'ya katmıştır. Hazine-i Hassa ve Devlet Hazinesi içerisinde yer alan birçok arazide petrol arama faaliyetleri başlatılmıştır. Bu dönemde kazı yoluyla petrol çıkarma faaliyetine devam eden ABD'ye incelemeler ve görüşmeler yapmak üzere yaver Selahattin Efendi gönderilmiştir. Petrol arama ve çıkarma kapsamında ilk ferman IV. Murat dönemi 1638 yılında Neftçi ailesi için çıkarılırken 1883 yılında devlet görevlisi olan Tahsin Paşa'ya da bu hak tanınmıştır. 1887 yılında Ahmet Necati bey adında bir kişiye imtiyaz verilirken aynı yıl Sadrazam Kamil Paşa'ya İskenderun çevresi petrol imtiyazı fermanla sağlanmış, daha sonra Ahmet Necati beye devredilmiştir. 1888'li yıllarda bir İngiliz subayı olan Maunsell, Mezopotamya'da petrol incelemesi yaparak hazırladığı raporu yetkili makamlara sunmuş, bu dönemde Musul bölgesi Hazine-i Hassa topraklarında petrol verimliliğini artırmak için Sultan Abdülhamid ise Ahmet Arif Bey isimli bir müfettiş görevlendirmiştir. 1889 yılında çıkarılan bir İrade ile Musul vilayeti'nin tamamındaki petrol kaynaklarını işletme hakkı Devlet Hazinesi'nden alınarak

Padişah'ın Hazine-i Hassa'sına devredilmiştir. Bu ferman sonrası Fransa'dan Emile Jakraz isimli maden uzmanı getirilmiştir. Jakraz' dan sonra ise Alman mühendis Paul Graskopf getirilerek araştırmalar devam etmiştir. Ayrıca Graskopf bölgedeki zengin petrol noktalarını gösteren harita ile birlikte incelemelerini içeren bir rapor hazırlamıştır (Uluğbay, 2008: 40-62).

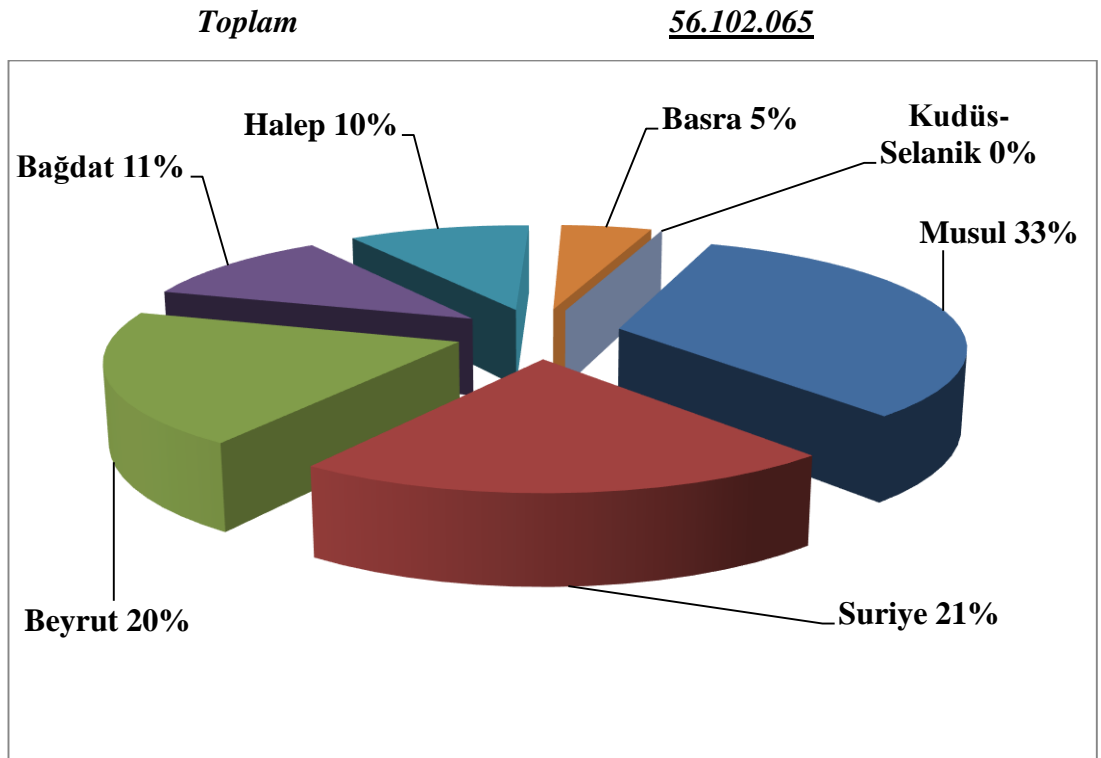


Şekil 3: Hazine-i Hassa Maden Mühendisi Graskopf' un Bağdat Musul Vilayetlerindeki Petrol Yataklarını Gösteren Haritası (Terzi, 2009: 57)

Sultan II. Abdülhamid zamanında padişah adına tapulanan arazinin toplam miktarı 56.102.065 dönümdür(Terzi, 2009: 32).

Tablo 4: Sultan II. Abdülhamid Zamanında Padişah Adına Tapulanan Arazinin Toplam Miktarı

<u>Vilayet / Sancak</u>	<u>Dönüm</u>
Musul	17.770.368
Suriye	11.835.307
Beyrut	11.417.330
Bağdat	6.235.160
Halep	5.586.060
Basra	2.849.070
Kudüs	211.621
Selanik	197.149



1901 yılında yabancı iş çevreleri petrol arama ve çıkarma işlemlerine ilişkin ayrıcalıklar elde ederken diğer bir yandan da 1886 yılında hazırlanan Osmanlı Maden Kanunu'nun yetersizliğinden yakınlıkla düzeltilmesi ve güncelleştirilmesi istemiyle büyükelçilikler aracılığıyla baskı yapıyorlardı. Aynı yıl içinde ise bu baskılar sonuç bulacaktı. 1906 yılında çeşitli ülkelerin yatırımcıları mevcut Maden Nizamnamesi'nin yetersizliğini dile getirilmesi sonucunda yeni bir kanun çıkarılması yoluna gidilecekti (Uluğbay, 2008: 64-78).

Osmanlı İmparatorluğu petrolün kullanım alanlarını artırmış, böylece tüketim artmaya başlamıştır. Buna nazaran 1910 yılında yaklaşık 177,2 milyon kilogram petrol ithal etmiştir. Bu ithalatın 122,6 milyon kilogramı Rusya, 10,5 milyon kilogramı ABD ve yaklaşık 32 milyon kilogramı Romanya'dan sağlanmıştır. Kişi başına petrol tüketimi 6,9 kilogram iken Yunanistan'da 2,2 kilogram, Almanya'da ise bu rakam 15 kilogram boyutundaydı (Uluğbay, 2008: 109). Petrol ithalatı ve ihracatı önemli bir aşama kat etmekle beraber, esas olan ham madde kaynaklarına sahip olarak sanayide, savunmada etkin bir güç haline gelmekti. Osmanlı topraklarında ham petrol kaynaklarının farkına varan Avrupalı ülkeler, Mezopotamya olmakla beraber Osmanlı topraklarına da yönelmeye başlamışlardır. Osmanlı topraklarında ilk ayrıcalıklı petrol arama hakkını ise 1888 yılında Almanya elde edecekti. Deutsche Bank ve Stuttgart Bank tarafından kurulan Anadolu Osmanlı Demiryolu Şirketi ile dolaylı olarak bu hakkını kullanacaktır. İmzalanan sözleşme gereği Anadolu'dan Basra Körfezi'ne uzanan demiryolu güzergahının her iki yanında 20'şer kilometrelik alanda petrol dahil olmak üzere maden arama hakkının bulunmasıdır.

Alman bankalarının elde ettikleri bu imtiyaza karşılık İngiliz sermayedarlar, 1909'da Osmanlı idaresi izniyle Türk Ulusal Bankası (National Bank of Turkey) adıyla bir girişim başlatmışlardır. 31 Ocak 1911 tarihinde Londra'da iki güçlü bankanın uzlaşması ile Osmanlı petrollerini işletmek amacıyla bir şirket kurulacaktır. Türk Ulusal Bankası ve Deutsche Bank uzlaşmasıyla kurulan ilgili şirket ise Afrika ve Doğu Ayrıcalıklı Limited Şirketi (Africa and Eastern Concessions Limited) adıyla 80.000 sterlin sermayeyle faaliyetlerine devam edecektir. Şirketin ismi 1912 yılında

Türk Petrol Şirketi (Turkish Petroleum Company) olarak değiştirilecektir. Bu şirketin 1929 yılında ismi ise Irak Petrol Şirketi olacaktır (Uluğbay, 2008: 38-114).

Anlaşılacağı üzere yabancı yatırımcılar Ortadoğu ve Anadolu'ya yatırım amacıyla kurmuş oldukları demiryolu şirketi, bankalar ve petrol şirketleri ile bir kısım ayrıcalıklar elde etmişlerdir. Bölgede toplanan gücün artması ile paylaşımların, uzlaşmaların doğrultusunda bölge halkı ve devletlerinin refahı göz önüne alınmaksızın çıkar çatışması yaşandığı görülmektedir.

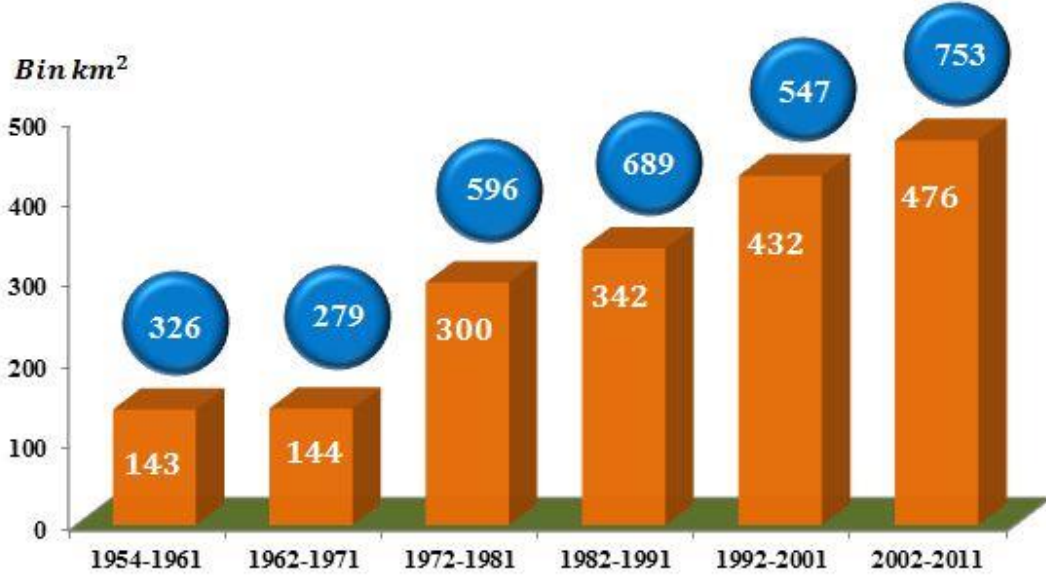
1.2.2.2. Cumhuriyet Dönemi Gelişmeler

Cumhuriyet dönemi petrol faaliyetlerini içeren ilk uygulama 24 Mart 1926 tarihinde kabul edilen 792 sayılı Petrol Yasası ile Türkiye Cumhuriyeti sınırları içinde bütün petrol ve petrol bileşiklerinin devlet eliyle aranması ve işlenmesi zorunluluğu getirilmiştir. Romanya Petrol Kanunu esas alınarak hazırlanan yasa kapsamının yüzeysel ve özet olduğu görülmektedir. Bu dönemde jeolojik etütler yapılmasına rağmen önemli sayılabilecek sonuçlar elde edilememiştir. 27 Mayıs 1933 tarihinde yayımlanan 2189 sayılı Kanun dâhilinde “Altın ve Petrol Arama ve İşletme İdareleri” yasasıyla İktisat Bakanlığına bağlı ve ilk kamu tüzel kişiliğine sahip Petrol Arama ve İşletme İdaresi kurulmuştur. Ayrıca 1930 yılında Türkiye Naft Sanayi A.Ş. tarafından, ilk rafineri olan Beykoz yakınında 40 ton/gün kapasiteli Boğaziçi Tasfiyehanesi kurulmuş, Romanya'dan getirilen ham petrol işlenmiştir. Ancak, rafineri 1934 yılında vergi sorunlarından dolayı kapanmıştır (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu [EPDK], 2005-2006 :10).

1934 yılında Amerika'dan getirtilen sondaj kulesi ve personeli ile petrol amaçlı olarak 1.351 metre derinlikte açılan ilk kuyu Basbirin-1 arama kuyusudur. Ancak bu kuyudan herhangi bir petrol emaresine rastlanılmadığından terk edilmiştir. 22 Haziran 1935 tarihinde yürürlüğe giren 2804 sayılı Kanunla Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü (MTA) kurulmuş, Altın ve Petrol Arama ve işletme İdareleri

kaldırılarak, kamu adına petrol arama ve üretimi yetkinliğini üstlenmiştir. Bu dönemde MTA Güneydoğu Anadolu'da önemli derecede petrol keşifleri yapmıştır. 1939 yılında ekonomik anlamda ilk ham petrol Raman-1 kuyusunda bulunmuştur. 24 Temmuz 1939 tarihinde Raman dağının Maymune boğazında Raman-1 kuyusunun sondajına başlanmış ve 20 Nisan 1940 tarihinde 1048 metre derinlikte ilk ham petrole rastlanılmış. Kuyu 1052 metre derinlikte 3 Haziran 1940 tarihinde tamamlanmıştır. 14 Şubat 1941 tarihinde Ticaret Bakanlığına bağlı yeni bir kamu tüzel kişiliğine sahip kuruluş olan Petrol Ofisi kurulmuştur. Bu dönemde MTA tarafından yürütülen, petrol ve ürünlerinin ithal, dağıtım, depolama, rafinaj ve satış görevlerini Petrol Ofisi üstlenmiştir. 1942 yılında Boğaziçi Rafinerisinden sökülüp Diyarbakır'a getirilen malzemeler ile "Maymune Boğazı Rafinerisi" adıyla günde 3 ton ham petrol arıtılabilen deneme rafinerisi kurulmuştur. 1945 yılında ise Raman-8 kuyusu tamamlanmış ve ilk defa ticari miktarda petrol bulunmuştur. 1948 yılında Batman Rafinerisi'nin kurulmasıyla ham petrol arıtımına hız verilmiştir (PİGM, agis, 2012).

Petrol faaliyetlerinin kamu nezdinde yeterli ekipman ve uzmanın olmayışı sebebiyle istenilen düzeyde sürdürülememesi, Türkiye'nin petrol endüstrisi bazında gelişmesini yavaşlatıyordu. Mevcut kaynakları kullanmak ve daha verimli hale getirmek arzusuyla özel sektöre imkan tanınabileceği düşünülüyordu. Bu bağlamda 16 Mart 1954 tarihinde yayımlanan 6326 sayılı Petrol Kanunu ile 792 sayılı Petrol Kanunu yürürlükten kaldırılmış ve MTA'nın jeolojik aramalar dışındaki yetkileri özel hukuk hükümlerine tabi bir anonim şirket olan Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'nı (TPAO) devredilmiştir. Yatırımcılar adına ticari bir hüviyet kazanan petrol faaliyetleri, kamu adına da işletmecilik faaliyetleri ile idari karar alma mekanizmasının ayrılması ile görev ayrılığı ilkesini tahsis etmiştir. Petrol faaliyetlerinin yatırımcılar tarafından yapılabilmesi için belirli şartlar çerçevesinde kamudan almış oldukları izin ve ruhsatlar ile yatırım işlemlerine başlamışlardır.



Şekil 4: Yıllara Yaygın Ruhsat Alanlarına Ait Ruhsat Sayıları (PIGM, agis, 2012)

1954 – 1961 yılları arasında, 2’si yerli 21’i yabancı olmak üzere 23 petrol şirketi arama üretim faaliyetine katılmıştır. Altı yıllık dönem içerisinde N.V. Turkse Shell şirketi tarafından Kayaköy, Türkiye Petrolleri A.O. tarafından ise Mağrip, Batıraman ve Kurtalan sahaları keşfedilmiştir.

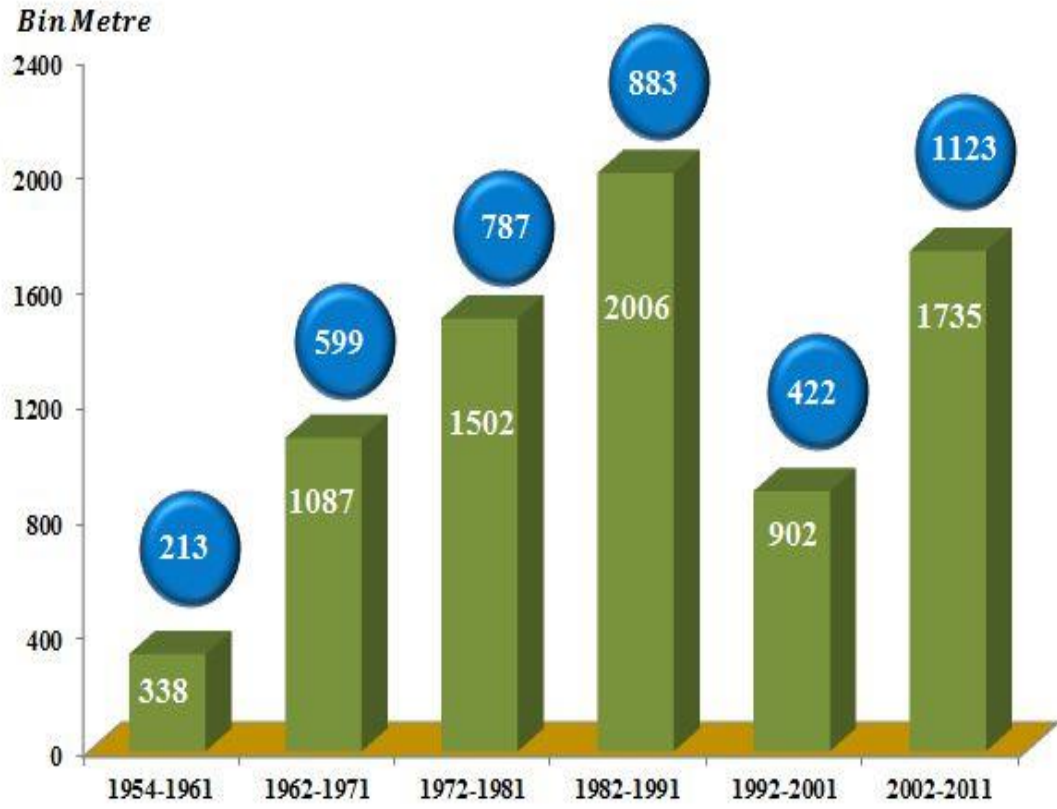
1962 – 1971 yılları arasında 2’si yerli 30’u yabancı olmak üzere toplam 32 petrol şirketi arama üretim faaliyetine katılmıştır. 1969 yılında ilk defa 2B deniz sismiği kullanılarak deniz alanlarındaki faaliyetlere başlanmıştır.

1972 – 1981 yılları arasında 8’i yerli 21’i yabancı olmak üzere toplam 29 petrol şirketi arama üretim faaliyetine katılmıştır.

1982 – 1991 yılları arasında 5’i yerli 43’ü yabancı olmak üzere toplam 48 petrol şirketi arama üretim faaliyetine katılmıştır. 1991 yılında ham petrol üretiminin 4,5 Milyon ton seviyeye çıkarak rekor kırılması Altın Yıl olarak nitelendirilir.

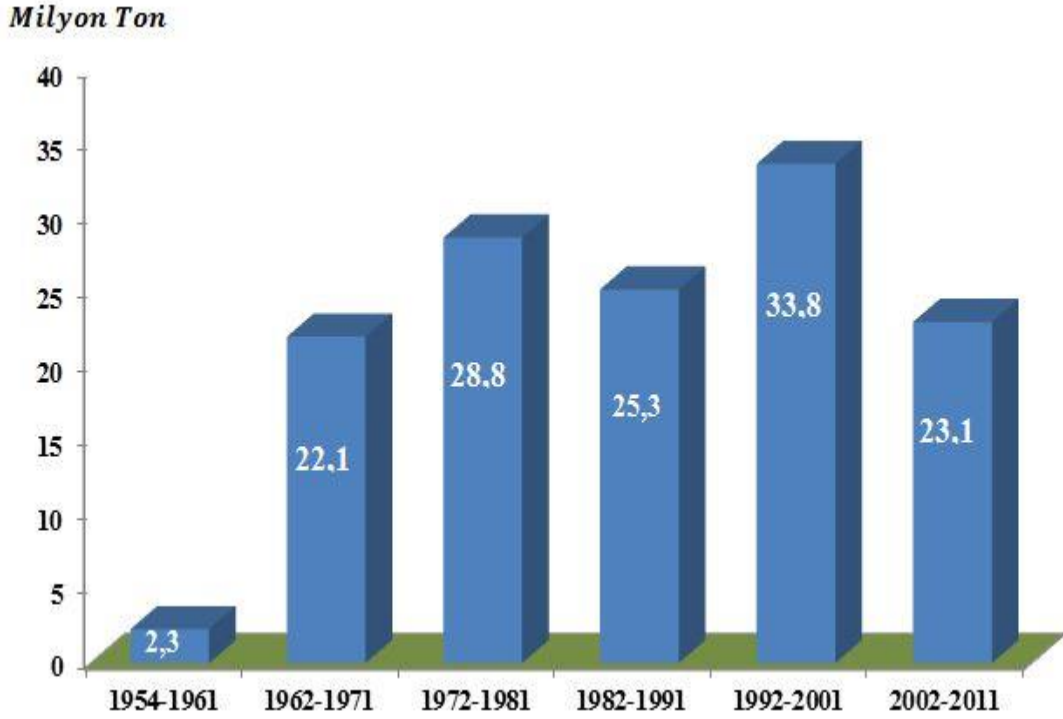
1992 – 2001 yılları arasında 3’ü yerli 26’sı yabancı olmak üzere toplam 29 petrol şirketi arama üretim faaliyetine katılmıştır.

2002 – 2011 yılları arasında 33'ü yerli 35'i yabancı olmak üzere toplam 68 petrol şirketi arama üretim faaliyetine katılmıştır.



Şekil 5: Yıllara Yaygın Toplam Metraja Ait Kuyu Sayıları (PİGM, agis, 2012)

Ülkemizde 2001 yılı sonuna kadar açılan toplam 2980 adet kuyununun 76 adeti 1934 – 1953 yılları arasında açılmış olup toplam metrajı 77 bin metredir.



Şekil 6: Yıllara Yaygın Ham Petrol Üretimi (PİGM, agis, 2012)

Yerli ve yabancı yatırımcıların petrol faaliyetlerine ortak olmasıyla arama ve üretim çalışmaları artış göstermiştir.

1973 yılında petrol kanunu doğrultusunda bazı değişiklikler yapılmıştır. Yönetim ve idari alanda Petrol Dairesi, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'ne (PİGM) dönüştürülmüştür. 1984 yılında Anonim Şirket ve Bağlı Ortaklık olan TPAO 'nun tüm hisseleri devlete ait İktisadi Devlet Teşekkülü haline getirilmiştir. Aynı dönemde Petrol Ofisi A.Ş. (POAŞ), Deniz İşletmeciliği ve Tankerciliği A.Ş. (DİTAŞ), Boru Hatları ile Petrol Taşıma A.Ş. (BOTAŞ), Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş. (TÜPRAŞ)'ın TPAO'nun bağlı ortaklıkları olması hükme bağlanmıştır. Zamanla bu şirketler TPAO bünyesinden özelleştirilerek ayrılacaktır (EPDK, 2005-2006: 12).

1.2.2.3. Türkiye’de Petrol Endüstrisinin Bugünkü Durumu

Dünya piyasalarında sermaye ve hammaddenin serbestçe giriş çıkışlarının gerçekleşmeye başladığı 21.yy’da enerji ve teknoloji kullanım seviyesi de artmaya başlamıştır. Ekonominin ve sermayenin küreselleşmeye başladığı, pazar ve piyasaların açık konum haline geldiği bir dönem ile uluslararası ticari hayat yeni bir boyut kazanmıştır. Bir yüzyılın devrine tanıklık eden yatırımcılar, hane halkları ve tüzel kişiliklerle beraber kamu tüzel kişilikleri de bu çağa hızlı bir şekilde adapte olmaya başlamışlardır.

Türkiye petrol endüstrisi bu dönemde özelleştirmeler ile yerli ve yabancı bireysel yatırımcılara kapı aralamıştır. Böylece özel iktisap kaynakların sektöre girmesiyle, yatırımcıların petrol faaliyetleri dahilinde değerlendirecekleri marjinal alanların seçimi sonrası projelerin verimliliği gözlenecektir. Bu yatırım alanları, petrolün kullanılabilir tüketim ürünü haline getirilebilmesi adına arama, üretim ve taşımacılık faaliyetlerini teşkil etmektedir. Sektörel bazda, arama, sondaj ve üretim faaliyetlerine ‘upstream’ faaliyeti, taşıma, rafinaj ve pazarlama faaliyetleri de ‘downstream’ faaliyetleri olarak tanımlanmaktadır (Atalay, 2003).

Sınırlarımız içerisinde arama, sondaj ve üretim faaliyetleri (upstream) kapsamında 18 bölgeye ayrılmış olan petrol alanlarına, 2011 yılı itibariyle kamu tarafından özel teşebbüs için upstream faaliyeti içerikli 380 adet ruhsatname verilmiş olup, bu ruhsatnamelerin uygulanabilir kapladığı toplam yüzölçümü ise 36.652.179 hektardır. Ham petrol rezervuarlarındaki üretilebilir petrolün 2011 yılı itibariyle rakamları aşağıda verilmiştir. Yerli, yabancı ve ortaklıklar halinde petrol üretim yatırımını gerçekleştiren şirketlerde belirtilmiştir (PIGM, agis, 2012).

Tablo 5: Türkiye’de 2011 Yılı İtibariyle Ham Petrol Rezervleri (PIGM, agis, 2011)

Şirket	Rezervardaki Petrol (*)		Üretilbilir Petrol		Kalan Üretilbilir Petrol	
	Varil	Ton	Varil	Ton	Varil	Ton
TPAO	5.503.849.923	819.452.630	887.595.688	129.234.109	222.677.356	33.283.978
N.V. Turkse Perenco	666.350.319	90.195.529	201.660.611	27.364.333	27.088.993	3.648.735
Trans Atlantic E.M.I ve DMLP Ltd.	539.000.000	73.247.984	98.500.000	13.385.763	12.778.316	1.760.854
Tiway & TPAO	49.611.000	6.953.650	19.600.000	2.747.204	1.161.040	149.660
N.V. Turkse Perenco ve TPAO	111.994.000	15.626.242	32.148.161	4.478.631	14.627.861	2.067.812
GYP	57.200.000	8.576.457	10.050.000	1.481.923	2.119.503	287.340
Aladdin ve GYP	1.505.287	211.170	305.287	42.869	245.503	34.570
Aladdin, GYP ve Madison (Turkey) LLC	24.300.000	3.615.690	6.190.000	914.922	3.978.665	592.934
Aladdin, GYP ve Talon	25.000.000	3.280.000	7.500.000	983.800	7.177.929	941.660
Arar	56.300.000	8.083.582	16.900.000	2.426.601	16.899.246	2.426.493
Extreme-Petrako	8.390.000	1.168.700	1.680.000	235.000	1.680.000	235.000
TPIC	333.073	49.619	333.073	49.619	-	-
Amity Oil ve TPAO	141.721	16.008	141.164	15.943	6.861	878
Diğer	33.478	4.570	33.478	4.570	1.182	137
Toplam	7.044.008.801	1.030.481.831	1.282.637.462	183.365.287	310.442.455	45.430.051

*İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

Şirketlerin almış oldukları ruhsatnameler izniyle üretim yapabilecekleri muhtemel petrol kaynaklarına bakıldığında, rezervardaki petrolün %78’lik kısmının TPAO’na ait olduğu görülmektedir. Arta kalan %22’lik kısmın ise yerli, yabancı ve ortaklık halinde dağılmaktadır. Ülkemiz petrol alanlarında faaliyet gösteren ve %100 hissesi kamuya ait olan TPAO’yu milli petrol şirketimiz olarak nitelendirebiliriz.

Ülkemiz, ham petrol rezervi açısından günümüz itibari ile kendine yeter bir aşamada değildir. İhtiyaç duyulan veya talep edilen ham petrolün belirli bir kısmı mevcut rezervuarlardan karşılanırken, büyük bir kısmı ithalat yolu ile tedarik edilmektedir.

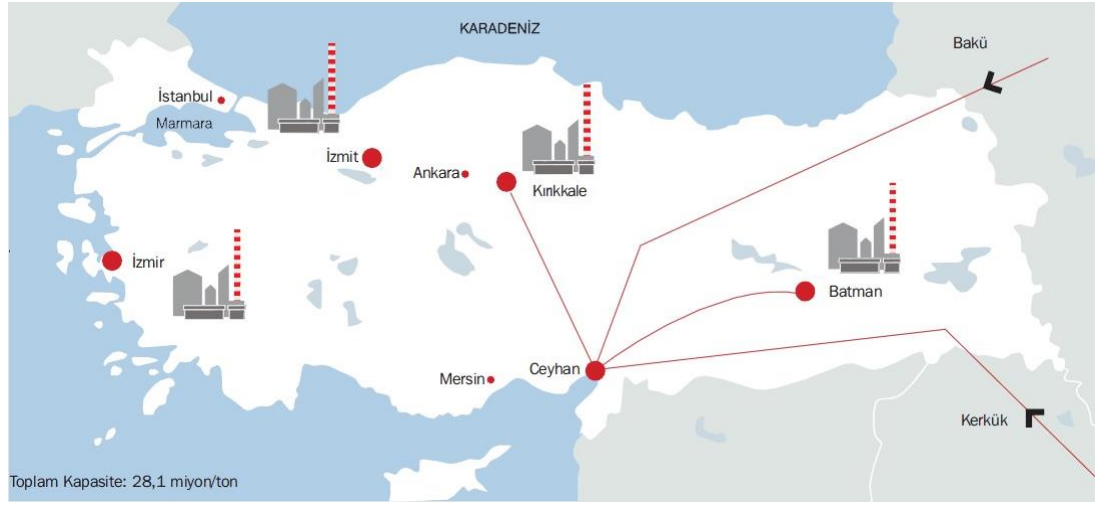
Tablo 6: Türkiye’de Yıllara Yaygın Yerli Ham Petrolün Tüketimi Karşılama Oranı (BP, agis, 2014)

Yıllar	Ham Petrol Üretimi (Ton)	Ham Petrol İthalatı (Ton)	Ham Petrol Tüketimi (Ton)	Yerli Üretimin Tüketimi Karşılama Oranı
1999	2 939 986	22 836 976	25 776 962	11.4%
2000	2 749 105	21 362 926	24 109 031	11.4%
2001	2 551 467	23 141 640	25 693 107	9.9%
2002	2 441 534	23 707 589	26 149 123	9.3%
2003	2 375 044	24 028 667	26 403 711	9.0%
2004	2 275 530	23 917 019	26 192 549	8.6%
2005	2 281 131	23 389 647	25 670 778	8.8%
2006	2 175 668	23 786 875	25 962 543	8.3%
2007	2 134 175	23 445 764	25 579 939	8.3%
2008	2 160 067	21 833 471	23 993 538	9.0%
2009	2 401 799	14 219 427	16 621 226	14.4%
2010	2 496 113	16 873 392	19 369 505	12.8%
2011	2 367 251	18 049 163	20 416 414	11.6%
2012	2 337 551	18 261 152	20 598 703	11.3%
2013	2 398 454	19 293 986	21 692 440	11.0%

Tabloda görüldüğü gibi Türkiye, petrol ihtiyacının %12’sini yerli üretimle karşılayabilirken % 88’ini ithal etmektedir. Yabancı şirketler içerisinde Türkiye’de en fazla petrol arama ve çıkarma yetisine sahip N.V Turkse Perenco şirkettir.

Yıllar itibari ile bakıldığında 2000 yılından sonra yerli üretimin toplam tüketimi karşılama oranı, 2009 yılına kadar, yakalanan üretim seviyesinin altında bir seviyede olduğu görülmektedir. 2009 yılı itibari ile bu seviye yeniden artış göstererek toplam tüketimin %14’ünü karşılayabilir aşamaya gelmiştir.

Rafineri faaliyetlerinin ülkemiz sınırlarında temel olarak Türkiye Petrol Rafinerileri A.Ş. (TÜPRAŞ) yürütmektedir. Dört büyük rafineri ile faaliyetlerine devam eden TÜPRAŞ, rafineri alanında Avrupa'nın 7. ve dünyanın ise 29. büyük rafinerisi olma unvanını taşımaktadır. İzmit, İzmir, Kırıkkale ve Batman rafinerisi olmak üzere rafineri ve üretim işlemleri sürdürülmektedir.



Şekil 7: Türkiye'deki Mevcut Rafineri ve Rafinerileri Birleştiren Boru Hatları Haritası (TÜPRAŞ, 2007)

Üretime 1961 yılında başlayan İzmit Rafinerisi, İzmit Körfezi'nin Tütüncüçlük bölgesinde kurulmuş olup, yıllık 11,0 milyon ton/yıl ham petrol işleme kapasitesine sahiptir. Ülkemizin en büyük rafinerisidir. 1972 yılında üretime başlayan İzmir Rafinerisi, İzmir'in Aliağa ilçesinde kurulmuş olup, yıllık 11,0 milyon ton/yıl kapasitelidir. Ülkemizin ikinci büyük rafinerisidir. 1986 yılında başta Ankara olmak üzere bölge petrol talebini karşılamak için kurulan Kırıkkale Rafinerisi, Kırıkkale yakınlarındaki Hacılar mevkiinde olup, yıllık 5 milyon ton/yıl kapasitelidir. Ülkemizin en büyük kara rafinerisidir. 1955 yılında kurularak Türkiye'nin ilk rafinerisi olma özelliği taşıyan Batman Rafinerisi ise 1,1 milyon ton/yıl kapasite ile ham petrol işlemektedir. Yıllar itibariyle mevcut rafinerilerde işlenmiş ham petrol satışları gösterilmiştir (TÜPRAŞ, 2011).

Tablo 7: Türkiye'deki Rafinerilerde İşlenmiş Ham Petrol Satışları (TÜPRAŞ)

Yıllar	İzmit Rafinerisi (Milyon Ton)	İzmir Rafinerisi (Milyon Ton)	Kırıkkale Rafinerisi (Milyon Ton)	Batman Rafinerisi (Milyon Ton)
1998	10.4	10.5	3.4	0.71
1999	8.6	10.3	3.9	0.61
2000	9.5	10.6	3.4	0.67
2001	11.3	9.4	3.4	0.65
2002	10.7	9.0	3.5	0.88
2003	10.1	9.2	3.6	0.84
2004	10.9	8.9	3.1	0.85
2005	10.7	10.2	3.3	0.78
2006	10.8	11.2	3.5	0.68
2007	11.6	10.7	3.2	0.84
2008	11.8	10.3	3.0	0.86
2009	9.9	7.9	2.8	0.87
2010	9.9	8.7	2.9	0.96
2011	10.9	8.9	3.1	0.99
2012	11,6	9,4	3,4	1,11
2013	10,7	8,8	3,8	0,80

Türkiye'deki mevcut rafinerilerin yıllar bazında işlemiş oldukları ham petrolün satış miktarı verilen tabloda görüldüğü gibi, kendi kapasitesini aşan miktarda satışı gerçekleştiren İzmit Rafinerisidir. 2001-2007-2008 yıllarında mevcut kapasite üzerinde satış yapıldığı görülmektedir. İzmir Rafinerisi'nin 2006 yılında mevcut kapasitesi üzerinde satış işlemi gerçekleştirmiştir. Kırıkkale ve Batman Rafinerileri ise kapasiteleri kapsamında satış gerçekleştirdikleri anlaşılmaktadır (PIGM, agis, 2012).

İKİNCİ BÖLÜM

PETROLÜN ULUSLARARASI ENDÜSTRİYEL POLİTİĞİ VE İKTİSADİ YATIRIM KARARLARI

2.1. Uluslararası Petrol Endüstrisinin Politik Etkileşimi

Dünya petrol endüstrisinin gelişimi ile birlikte ekonomik ve politik birçok alanda etkiler de görülmeye başlanmıştır. Uluslararası jeopolitik ve jeostratejik etkiler de düşünüldüğü zaman petrolün arama, geliştirme ve üretim yatırımlarının önemlilik düzeyinin bölgelere göre değiştiği fark edilmektedir. Endüstriyel bölge politığının değişim anahtarı olarak kullanılan ana unsur ise petrol fiyatlaması olarak kabul edilebilir. Petrol fiyat belirleme mekanizmasının dünya piyasalarında istenilen düzeyde etkin olmasıyla rezerv sahibi olan ülkelerin ve rezerv kaynağı bulunmayan ülkelerin sosyal ve iktisadi ihtiyaçlarının karşılanması, tamamen politik bir endüstriyel zemini inşa etmiş olmaktadır. Bu endüstriyel organizasyonun tekel yapı içerisinde olmasının büyük bir tehlike teşkil etmesi üzerine fiyat mekanizmasının serbest piyasa koşulları altında belirlenmesi bu soruna çözüm kaynağı getirmiştir. Arama, geliştirme ve üretim yatırımlarına ek olarak zamanla taşıma maliyeti unsurlarını minimum seviyede tutma amacıyla geniş çapta çalışmalar başlatılmıştır. Bununla beraber transit taşıma boru hatları yatırımı gerçekleştirilmiştir. Bu yatırım faaliyetleri ile ülkelerin jeopolitik konumları zamanla daha belirleyici önem kazanırken aynı zamanda ülkeler arası politik arenada birleşmeler olmuştur. Karar

vericilerin ortak paydada buluşmaları ile uluslararası petrol yatırım organizasyonları birleşmeye, ortaklığa ve benzeri anlaşma kapsamında güç birliğine yönelmişlerdir. Bu yönelişin sonucu jeoekonomik fırsat çatışmasının taraflarını ortaya çıkarmıştır. Dünya genelinde hazırlanan projeksiyonlar dikkate alındığında arama, geliştirme, üretim, rafineri, taşımacılık faaliyetleri için küçümsenemeyecek değerlerde yatırımların yapıldığı görülmektedir.

2.1.1. Petrol Endüstrisinin Yatırım Değişkenleri

Fiziki yatırımlar ve sermaye yatırımları gibi çeşitli beklenti koşulları içerisinde olan işletme veya hane halkı, ellerindeki değerlerini organize olmuş piyasalarda, organize olmamış piyasalarda veya gayrimenkul, proje tabanlı yatırımlara yönelerek varlıklarını maksimum karlılık düzeyinde bir seviyede tutmayı amaç edinmektedir. Ayrıca ortaklık ilişkisinde olan gruplar da ortaklarının paylarını maksimize etmek, alacaklılarına karşı taahhütlerini zamanında yerine getirmek amacıyla, kaynak olanaklarını üstün tutmayı hedefleyerek yatırım fırsatlarını değerlendirmeye çalışmaktadır. Bu doğrultuda proje tabanlı yatırımların uzun vadede nakit döngülerinin gerçekleşmesi önemlilik derecesini artırmaktadır. Uzun vadede piyasa etkisi içinde kontrol edilemeyen makro iktisadi çeşitli risklerin, belirsizliklerin olması veya oluşması proje tabanlı yatırımların analizini daha önemli kılmaktadır. Maliyet, risk, belirsizlik, beklenti, getiri ve kar analizlerinin tarafsız, görecelikten uzak bir tabanda tüm bilgi kullanıcılarına eşit veri arzı için finansal yatırım teknikleri kullanılması gerekli olmuştur.

Yatırımcılar gerçekleştirmek istedikleri projelerinin sürekliliği ve karlılığı için maliyet faktörünü kontrol altına alacaktır. Faaliyet verimliliğini ve sürekliliğini aksatmadan, beklenen gelir üzerindeki maliyeti olabildiğince azaltmanın alternatif yollarını değerlendirecektir. Bu kapsamda faaliyete başlarken tercih edilecek kaynak maliyeti ilk dikkat edilmesi gereken değişken olacaktır.

İşletmeler kaynak ihtiyaçlarını karşılamak için başvurdukları kaynaklar arasında en iyi alternatif olanı seçmek zorundadır. Kaynak maliyeti açısından yabancı kaynak maliyeti ve öz kaynak maliyeti göz önünde bulundurulurken, proje maliyeti açısından hem kaynak hem de ürün ve hizmet tedariki göz önünde bulundurulacaktır.

Kaynak kullanımında önemli olan unsur minimum maliyete katlanılan kaynağı üstlenmektir. Her ne kadar öz kaynak maliyetinin daha düşük olacağı düşünülse de aslında öz kaynak maliyeti minimum yabancı kaynak maliyetine eşit olmakla birlikte ortakların beklentilerindeki artış bu oranı artıracaktır.

Kaynak kullanımı açısından çeşitlendirme imkanı da söz konusu olabilmektedir. Belirli bir oranda yabancı kaynak belirli bir oranda öz kaynaktan kullanılabilir. Uzun vadeli borçların ve özsermayenin piyasa değeri toplamına %100 denildiğinde, uzun vadeli borç ağırlığı (W_d), özsermayenin ağırlığı (W_e) olmaktadır. Uzun vadeli borçların vergi öncesi faiz oranı (k_d) ve hissedarların beklediği getiri oranı, başka bir ifadeyle özsermayenin maliyeti (k_e) ile gösterildiğinde, ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM) (k_{WACC}) aşağıdaki gibi ifade edilmektedir. Burada “t”, kurumlar vergisi oranını göstermektedir (Öztürk, 2004: 365).

$$(AOSM) = W_d \times k_d \times (1 - t) + W_e \times k_e$$

Maliyet faktörünün dikkate alınması gereken diğer bir yönü ise firma değeri ile sermaye maliyeti arasında ters orantılı bir ilişkinin olmasıdır. Sermaye maliyetinin minimum yapılmasına ilişkin alınan finanslama kararları firma değerinin maksimuma ulaşmasını sağlayabilir. Finanslama kararları açısından firma değerini maksimum yapan bir sermaye yapısının bulunup bulunmadığının bilinmesi önemlidir. Sermaye maliyeti, firma büyüklüğü ve firma aktif yapısını belirleyen yatırım kararlarının verilmesinde de projenin kabul edilebilirliği açısından etkili bir faktördür (Dizdarlar, 1997: 2).

Finansal varlıkların maliyet yapısı içerisinde özkaynak, yabancı kaynak ve buna bağlı olarak piyasadaki farklı finansal kaynakların tercih edilmesinde,

değerlemesinde ve alternatiflerinin karşılaştırılmasında geliştirilen çeşitli değerlendirme ölçüleri bulunmaktadır. Bu değerlendirme ölçüleri;

EVATM(Economic Value Added) ,
MVA (Market Value Added) ,
NVA (Non Value Added) ,
SVA (Shareholder Value Added) ,
FVA (Funding Value Adjustment) ,
CVA (Credit Valuation Adjustment) ‘dir.

Bu çalışma içerisinde Ekonomik Katma Değer (EVA) değerlendirme ölçüsü ele alınarak açıklanacak ve örnek uygulama içerisinde değerlendirme ölçüsü olarak kullanılacaktır.

Finansal performans değerlendirme ölçütü olarak yeni bir kavrammış gibi görünen Ekonomik Katma Değer yöntemi veya benzerleri olan "artık kar"(residual income) veya "ekonomik kar" kavramı, yatırımcılar tarafından sürekli dikkate alınan bir ölçüttür. "Artık kar", toplam net kazançlardan yatırılan sermayenin cari faiz oranları üzerinden sağlayacağı faiz tutarının çıkartılması ile hesaplanan tutar olarak dikkate alınır (Öztürk, 2004: 351-368).

$$EVA^{TM} = (\text{Net Faaliyet Karı} - \text{Düzeltilmiş Vergi}) - [\text{AOSM} \times \text{Yatırım Sermayesi}]$$

$$EVA^{TM} = (\text{Net Operating Profit Less Adjusted Taxes}) - [\text{AOSM} \times \text{İnv. Cap.}]$$

$$EVA^{TM} = \text{NOPLAT} - [k_{WACC} \times \text{İnv. Cap.}]$$

Burada düzeltilmiş vergiler, faaliyet karının vergilenmesidir. Diğer bir deyişle faiz ve vergi öncesi karın vergiye tabi olması denilmektedir. EVATM ‘nın temel yaklaşımı olan faaliyet karının sermaye maliyetini karşılama gücünün karşılaştırılması olduğundan, sermaye maliyetinden önce vergi giderleri dikkate alınır. Ardından kalan kardan sermaye maliyeti çıkarılarak EVATM değerine ulaşılmış olunur (Öztürk, 2004: 351-368).

Ekonomik Katma Değer hesaplamasının değere dayalı gelir tablosu üzerinde hesaplaması ve klasik gelir tablosu ile karşılaştırılması aşağıdaki gibidir.

Tablo 8: Klasik Gelir Tablosu ve Değere Dayalı Gelir Tablosu Karşılaştırılması

KLASİK GELİR TABLOSU	DEĞERE DAYALI GELİR TABLOSU
SATIŞLAR	SATIŞLAR
-	-
SATILAN MALIN MALİYETİ	SATILAN MALIN MALİYETİ
=	=
BRÜT KAR	BRÜT KAR
-	-
AMORTİSMAN, SATIŞ VE YÖNETİM GİDERLERİ	AMORTİSMAN, SATIŞ VE YÖNETİM GİDERLERİ
=	=
FAİZ VE VERGİ ÖNCESİ KAR	NET FAALİYET KARI
-	-
FAİZ	DÜZELTİLMİŞ VERGİLER
=	=
VERGİ ÖNCESİ KAR	NET FAALİYET KARI EKŞİ DÜZELTİLMİŞ VERGİLER (NET OPERATING PROFIT LESS ADJUSTED TAXES) (NOPLAT)
-	-
VERGİ	SERMAYE MALİYETİ
=	=
NET KAR	EKONOMİK KATMA DEĞER (ECONOMIC VALUE ADDED) (EVA)

Alternatif olarak, hem borç hem de öz sermaye maliyetinin vergi sonrası faaliyet kârından çıkarılmasıyla bulunan Ekonomik Katma Değer, gerçek kârın bir ölçüsüdür. Kârı üretebilmek için kullanılan tüm sermayenin maliyetini aşan (ya da

aşağısında kalan) kârın tutarındır. Tüm maliyetler çıkarıldıktan sonra arta kalandır (Alp, Demirgüneş, Ban, Öztürk, 2009: 59-61).

Ekonomik Katma Değer yöntemi, işletme vergi sonrası net faaliyet kârını, o kârı yaratmak için kullanılan sermayenin maliyetinden arındırmaktır. Şirketlere değer katmaktan çok, değer yaratmanın yollarını arar. En basit anlamda, yöneticileri hissedar gibi hareket ettiren bir mekanizma, bir şirket performans ölçümüdür. Bir işletmenin yarattığı ya da kaybettiği değer dönemselsel olarak bir yıllık tutarıdır. İşletmenin tümü için hesaplanabileceği gibi her bölüm için ayrı ayrı da hesaplanabilir. Bölüm bazında ya da ürün bazında hesaplandığında her bir bölüm ya da üretim hattı farklı bir işletme olarak düşünülmelidir. Bölüm ya da ürün bazında hesaplanan Ekonomik Katma Değer, her bir bölüm ya da ürünün işletme adına yarattığı ya da kaybettirdiği değeri gösterir. Böylece ürünler ya da bölümler arasında kıyaslama yapma şansı yaratılır (Hacıüstemoğlu, Şakrak, Demir, 2002: 17-25).

Ekonomik Katma Değer, borç maliyetinin yanı sıra öz sermaye maliyetini de dikkate almasıyla sadece yabancı kaynak maliyetlerini dikkate alan hisse başına kazanç, öz sermaye karlılığı, aktif karlılığı gibi kazançlara dayanan performans ölçütlerinden ayrılır. Bu şekilde işletme performansının, işletmenin faaliyetleri için gerekli giderleri ve hissedarların yatırımları üzerinden bekledikleri getiriye sağlama düzeyini belirler, işletmenin sermaye maliyetini aşan bir kazanç elde edip-etmediğini ortaya koyar. Böylelikle inceleme döneminde işletme değerindeki artışın veya değer kaybının göstergesini oluşturur (Yıldırım, 2005: 226).

İşletmelerin kullandıkları borç ve özkaynak durumu işletme sahiplerini, ortaklarını, borç verenleri doğrudan ilgilendirmektedir. Borç ve özkaynak arasındaki ilişki dikkate alınacak olursa; borç/özkaynak oranı arttıkça faiz ödeme yükümlülüğünün de artacağı dolayısıyla likidite yetersizliği riskinin yükseleceğini ve böylece işletme sahip veya ortakları ile borç verenlerin artan riski de karşılayacak şekilde daha yüksek getiri isteyecekleri bilinmektedir. Kısaca işletmenin borç yükü arttıkça özkaynak maliyeti sabit kalmayıp yükselecektir. Bunun yanında likit fonların azalması nedeni ile işletme net faaliyet gelirini artırıcı yeni yatırımlara yönelemeyecektir. Bu durum devam ettikçe de firma iflas riskiyle karşılaşacaktır (Akgüç, 1994: 488-490).

Yatırımcılar arzu edilen kar noktası için toplam giderlerini belirleyerek karlılık düzeyine ulaşmak isterler. Gider fonksiyonunu oluşturan etmenleri kontrol altına alırken, giderlerin sınıflandırılması giderleri daha duyarlı hale getirecektir. Bu sınıflandırma genel itibariyle sabit giderler, değişken giderler ve karma giderler olarak sınıflandırılır. Toplam işletme giderlerinin neden olduğu nakit çıkışlar ile toplam işletme gelirlerinin sağladığı nakit girişlerin eşit olduğu yıl proje yatırımının kara geçiş yılı olarak saptanacaktır. Bu yılı öngörmek için yatırım süreci içerisinde yüklenilecek sabit giderleri, değişken giderleri, karma giderleri ve bu gideri karşılayacak satış miktarını, kapasite yeterliğini, fiyat çarpanını ön görerek başa baş yılı belirlenecektir.

Yatırımcılar işletmenin gelecekte hangi miktar ve hacimde üretim yapabilir durumunu ölçerek karlılık noktasını belirlemek adına işletmelerin kapasite kullanım durumlarını da dikkate alırlar. İşletmenin bulunmuş olduğu karlılık durumunu hangi kapasite oranıyla elde ettiğini yada arzulanan karlılık için mevcut kapasitesini hangi oranda artırması gerekeceği bakımından kapasite kullanımını değerlendirirler. Kapasite kullanımı ile işletmenin başa baş noktasında üretmesi gereken ürüne karşılık üretmiş olduğu ürün arasındaki ilişkiye bakarak işletme politikaları değerlendirilebilir. İşletme satışlarını dikkate alarak yapılan değerlendirme işletmenin başa baş satışları ile fiili satışları arasındaki ilişkiye bakmak gerekecektir.

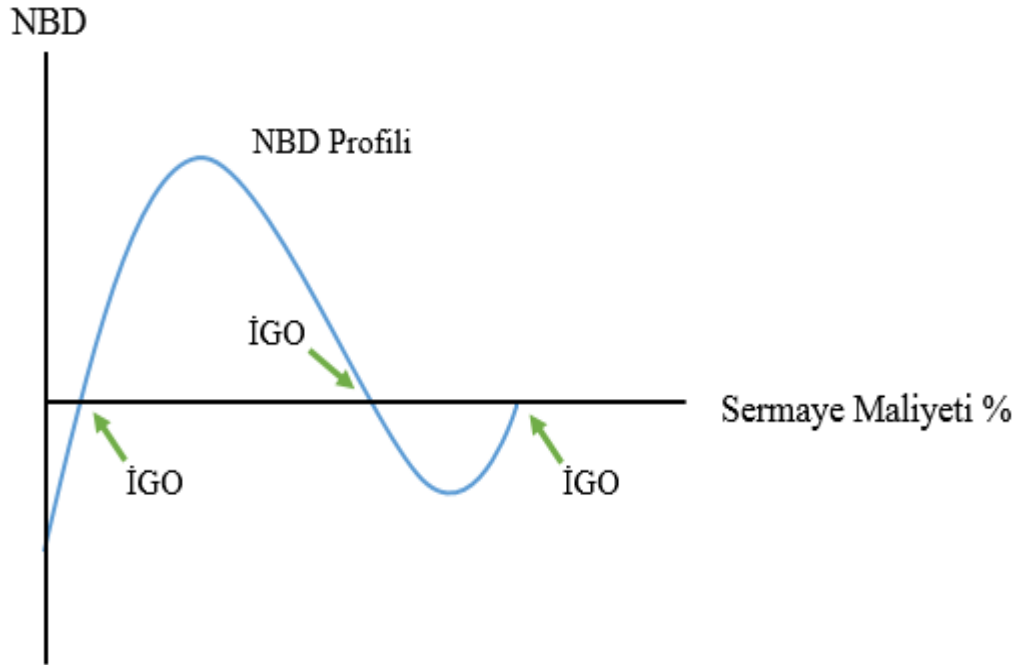
Bir projenin tahmin edilen sürede başa baş yılını yakalaması, satış fiyatı ve miktarındaki değişmelerin beklenen doğrultuda gerçekleştiğini gösterir. Projenin başa baş değerine vardığı yıldan sonraki her birimlik satış, projeyi beklenen getiri değerine yaklaştıracaktır.

Beklenen getirisi hesaplanırken, projenin ekonomik ömrü içerisinde istenen geri ödeme süresi dikkate alınır ve yatırım tutarının bugünkü değeri hesaplanmalıdır.

Net nakit girişlerinin belli bir iskonto oranından indirgenmiş değerleri bulunur. Bu değerler yatırım tutarının bugünkü değerine eşit oluncaya kadar toplanır. Eşitliğin sağlandığı yıl indirgenmiş geri ödeme süresi olarak kabul edilir. Bu süre bir projenin minimum ne kadar süre dayanması gerektiğini gösterir ve pozitif net bugünkü değer olarak tanımlanır. İndirgenmiş geri ödeme süresinin, istenen geri

ödeme süresinden küçük olması projenin kabul edilebilir olduğunu gösterir (Anbar, Alper, 2009: 195).

Proje kabul sürecini etkileyen diğer değişken ise projenin iç getiri oranıdır. İç getiri oranı (İGO veya Internal Rate of Return –IRR) projenin net nakit giriş ve net nakit çıkışlarını birbirine eşitleyerek yatırımın net bugünkü değerini sıfıra eşitleyen orandır. Beklenen getiri ile maliyeti karşılama gücü iç getiri oranı olarak ifade edilebilir. Bir projenin AOSM eğer İGO ‘dan büyük ise projenin getirisi maliyetlerini karşılayabilir durumda olmadığından proje ret edilecektir. Projenin kabul edilebilir olması için, o projenin beklenen getirisi; fırsat maliyetini veya projenin fon maliyetini aşması gerekir. Çünkü tercih edilecek projenin NBD ‘i pozitif olması gerekecektir. Projelerin iç getiri oranının sınama yanılma yoluyla ve enterpolasyon yöntemi ile hesaplanması mümkündür (Ercan, Ban, 2008: 151).



Şekil 8: İç Getiri Oranı Grafiği

Bir yatırım projesinin bugünkü değerini sıfır yapan bir ve birden fazla İGO olabilir. Bazı projelerde birden fazla İGO ‘nun olması bu yöntemin kullanılmasını riskli hale getirebilir. Bu nedenle İGO yöntemi kullanılırken projenin bugünkü değerini sıfır yapan durumları önceden tespit etmek proje analizinin doğruluğunu daha güçlü kılacaktır.

Bazı yatırım projeleri sonuçlandıktan sonra da maliyet ortaya çıkaran sosyal ve ekonomik amaçlı yatırımlar gerektirebilir. Bu durumda maksimum noktaya ulaşmış getiri oranı, zamanla azalışa geçecektir. Örnek olarak bir tarım arazisi içerisinde maden arama yatırımı yapılması ile arazinin tarıma kapatılarak arama, çıkarma işlemi gerçekleştirilir. Yatırım sürecinin belli bir aşamasında net bugünkü değeri negatif düzeyden sıfıra ulaşır. Üretim süreci devam ettikçe getiri artar ve bugünkü değer pozitif kademeye yükselerek yatırım karlılığı gerçekleşir. Yatırım işlemi bitmesi ve arama, çıkarma işlemine son verilerek arazinin boşaltılması projenin beklenti yatırım süreci sonuçlanmış olur. Ancak sosyal sorumluluk veya yeniden ekonomik kazanç için, arazinin yeniden işler hale gelmesi amacıyla yeni yatırımlar yapılır. Böylece pozitif aşamada ki bugünkü değer sıfıra yaklaşır. Zamanla negatif halde alabilir. Bu süreç devam ederek tarım faaliyetinden kazanç elde ederek yeniden bugünkü değer sıfıra ve pozitif değere ulaşabilir. Bu döngü farklı kademelerde devam edebilir (Brealey, Myers, Marcus, 2007: 156).

2.1.2. Petrol Fiyat Mekanizması

Küresel ekonomide büyük bir paya sahip olan petrol endüstrisi, birçok ülkenin ekonomik faaliyetleri ile beraber ithalat ve ihracat programlarını etkilemektedir. Ayrıca küresel ve ülkesel bazda farklı derecede enflasyonist ve büyüme rasyolarıyla etkileşimi piyasa seyrine de değişik zamanlı belirsizlikler katmıştır. Bu belirsizlikleri ve doğan riskleri elimine edememe durumu ise yatırımların fayda maliyet beklentilerini olumsuz etkileyebilecek önemliliğe sahiptir. Bunun gibi çeşitli alanları etkileyen petrol fiyatlarının oluşumu genel itibariyle arz ve

talep beklentileri ile her ne kadar oluşturulsa da tam anlamıyla gerçekleşen fiyat yapısını vermemektedir. Çünkü petrol fiyat mekanizması ekonomik konjonktür unsurları yanında siyasi ve uluslararası etkileşim içerisinde olduğu bilinmektedir. Bu nedenle sadece ekonomik göstergelerle yapılan analizler yeterli olmamaktadır.

Dünyada serbest piyasa koşulları dahilinde fiyatlar arz ve talep dengesinde oluşmaktadır. Petrol fiyatlamasının yapısının bu koşullara ne derece uygun olduğu tartışılır düzeydedir. Petrol arz ve talep taraflarına bakıldığında eksik rekabetin olduğu ortaya çıkmaktadır. OPEC tarafından alınan kararlar veya belirlenen stratejiler serbest piyasa mekanizmasını engelleyebilmektedir. Sınırlı sayıda üreticinin olmasına karşılık, sınırsız sayıda talep edip hatta arz etmek arzusunda olan tarafların olması güç dengesini kırmaktadır. Böylece sınırlı sayıdaki üretici, fiyat mekanizmasında baskın güç olma statüsüne yükselmektedir. Ekonomik anlamda petrol endüstrisi ihracatçıların tekelinde olup, arz talepten daha değişken bir yapıya sahiptir (Noreng, 2002: 21).

Tablo 9: Geçmiş Yıllara Ait Gerçekleşmiş Petrol Varil Fiyatları

Gerçekleşmiş Fiyat Göstergeleri	
Yıllar	Petrol Fiyatı (\$/bbl)
2000	22,92
2001	24,81
2002	29,74
2003	36,78
2004	33,64
2005	49,35
2006	61,50
2007	68,19
2008	72,34
2009	74,39
2010	78,06
2011	106,18
2012	109,08
2013	112,09

Petrol fiyatları son yirmi yılda ortalama sekiz kat artış göstermiştir. Yıllar arasında en belirgin artış 2005 yılında olmuştur. 2008 yılında küresel resesyon sonucu düşen talep miktarı petrol fiyatlarında önemli derecede etkilemiştir. 2011 yılında petrol fiyatları yıllık ortalama olarak 100 Amerikan Dolarını geçmiştir.

Petrol fiyat yapısının daha iyi anlaşılması için fiyatları etkileyen faktörleri diğer bir deyişle arz ve talep dengesini etkileyen unsurları analiz etmek gerekir. Arzı etkileyen unsurlar OPEC, petrol stokları ve sektörel yatırımlar incelenebilirken, talebi etkileyen unsurlara küresel kriz, ekonomik büyüme, alternatif enerji, iklim değişiklikleri gibi durumları sıralayabiliriz. Aynı zamanda arz ve talebi aynı anda etkileyen unsurlarda göz önüne alınması gerekecektir. Bunlar ise jeopolitik etkenler

ve spekülâtif haberler fiyat oluşumunda değerlendirilmelidir (Öktem, Demirkul, 2009).

2.2.İktisadi Yatırım Kararlarında Yasal Kriterler

İşletmelerin ana faaliyetlerinin devamlılığında işletme yapmış oldu faaliyet konusu doğrultusunda kendi çıkarlarını gözetirken işletme ile ilişkili olan işletme içi ve işletme dışı gruplar da kendi menfaatlerini gözetecektir. Buna bağılı olarak şirket ortakları karlılık beklentisi, alacaklılar taahhütlerin yerine getirilmesi, bankalar likit ve borç ödeme gücü, kamu ise vergi yükümlülüklerinin yerine getirilmesi üzerinde yoğunlaşacaktır.

Petrol endüstrisindeki işletmeler yatırımda bulunmayı planladıkları bölgenin veya ülkenin vergi imtiyazları, teşvik konuları ve bölgeye yapılan yatırıma finansman kaynağı sunabilecek kreditorlerin varlığı işletmeler için önemli bir etken olmaktadır. Ayrıca yatırım yapan işletmelerin arzu ettikleri minimum risk ve minimum maliyet ile maksimum kazanç, kar elde etmeyi hedeflemesinin karşısına ev sahibi ülkelerinde maliyet değişkeninin dahi olmadığı ve buna karşılık maksimum kar elde etmek arzusu yatırımcı ve ev sahibi arasında anlaşma şartlarını zorlaştırmaktadır.

Ülkeler kendi yer altı ve yer üstü kaynaklarının aranması, işlenmesi, üretilmesi ve arzının sağlanması için kanunlar çıkarmıştır. Birçok gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler kendi kaynaklarını çıkarabilen ve işleyebilen bir yapıya ulaşmak için ise kamusal özerk kurumlar kurmuştur.

Türkiye 'de (eski 6326 Sayılı Petrol Kanunu) yeni 30/05/2013 tarihli 6491 Sayılı Türk Petrol Kanunu ile yer altı kaynaklarından petrol öncülünün aranması, çıkarılması, işlenmesi ve arzından sorumlu kuruluş TPAO 'dur. Buna benzer Azerbaycan 'da SOCAR, Çin Petrol Şirketi CNPC, İran Ulusal Petrol Şirketi gibi

ülkenin menfaatleri dikkatinde kurulmuş bu kurumlar, sürekli yenilenen, geliştirilen, ulusal ve uluslararası kara ve deniziler de arama ve üretim yapan milli kuruluşlardır.

2.2.1. Petrol Yatırım Anlaşmaları

Petrol rezervine sahip ülkeler, mevcut rezervleri işleyecek donanım veya finansal kaynak eksikliği nedeni ile mevcut rezervleri üretmek için yabancı yatırımcılar ile anlaşma yapmaktadırlar. Bu anlaşmalar her ülkenin kendi yasalarına bağlı kalması sebebiyle, bu anlaşmalar ülkeden ülkeye farklılık göstermektedir.

2.2.1.1. İmtiyaz ve Vergi Anlaşmaları

Günümüzde Türkiye’de uygulanmakta olan bir anlaşma türüdür. Devlet kazancının elde edilmesi, anlaşmaya göre devlet iki yoldan elde etmektedir. Birincisi petrol üretimine bağlı olarak elde edeceği imtiyaz (devlet hissesi)’dir. Bu imtiyaz genellikle üretilen petrolün belli bir yüzdesi olarak üretimden belirlenen dönemler itibariyle devletin almakta olduğu petroldür. İkinci kazanç yolu ise petrolü üreten kuruluşun elde edeceği kar vergilendirileceğinden petrol arama ve üretimi yapan şirketin ödeyeceği vergi devletin sağlamakta olduğu diğer bir kazanç olmaktadır (Ercan, 1996: 32).

2.2.1.2. Petrol Arama Anlaşmaları

Bu tür anlaşmalar da, ilgili ülke ile petrol şirketleri arasında yapılan kontrat doğrultusunda arama ve üretim yapma hakkı karşılığı üretimin belli bir oranı Devlet Hissesi Petrolü (Royalty) olarak devlete ödenmekte ve mevcut vergi kanunları doğrultusunda kar üzerinden vergi ödenmektedir. Dünyanın pek çok yerinde bu tür anlaşmalarda devlet şirketleri anlaşmalara ortak olmakta, arama çalışmaları sırasında maliyetlere katılmayıp yalnızca geliştirme ve üretim masraflarına katılarak devletin petrolden aldığı payı artırmaktadırlar.

Türkiye 'de 6491 sayılı Petrol Kanununa göre karada ve denizde arama işlemi belirli sürelerle kısıtlandırılmıştır. TPAO ve PİGM denetimi, aracılığıyla verilen arama ruhsatı ile gerçekleşen aramalar, arama süresi beş yıl olup, birinci süre uzatımı iki yıl olmakla birlikte iş programına karşılık gelen yatırımın %2 teminat karşılığı, ikinci süre uzatımı iki yıl olup yeni yapılacak program yatırımının %2 teminat karşılığında olan uzatım süresi içinde en az bir sondaj kuyusu açılmaması halinde teminat hazineye irat kaydedilir. Keşif halinde iki yıl süre uzatımı öngörülmektedir. Denizlerde ise bu süre 8+3+3 olarak yasal düzende yar almaktadır.

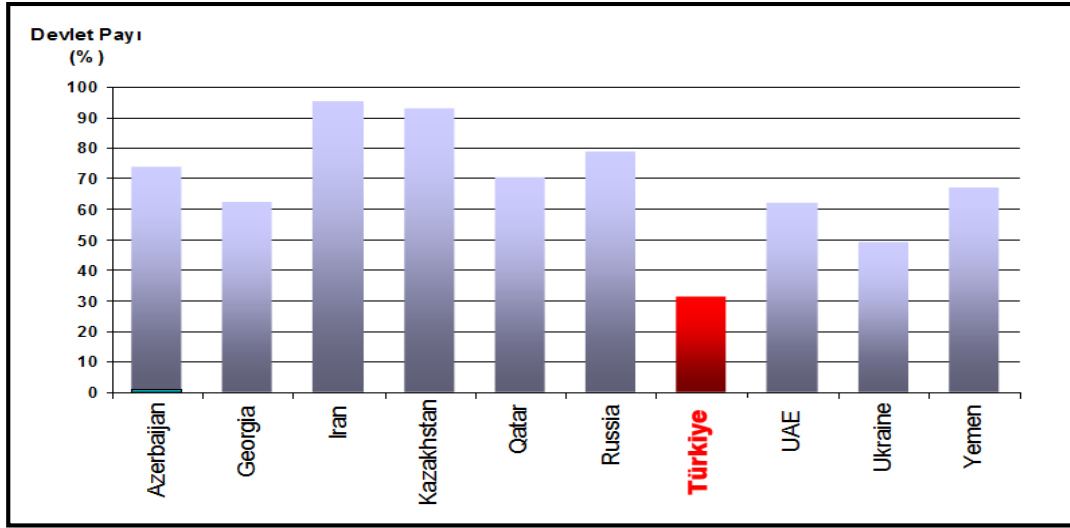
2.2.1.3. Üretim ve Paylaşım Anlaşmaları

İşletmeler, aramalar sonucunda keşfettikleri rezervin üretilmesi ve işlenmesi için ülke yasalarına göre hareket etmesi işletmeleri sınırlandıracaktır. Türkiye 'de TPAO tarafından verilen işletme ruhsatı öncülüğünde yerli veya yabancı bir işletme kırk yılı içeren işletme ruhsatı ile faaliyetlerini sürdürecektir. İşletme ruhsat süresi yirmi yıl olup Bakan onayına sunulurken, birinci uzatım süresi on yıl olup Bakanlar Kurulu Kararı, ikinci uzatım on yıl olmakla birlikte Bakanlar Kurulu Kararı ile sağlanır (mad 8).

Yıllar itibariyle Türkiye'de petrol ve doğal gaz arama, üretim kapsamında 2002 yılında 100 milyon dolar olan yatırım, 2010 yılında 1.3 milyar dolar olarak

gerçekleşmiştir. 2002 yılında %58'lik yatırım kısmını özel sektör yatırımları oluştururken, %42'lik kısmı TPAO oluşturmaktadır. 2010 yılında ise %71'lik kısma özel yatırım sahip iken, %29'luk kısma TPAO yatırım sahipliği yapmaktadır (Gülderen, 2011: 22).

Paylaşım anlaşmalarına göre yatırımcı şirketler yapmış oldukları yatırımlarını geri kazanım petrolünden alırlar ve üretimin kalanından vergilendirilebilir kazanç elde ederler. Üretim paylaşım anlaşmalarının temelinde üretimin devlet ve firma tarafından paylaşımının nasıl yapılacağı yatmaktadır. Toplam devlet payı; devlet hissesi, kurumlar vergisi ve stopajlarda oluşacaktır.



Şekil 9 : Petrol Anlaşmalarında Devlet Hisseleri (Gülderen, 2011: 22)

Devlet hissesinin hesaplanmasında esas alınacak oranın farklı şekillerde hesaplanabileceği, özellikle petrol üreticisi ülkelerde farklı yöntemlerin uygulandığı görülmektedir. 6491 Sayılı Türk Petrol Kanunu mad.9'da devlet hissesi üretilen petrolün, yatırımcıların geri kazanımından sonraki üretimin 1/8 olarak belirlenmiştir.

Maliyet ve Kar Petrolü (Cost and Profit Oil), belirlenmiş arama yatırımları, geliştirme yatırımları ve üretim giderlerinin kurtarımı için ayrılan petrole denir. Bu tür harcamalar genellikle müteahhit firmalar tarafından yapılır. Bu harcamaların tamamı geri alınıncaya (amorti edilinceye) kadar çıkarılan petrol vergilendirilmez. Anlaşma kapsamında çıkarılan bu petrole maliyet petrolü denir. Yatırımların amorti edilmesi tamamlandıktan sonra üretilen petrolün tamamı kar petrolü olarak hesaplanmaya başlar.

Petrol arama ve üretimi yapılan ülkelerde her ülkenin kendine has oluşturmuş olduğu bir Royalty oranı mevcuttur. Royalty'den başka diğer vergilerle birlikte toplam devlet payı ortaya çıkmaktadır. Vergiler değişik isim ve uygulamalar altında alınmaktadır; bazen petrol fiyatlarındaki artışlar üzerinden artışın belli bir yüzdesi olarak, bazen iç verimlilik oranının anlaşma ya da kanunlarla belirlenmiş oranların üzerine çıkması durumunda aşırı kar vergisi olarak net kardan alınmaktadır.

2.2.1.4. Tam Hizmet Anlaşmaları

Arama veya geliştirme yatırımına konu olan coğrafyaya yapılacak fiziki yatırımların gerçekleştirilmesinde dolaylı veya doğrudan hizmet satın alınmasıdır. Ev sahibi ülke tüm rizikoları üstlenmek koşuluyla arama, sondaj, geliştirme gibi faaliyetlerin yerine getirilmesi için ikinci bir yatırımcıya ödeme yapar. Yatırım sonrası bulgular ev sahibi tarafından değerlendirilir. Bu anlaşma kapsamında ödeme şeklinde farklı uygulamalar görülmektedir. Ödeme işleminin arama sonucundaki rezerv paylaşımı gibi anlaşmalarda bulunmaktadır.

Ortak girişim anlaşmaları dahilinde, her bir ortağın yatırıma katkı sağladığı pay ile maliyet ve kazançta taraf olunmasıdır. En önemli farklılığı birden fazla işletme grubunun yapmış olduğu joint vature anlaşması bu işletmeleri birbirine bağlı kılmamasıdır. Diğer bir deyişle anlaşma bu işletmelere yasal ortaklık bağı teşkil etmemektedir. Sadece payları oranında taraf olunmaktadır. Bu anlaşmanın altında yatan temel esas ise doğabilecek risk unsurlarını dağıtabilmek ve çeşitlendirebilmektir. Ayrıca yatırım faaliyetleri içerisinde farklı işlemler yer alıyorsa

bunun riskini dağıtmak için ilgili işlemi ana faaliyet konusu olarak yapan işletmelerle joint vature yaparak riski ve maliyeti minimum seviyede tutmaktır.

2.3. Ham Petrol Boru Hattı Projelerinin Ekonomik Etkileri

İkinci Dünya Savaşı sonucu ile ülkeler arası ekonomik çıkar yarışının siyasi arenada etkisini daha fazla belli etmiştir. Ülkeler arası ekonomik, siyasi ve askeri güç farklılıkları olması, buna karşılık doğal kaynakların belirli bölgelerde olması, güçlü ülkeleri yasal bir yol takip etmek koşuluyla zengin doğal kaynak yataklarına yönelmeye sürüklemiştir. Bu yönelişin iktisadi kalkınma kapsamında yapılması öngörülmüştür. Yüksek getiri kabiliyetine sahip doğal kaynaklar için yatırım her ne kadar maliyetli olsa da, kısa sürede başa baş noktasını yakalayabilir verimlilikte olması zengin ülkeleri daha da iştahlandırmıştır.

Kıtalararası doğal kaynakların karada ve denizde belirli yerlerde olması uzak ve yakın ülkelerin ihtiyaçlarını karşılamak için taşıma ve ulaştırma (lojistik) gereği uyandırmıştır. Petrol ve doğalgaz kaynağı bakımında zengin olan Arap ve Asya havzalarındaki kaynakların taşınması sürekli planlanmıştır.

Suudi ve Ortadoğu petrollerinin Avrupa'ya taşınması projeleri planlanırken, Asya Hazar bölgesi petrol ve doğalgaz kaynaklarının da Uzak Doğuya ulaştırılması projeleri planlanmıştır.

Doğal kaynaklara sahip ülkeler mevcut kaynakların ihracı bakımından ülkelerine yapılan yatırımlar aracılığıyla gayri safi hasıllarının da hem istihdamdan doğan tüketim artışları, hem yatırımdan doğan katma değer etkileri hem de ihracattan doğan döviz gelirleriyle ülke ekonomilerinin büyümesinde önemli bir rol oynamaktadır. Taşımacılık sırasında köprü görevini üstlenen ülke ekonomileri de dolaylı olarak bu yatırım fırsatlarından pay alabilmektedir.

Hazar Havzası, Ortadoğu Bölgesi ve Rusya Federasyonu coğrafyasında ki petrol ve doğalgaz rezervlerinin dünya çapında büyük bir kısmını oluşturması bu coğrafyayı veya ana kıta sahanlığını önemli bir stratejik konum haline de getirmiştir.

Dünya petrol rezervlerinin yüzde 65'i ve doğalgaz rezervlerinin yüzde 71'i Türkiye'yi çevreleyen Hazar Havzası ve Ortadoğu ile Rusya Federasyonu'nda bulunmaktadır. Gelecek 20 yıl içerisinde yaklaşık yüzde 40 oranında artması beklenen dünya enerji tüketiminin büyük bir bölümünün bu bölgeden karşılanması öngörülmektedir. Türkiye, gerek coğrafi, gerekse jeopolitik konumu ile Orta Doğu ve Orta Asya'nın üretiminin dünya pazarlarına ulaşmasında hem köprü, hem de terminal olma özelliği taşımaktadır (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, 2011).

2.3.1. Ulusal ve Uluslararası Boru Hatları

Dünya'da petrol rezervleri, talebi karşılayacak düzeyde her kıtada bulunmadığı için, ülkeler talep etmiş oldukları petrolü kıtalar arası, bölgeler arası taşıma girişiminde bulunmuşlardır. Sıvı ve gaz halinde olan rezervlerin taşınmasının boru hatları ile en hızlı şekilde transferini gerçekleştirmişlerdir. Kurulan boru hatları zaman içerisinde stratejik önem kazanmaya da başlamıştır.

2.3.1.1 Irak – Türkiye Ham Petrol Boru Hattı

Irak - Türkiye Ham Petrol Boru Hattı Sistemi, Irak'ın Kerkük ve diğer üretim sahalarından elde edilen ham petrolü Ceyhan (Yumurtalık) Deniz Terminali'ne ulaştırmaktadır. 1976-1977 yıllarında ilk aşamada 35 Milyon ton yıllık taşıma kapasitesine sahip olan boru hattı, 1984 ve 1987 yıllarında I. Ve II. Hat yapımıyla yıllık taşıma kapasitesi 70.9 Milyon ton'a ulaşmıştır. Boru hattının 579 km'si Irak'da,

1.297 km'si Türkiye'de olmak üzere 1.876 km uzunluğunda olup Körfez Krizi sırasında Birleşmiş Milletler'in (BM) Irak'a uyguladığı ambargo nedeniyle Ağustos 1990'da işletmeye kapatılan Irak - Türkiye Ham Petrol Boru Hattı, BM'nin 14 Nisan 1995 tarihi ve 986 sayılı kararına istinaden, 16 Aralık 1996 tarihinde, sınırlı petrol sevkiyatı için tekrar işletmeye alınmıştır. Altışar aylık dönemler itibariyle petrol sevkiyatına devam etmiştir. 2012 yılında Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı ile taşınan ham petrol miktarı 145,6 26 Bin Varile ulaşmıştır (BOTAŞ, agis, 2012).

2.3.1.2. Batman – Dört Yol Ham Petrol Boru Hattı

Batman ve çevresinden çıkarılan ham petrolü tüketim noktalarına ulaştırmak üzere 511 km uzunluğundaki yatırımı 4 Ocak 1967 tarihinde tamamlanarak yıllık taşıma kapasitesi 3.5 Milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Batman, Kahramanmaraş güzergâhının belirli noktalarında pompa istasyonları ve depolama tankları da yer alan boru hattıyla 2012 yılında taşınan ham petrol miktarı 11.257 Bin varile ulaşmıştır (BOTAŞ, agis, 2012).

2.3.1.3. Ceyhan – Kırıkkale Ham Petrol Boru Hattı

Ceyhan Deniz Terminali'nden başlayarak, Kırıkkale Rafinerisi'ne ulaşan 448 km uzunluğundaki boru hattı, 1983 yılında Boru Hatları ile Petrol Taşıma Anonim Şirketi (BOTAŞ) tarafından devralınarak 1986 yılında taşıma kapasitesini 5 milyon ton olarak gerçekleştirmiştir. Boru hattı güzergâhı üzerinde 2 pompa istasyonu, 1 pig istasyonu ve 1 adet dağıtım terminali mevcut olup, 2012 yılı itibariyle yıllık taşıma kapasitesini 21.963 bin varil ham petrol seviyesine taşımıştır (BOTAŞ, agis, 2012).

2.3.1.4. Bakü – Tiflis – Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı

Bakü – Ceyhan ismiyle 1993 -1994 yıllarında ele alınan proje ile amaçlanan Azerbaycan petrolünün Türkiye’de Ceyhan üzerinden Avrupa’ya arzının gerçekleşmesiydi. Ancak Hazar havzasından takip edilecek koridor konusunda Rusya’nın Bakü-Grozni-Novorossisk hattının kullanılması üzerinde dururken, ABD ise Rusya’nın Hazar bölgesi petroleri üzerindeki etkisini azaltmak amacıyla Gürcistan üzerinden taşınmasına öncelik veriyordu. Bu durum sonrası iki farklı hat üzerinden taşıma işlemi gerçekleşti. Daha sonraları ise Bakü – Tiflis – Ceyhan (BTC) hattı ana hat olarak kararlaştırıldı (BOTAŞ, agis, 2012).



Şekil 10: Bakü – Tiflis – Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı

BTC boru hattı ile Türkiye önemli bir geçiş noktası olurken Gürcistan için de ekonomik ve iktisadi fırsatlar gelişmiştir. BTC boru hattı sadece koridor boyunca yer alan bölgelere katkı sağlamakla kalmadı aynı zamanda Türkmenistan ve Kazakistan kaynaklarının da uluslararası pazara arzı gerçekleşmesi olanağı doğacaktır.

BTC boru hattı 1.768 km olmakla birlikte 1.076 km'si Türkiye'de yer almaktadır. İlk petrol ihracatı 2005 – 2006 yılında yapan BTC boru hattı, 2012 yılı itibariyle 250.345 bin varil petrol lojistiği sağlamıştır (BOTAS, agis, 2012).

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

TÜRKİYE’DE PETROL ARAMA, ÇIKARMA, ÜRETİM PROJELERİNE İLİŞKİN YATIRIM KARARLARININ FİNANSAL ANALİZİ ÜZERİNE BİR UYGULAMA

Petrol arama, çıkarma ve üretim faaliyetlerinin yürütüldüğü bir bölgenin varsayımları dikkate alınarak, bu hipotetik çalışma hazırlanmıştır. Bu uygulamada temel olarak amaçlanan, petrol sektöründe fizibilite çalışmalarının finansal yatırım kararları açısından uygulanmasıdır.

Petrol sektöründe arama, çıkarma ve üretim yatırımları başlıca üç grupta toplanmaktadır. Arama yatırımları, saha geliştirme yatırımları ve üretim yatırımlarıdır. Bu gruplar içerisinde yatırım kalemini oluşturan faaliyet çalışmaları aşağıda sıralanmaktadır (Ercan, 1996: 22-28).

Arama Yatırımları;

-Jeolojik ve Jeofizik Çalışmalar

- Gravimetrik Çalışmalar,
- Manyetik Çalışmalar,
- Sismik Çalışmalar,
- Prosesing,

- Reprocesing,
- Harita Hazırlama (Map Generation),
- Yorumlama Çalışmaları (Interpretation),
- Veri Satın Alımları (Data Purchase),
- Paleantolojik ve Sedimantolojik Çalışmalar,
- Kayıt Depolama (Data Storage),
- Yeniden Veri İşleme (Reproduction),
- Sentetik Sismograf – Yer Sarsıntılarını Kaydetme (Synthetic Seismograms)
- Patlayıcılar (Explosives),
- Bilgisayar Bağlantıları ve Terminal Bağlantıları,
- Kalite Kontrol,
- Mayın Temizleme ve Diğer Saha Çalışmaları.

-Sondaj

- Yol ve Lokasyon Hazırlama,
- Taşıma ve Ulaşım
- Yakıt,
- Sondaj Çamuru ve Kimyasal Maddeler,
- Log Operasyonları,
- Diğer Fiziksel Testler,
- Kuyubaşı İşlemleri,
- Yönlü Sondaj Harcamaları,
- Delme (Perforate),
- Formasyon Testleri,
- Çimento ve Çimentolama Hizmetleri,
- Muhafaza Borusu (Casing),
- Kiralanan Özel Aletler,
- Sondaj Matkapları (bid) ve Genişleticiler (Hole-Opener),
- Kuyubaşı Ekipmanları,
- Diğer Ekipman ve Malzemeler,
- Tıkama – Tapalama (Plugging),
- Diğer Sondaj İşlemleridir.

-Kule Çalışmaları

- Kule Kiralama,
 - Günlük Esasına Göre (Daily Rate),
 - Günlük Metraj Esasına Göre,
 - Anahtar Teslim Esasına Göre (Turn Key)

Geliştirme Yatırımları

-Geliştirme Kuyuları Araştırması

- Jeolojik ve Jeofizik Çalışmalar,
- Sondaj,
- Kule işlemleri,

-Kuyu Tamamlama ve Yüzey Tesisleri

- Kuyu Ekipmanları,
- Work-Over Kulesi,
- Transfer Pompaları,
- Saha Boru Hatları,
- Ana Boru Hatları,
- Depolama Tankları,
- Ayrıştırıcılar (Seperators),
- Jeneratörler,
- Kompresörler,
- Su Tankları ve Pompaları,
- Tesis Binaları ve Kamplar,
- Haberleşme Cihazları,
- Yangın Söndürme Sistemi,
- Laboratuvar ve Ölçüm Merkezi,
- Taşıt Araç ve Gereçleri,
- Diğer Geliştirme İşlemleridir.

Üretim Yatırımları

-Direkt Üretim Giderleri

- Direkt İşçilik Giderleri,
- Boru Hattı ve Terminal Geçiş Ücretleri,
- İşlem İçin Kimyasal Madde Giderleri,
- Yedek Parça Giderleri,
- Ekipman Kiraları,
- Sigorta Bedelleri,
- Petrol Depolama Giderleri,
- Petrol İnceleme Giderleri,
- Diğer Direkt Üretim Giderleri

-Endirekt (Dolaylı) Üretim Giderleri (Sahada)

- Yemek, İçmek ve Temizlik Giderleri,
- Sahada Ulaşım Giderleri,
- Sosyal Faaliyet Giderleri,
- Sağlık Giderleri,
- Dışarıdan Sağlanan Diğer Hizmetler

-Genel Giderlerdir.

Bu çalışmaya ait genel varsayımlar aşağıda sıralanmıştır.

- Projenin ekonomik yatırım süreci yedi yıldır.
- Arama Yatırımları
 - Projenin arama yatırımları bir yıl altı aydır.
- Geliştirme Yatırımları
 - Kiralık makine ve teçhizatlar, kiralanan depolama tankları adı kiralama sözleşmesi kapsamındadır. Vergi Usul Kanunu 319 sıra numaralı Genel Tebliğine göre amortismanına tabi tutulmayacaktır.

- Üretim Yatırımları
 - Varil başına üretim ve nakil maliyeti \$4,92'dır.
- Projenin ekonomik ömrü sonucu sahayı terk etme yatırım tutarı \$350.000 olarak varsayılmaktadır.

3.1. Arama Yatırımları

Arama yapılması düşünülen bölgeye ilişkin imtiyaz elde etmek için alınan arama izni ruhsatıyla belirlenen pafta sınırlarında 1,5 yıl içerisinde aramanın tamamlanacağı düşünülmektedir. Bu süre boyunca gerçekleşmesi muhtemel yatırımlar şöyledir;

Tablo 10: Arama Yatırımları

Arama Faaliyetleri	2014	2015 İlk 6 ay	Toplam
Jeolojik ve Jeofizik Çalışmalar	237.481	194.371	431.852
Sondaj	265.098	58.692	323.790
Kule Çalışmaları	137.682	38.528	176.210
Toplam	640.261	291.591	931.852

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

Petrol üretim yatırımlarının gerçekleşebilmesi için petrol arama çalışmalarının olumlu sonuçlar vermesi gerekmektedir. Eğer aramalar sonucu rezervuarın giderleri veya yatırım harcamalarını karşılama gücü olmadığı sonucuna ulaşırsa yatırımdan vaz geçilme sürecine gidilerek kuyu kapatılmaktadır. Böylece yapılan harcamalar doğrudan sonuç hesaplarına atılarak zarar olarak yansıtılmaktadır.

Bu çalışmada arama yatırımları tutarı \$931.852,00'dır. Arama faaliyetleri sonucunda yatırıma devam edilme kararı verilmiştir.

3.2. Saha Geliştirme Yatırımları

Sözleşme kapsamı dahilinde de arama faaliyetlerinin bitirilmiş olarak saha rezerv kaynaklarının çıkarılabilir, karlı olduğu kararı verilmiş ise saha geliştirme çalışmaları ve üretim, depolama, taşıma gibi yatırımlar adına kararlar alınır. Böylece arama aşamasında yapılan harcamalar yatırıma ait gelirlere karşı aktifleştirilmek amacıyla kullanılabilir.

Yatırımın gerçekleştiği sahanın coğrafik yapısına göre bu giderlerin değişiklik göstermektedir. Ayrıca yatırımın yapılacağı sahanın büyüklüğü ve arama çalışmalarının gerçekleştirileceği arazinin yaşam alanlarına uzaklığı bu giderler üzerinde değişiklik göstermektedir. Bu çalışmaya ait saha geliştirme yatırımları tüm değişkenler incelenerek aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır.

Tablo 11: Saha Geliştirme Yatırımları

Yıllar	Yüzey Tesis Kamp Alanları Gideri	Kiralık Makine ve Teçhizat Giderleri	Depolama Gideri	Toplam Giderler
2014	1.695.158	800.000		2.495.158
2015	-	1.500.000	2.300.000	3.800.000
2016	-	1.100.000	2.300.000	3.400.000
2017	-	1.100.000	2.300.000	3.400.000
2018	-	1.100.000	2.300.000	3.400.000
2019	-	1.100.000	2.300.000	3.400.000
2020	-	1.100.000	2.300.000	3.400.000
Toplam	1.695.158	7.800.000	13.800.000	23.295.158

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

Firmalar petrol arama ve üretim alanı yatırımlarını gerçekleştirmelerinde, ön incelemeler sonucunda arama çalışmaları için bölgede kurulan konaklama, barınma, izleme kulesi, arıtım havuzu, temiz su ve elektrik gibi giderler yüzey tesis kamp alanları giderlerini oluşturmaktadır. Petrol arama ve üretim çalışmalarının önemli yatırım kalemlerinden biri arama ve çıkarma ekipmanlarının değeri yüksek makineler olmasıdır. Bu makine ve teçhizatların demirbaşları arasında olmayan firmalar, yapılan yatırımlara göre kiralama yoluyla temin etmektedirler. Diğer bir yatırım kalemi depolama giderleri için firmalar, çalışma yaptıkları bölge yakın petrol dolmu tesisi kiralarak üretim ile birlikte çıkarılan petrolün depolanmasını sağlamaktadır.

3.3. Genel İşletme ve Üretim Yatırımları

Üretim giderleri, projenin değişken gideridir. Üretilen petrol miktarı ile doğru orantılı olarak değişmektedir. Varil başına birim maliyet bulunarak üretilen varil sayısına göre üretim giderleri hesaplanmaktadır.

Varil başına birim maliyet hesaplamalarında, ana rezervuar yüzeyine tam ulaşarak tam kapasite ile üretim gerçekleştiği dönemlerde, birim maliyetlerin bir düzeye kadar azalmaktadır. Eğer ana rezervuar zenginliği beklenenden fazla ise tam kapasite çalışma süresi beklenenden uzun olarak olumlu bir şekilde devam edebilir. Bu dönemlerde rezervin günlük üretim miktarının aşağı yönlü azalma dönemine kadarki sürede birim maliyetlerin yarıya kadar göreceli olarak azalabilmektedir.

Ana rezervuarın tam kapasite ile işlendiği dönemin, genel olarak yatırımların geri ödeme süresini oluşturduğu dönem olmaktadır. Bu dönemden sonra ise projeler her bir birimlik üretim, üretim giderini karşılamaktadır. Arta kalan değerleri kar petrolü olmaktadır. Projeye ait üretilmesi muhtemel varil miktarları aşağıda verilmiştir.

Tablo 12: Yıllara Yaygın Günlük Üretilen Petrol Varil Miktarı

	Günlük Üretilen Petrol Varil Miktarı
2015*	895
2016	1774
2017	1093
2018	524
2019	356
2020	146

*2015 yılı Temmuz ayı üretime başlama dönemidir.

Kuyu çalışmaları sonucunda yıllara yaygın günlük üretilen petrol varil miktarları verilmiştir. Üretim yatırımları kara, deniz ve farklı coğrafi bölgelere göre değişiklik göstermektedir. Ayrıca nakliye ve ulaştırma giderlerinin de birim maliyete eklenmesi durumunda birbirinden bağımsız büyük ölçüde farklılıklar olmaktadır. Bu farklılığın sebebi, öncelikli olarak arama bölgesinin coğrafi ve yüzey yapısı, ulaşım açısından rafineri ve boru hatlarına uzaklığı olduğudur. Diğer bir değişken ise boru hatlarına ve rafineri sahasına uzak bölgelerde çıkarılan petrolün depolama yatırımlarıdır.

Tablo 13: Genel İşletme ve Üretim Yatırımları

	Kuruluş Örgütlenme Giderleri	Genel İşletme Giderleri	Üretim, Nakil Giderleri (bbl/\$)	Toplam
2014	608.318	900.000	-	1.508.318
2015	-	1.200.000	795.792	1.995.792
2016	-	1.200.000	2.881.492	4.081.492
2017	-	1.200.000	1.606.146	2.806.146
2018	-	1.200.000	1.092.262	2.292.262
2019	-	1.200.000	692.806	1.892.806
2020	-	1.200.000	301.672	1.501.672
Toplam	608.318	8.100.000	7.370.170	16.078.488

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

Saha çalışmalarının gerçekleşmesi için arama izni ve ruhsatı gibi yasal düzenlemelerin eksiksiz bir şekilde yerine getirilmesi gerekmektedir. Kuruluş örgütlenme giderleri yasal gereksinimlerden doğan gider ve harcamalar ile birlikte, ilgili bölgede ön çalışma fizibilite giderlerini, saha geliştirme çalışmaları giderlerinden oluşmaktadır. Projeye ait üretim ve nakil giderleri, üretilebilir günlük varil sayısındaki değişime göre değişkenlik göstermektedir. Ayrıca boru hatları, rafineri ve dolum tesisine göre nakil giderleri değişiklik göstermektedir.

3.4. Yasal Kesintiler

Türkiye Petrol Kanunu (6491 sayılı mad.9 ve mad.12/5) gereğince ülke sınırları içerisinde üretilen petrol kaynaklarından, yatırımcı firma yatırım maliyetini aktifleştirdikten sonra üretilen her bir birim petrolden 1/8 oranında devlet hissesi vermekle yükümlü kabul edilmektedir..

Mükellefin elde etmiş olduğu gelirden kurumlar vergisi, ortaklık pay dağıtımı için gelir vergisi kesintisi söz konusu olup, dar mükellefler için söz konusu olacak serbest meslek kazançlarına ise tevkifat uygulanmaktadır.

3.5. Yatırım Sahası Terk Etme Faaliyetleri

Petrol rezervi barındıran bölge arazisine yapılan yer altı ve yer üstü operasyonlar ile saha bozulmaları sonucunda, saha arazisinin yeniden kullanıma kazandırılması anlaşma kapsamına alınmıştır. Proje ekonomik ömrü sonucunda sahayı terk etmek için \$350.000 yenileme yatırımında bulunulacağı bilinmektedir.

3.6. Kaynak Kullanım Maliyeti

Proje yatırım kararlarını etkileyen önemli etmenlerden biri de finansman kaynağının projeye maliyetidir. Kaynak maliyeti projenin gerçekleştirilmesini, devamlılığını, karlılığını önemli derece etkilemektedir. Proje kararı sırasında, projenin ortaklık içerisinde yapılmasına, öz kaynak ile yapılmasına, yabancı kaynak ile yapılmasına veya öz kaynak ve yabancı kaynak ortaklı yapılmasına karar verilebilir.

Tablo 14: C-19 Kok Kömürü ve Rafine Edilmiş Petrol Ürünleri İmalatı (TCMB)

AKTİF (VARLIKLAR)	2012	GRUP YÜZDE	AKTİF YÜZDE	2013	GRUP YÜZDE	AKTİF YÜZDE
I-DÖNEN VARLIKLAR	10.880.439,2	100,0	63,6	12.115.682,4	100,0	57,4
A-Hazır Değerler	3.411.967,0	31,4	20,0	3.851.577,0	31,8	18,2
B-Menkul Kıymetler	72,9	0,0	0,0	994,3	0,0	0,0
C-Ticari Alacaklar	2.779.224,1	25,5	16,3	2.858.207,3	23,6	13,5
D-Diğer Alacaklar	116.525,2	1,1	0,7	267.617,9	2,2	1,3
E-Stoklar	4.105.439,4	37,7	24,0	4.524.789,6	37,3	21,4
F-Yıllara Yaygın İnş.ve Onarım Maliyetleri	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G-Gelecek Aylara ait Giderler ve Gelir Tah.	60.800,4	0,6	0,4	82.074,9	0,7	0,4
H-Diğer Dönen Varlıklar	406.410,3	3,7	2,4	530.421,5	4,4	2,5
II-DURAN VARLIKLAR	6.221.342,3	100,0	36,4	8.990.864,6	100,0	42,6
A-Ticari Alacaklar	3.722,9	0,1	0,0	10.349,4	0,1	0,0
B-Diğer Alacaklar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C-Mali Duran Varlıklar	604.120,4	9,7	3,5	665.366,5	7,4	3,2
D-Maddi Duran Varlıklar	5.501.660,1	88,4	32,2	8.209.299,6	91,3	38,9
E-Maddi Olmayan Duran Varlıklar	61.719,2	1,0	0,4	57.028,5	0,6	0,3
F-Özel Tükenmeye Tabi Varlıklar	105,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
G-Gelecek Yıllara ait Giderler ve Gelir Tah.	49.483,5	0,8	0,3	48.636,2	0,5	0,2
H-Diğer Duran Varlıklar	530,2	0,0	0,0	184,4	0,0	0,0
AKTİF (VARLIKLAR) TOPLAMI	17.101.781,6		100,0	21.106.547,0		100,0
PASİF (KAYNAKLAR)	2012	GRUP YÜZDE	PASİF YÜZDE	2013	GRUP YÜZDE	PASİF YÜZDE
I-KISA VADELİ YABANCI KAYNAKLAR	8.347.966,6	100,0	48,8	10.650.814,8	100,0	50,5
A-Mali Borçlar	850.586,1	10,2	5,0	1.100.956,2	10,3	5,2
B-Ticari Borçlar	5.772.244,0	69,1	33,8	7.778.999,0	73,0	36,9
C-Diğer Borçlar	73.425,7	0,9	0,4	70.716,8	0,7	0,3
D-Alınan Avanslar	42.469,7	0,5	0,2	56.977,2	0,5	0,3
E-Yıllara Yaygın İnş.ve Onarım Hakedişleri	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
F-Ödenecek Vergi ve Diğer Yükümlülükler	1.106.079,0	13,2	6,5	1.081.780,8	10,2	5,1
G-Borç ve Gider Karşılıkları	60.343,9	0,7	0,4	28.530,8	0,3	0,1
H-Gelecek Aylara ait Gelirler ve Gider Tah.	51.531,5	0,6	0,3	71.864,6	0,7	0,3
I-Diğer Kısa Vadeli Yabancı Kaynaklar	391.286,8	4,7	2,3	460.989,4	4,3	2,2
II-UZUN VADELİ YABANCI KAYNAKLAR	4.223.269,7	100,0	24,7	6.433.805,4	100,0	30,5
A-Mali Borçlar	3.441.413,7	81,5	20,1	5.546.850,2	86,2	26,3
B-Ticari Borçlar	4.221,7	0,1	0,0	3.517,5	0,1	0,0
C-Diğer Borçlar	246,5	0,0	0,0	771,6	0,0	0,0
D-Alınan Avanslar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
E-Borç ve Gider Karşılıkları	290.589,0	6,9	1,7	311.127,4	4,8	1,5
F-Gelecek Yıllara ait Gelirler ve Gider Tah.	571,5	0,0	0,0	11,4	0,0	0,0
G-Diğer Uzun Vadeli Yabancı Kaynaklar	486.227,2	11,5	2,8	571.527,3	8,9	2,7
III-ÖZ KAYNAKLAR	4.530.545,3	100,0	26,5	4.021.926,9	100,0	19,1
A-Ödenmiş Sermaye	2.805.973,5	61,9	16,4	2.808.811,8	69,8	13,3
B-Sermaye Yedekleri	26.554,1	0,6	0,2	28.155,4	0,7	0,1
C-Kar Yedekleri	742.815,8	16,4	4,3	763.945,2	19,0	3,6
D-Geçmiş Yıllar Karları	11.830,6	0,3	0,1	16.809,5	0,4	0,1
E-Geçmiş Yıllar Zararları (-)	(29.622,9)	(0,7)	(0,2)	(35.333,2)	(0,9)	(0,2)
F-Dönem Net Karı (Zararı)	972.994,2	21,5	5,7	439.538,2	10,9	2,1
PASİF (KAYNAKLAR) TOPLAMI	17.101.781,6		100,0	21.106.547,0		100,0
Firma Sayısı	15			15		

Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası (TCMB) sektör bilançoları “C-19 Kok Kömürü ve Rafine Edilmiş Petrol Ürünleri İmalatı” imalat sektörü verileri analiz edilerek gerçeğe en yakın sektöre bilgileri elde edilmektedir. 2013 yılı verilerine göre;

$$\frac{\text{Kısa Vadeli Yabancı Kaynak}}{\text{Aktif Toplam}} = 0,505$$

$$\frac{\text{Uzun VAdeli Yabancı Kaynak}}{\text{Aktif Toplam}} = 0,305$$

$$\frac{\text{Özkaynak}}{\text{Aktif Toplam}} = 0,191$$

$$\frac{\text{Yabancı Kaynak}}{\text{Aktif Toplam}} = 0,81$$

$$\frac{\text{Özkaynak}}{\text{Yabancı Kaynak}} = 0,23$$

$$\frac{\text{Devamlı Sermaye}}{\text{Aktif Toplam}} = 0,496$$

$$\frac{\text{Dönen Varlıklar}}{\text{Kısa Vadeli Yabancı Kaynaklar}} = 1,137$$

2013 yılı için pasif toplamı içerisinde kısa vadeli yabancı kaynak oranı; 0,505 Uzun vadeli yabancı kaynak kullanım oranı; 0,305 Özkaynak kullanım oranı 0,19'dur. Toplam yabancı kaynak kullanım oranı 0,81 iken özkaynak oranı 0,19 olarak gerçekleştirildiği görülmektedir.

Analizler kapsamında, kamusal milli şirketlerin öz kaynak ve yabancı kaynak kullanımını da ayrıca incelenmiştir. Sektöre ait incelenen özel şirketler, yatırımlarında yabancı kaynak ağırlıklı çalışırken, kamusal milli şirketlerin, tam tersi olarak öz kaynak yoğunluklu çalıştıkları tespit edilmiştir.

Bu çalışmaya ait finansman kaynağı, yabancı kaynak ağırlığı ile gerçekleştirilmektedir. Yabancı kaynak kullanım oranı %75 özkaynak kullanımını %25 olarak kullanılmaktadır.

Kaynak maliyeti incelendiği zaman, yabancı kaynağın maliyeti kullanılacak anapara üzerinden işlem gören faiz olmaktadır. Özkaynağın maliyeti ise şirket yönetimi ve ortakların beklentileri olmaktadır.

Bu çalışmaya ait yabancı kaynak maliyeti olan faiz giderleri Türkiye Cumhuriyet Merkez Bankası tarafından yayınlanan, Bankalarca Açılan Ticari TL Kredilere Uygulanan Ağırlıklı Ortalama Faiz Oranları dikkate alınmaktadır. Yıllara yaygın en düşük, en yüksek ve ağırlıklı ortalaması olan TL faiz oranları aşağıda sunulmaktadır.

Tablo 15: TCMB Bankalarca Açılan Ticari TL Kredilere Uygulanan Ağırlıklı Ortalama Faiz Oranları

Ticari TL Kredilere Uygulanan Ağırlıklı Ortalama Faiz Oranları (%)			
	En Yüksek	En Düşük	Ortalama
2011	15,02	8,25	10,8
2012	16,04	10,97	14,09
2013	12,68	8,09	10,82
2014	16,20	10,32	13,39
2015*	13,52	11,61	12,76
Son beş yıllık ağırlıklı ortalama TL faiz oranı			12,37

*2015 Şubat ayı sonu itibariyle yayınlanan verilerdir.

Merkez Bankası verileri dikkate alınarak hazırlanan yukarıda ki tabloda, her yıla ait günlük yayınlanan faiz oranları toplanarak, ilgili yılın ortalama faiz oranına ulaşılmaktadır. Ayrıca yıl içerisinde ki en yüksek ve en düşük faiz oranları da bilgi amaçlı verilmektedir.

Yıllık faiz oranlarına ilişkin ayrıntılı veriler son beş yıl içerisinde Türk Lirası cinsinden ortalama borçlanma faiz oranı 12,37 olarak gerçekleşmiştir.

Diğer bir kaynak maliyeti ise, firma varlığını oluşturan özkaynağın maliyetidir. Özkaynak maliyeti tespit edilirken hissedarların veya yatırımcıların beklemedikleri getiri özkaynağın maliyetini oluşturacaktır. Uygulama projesine ait özkaynak maliyeti hesaplanmasında, finansal varlık değerlendirme modeli (Capital Asset Pricing Model-CAPM) kullanılarak hesaplanmıştır. Yatırımcılar özkaynaklarını kullanırken risk ile getiri arasındaki ilişkiyi incelemektedir. Yatırımcı özkaynağını riski en az olan devletlerin ihraç ettiği kısa vadeli hazine bonolarının getirileri ile

kıyaslamaktadır. Sabit getiri sağlayan hazine bonoları böylece piyasadaki değişikliklerden etkilenmemektedir. Bu sebepten dolayı piyasa risk primi sıfır olmaktadır (Brealey, Myers, Marcus, 2007: 271).

Bu çalışmada, piyasa risk primi sıfır olan ve sabit getirili Türkiye kamu hazinesi tarafından ihraç edilen hazine bonusu veya devlet tahvili getirisine karşılık, Türkiye'nin piyasa riski incelenmektedir. TCMB Elektronik Veri Dağıtım Sisteminde yayınlanan, İhale Yöntemiyle Satılan Hazine Bonoları ve Devlet Tahvilleri verileri ile risksiz getiri oranı dikkate alınmaktadır.

Tablo 16: TCMB İhale Yöntemiyle Satılan Hazine Bonoları ve Devlet Tahvilleri

VADE GÜN SAYISI	KAĞIT TANIMI (ISIN KODU)		İHRAÇ TARİHİ	VADE TARİHİ	YILLIK ORTALAMA BASİT FAİZ		BİLEŞİK FAİZ	
		DÖVİZ KODU			(brüt)	(net)	(brüt)	(net)
420	TRT140312T15	TRY	19.01.11	14.03.12	7,44	7,44	7,39	7,39
350	TRT110913T11	TRY	26.09.12	11.09.13	7,19	7,19	7,21	7,21
392	TRT110913T11	TRY	15.08.12	11.09.13	8,10	8,10	8,07	8,07
399	TRT200313T16	TRY	15.02.12	20.03.13	9,43	9,43	9,39	9,39
427	TRT200313T16	TRY	18.01.12	20.03.13	11,04	11,04	10,94	10,94
371	TRT191114T18	TRY	13.11.13	19.11.14	8,88	8,88	8,87	8,87
378	TRT060814T34	TRY	24.07.13	06.08.14	8,51	8,51	8,50	8,50
392	TRT191114T18	TRY	23.10.13	19.11.14	7,67	7,67	7,65	7,65
413	TRT060814T34	TRY	19.06.13	06.08.14	6,80	6,80	6,76	6,76
420	TRT090414T19	TRY	13.02.13	09.04.14	5,77	5,77	5,75	5,75
364	TRT161215T19	TRY	17.12.14	16.12.15	8,81	8,81	8,81	8,81
371	TRT190815T12	TRY	13.08.14	19.08.15	9,56	9,56	9,55	9,55
392	TRT190815T12	TRY	23.07.14	19.08.15	8,36	8,36	8,33	8,33
392	TRT181115T18	TRY	22.10.14	18.11.15	8,83	8,83	8,80	8,80
399	TRT250315T19	TRY	19.02.14	25.03.15	11,25	11,25	11,19	11,19
413	TRT150715T17	TRY	28.05.14	15.07.15	8,78	8,78	8,72	8,72
427	TRT250315T19	TRY	22.01.14	25.03.15	10,31	10,31	10,22	10,22
427	TRT181115T18	TRY	17.09.14	18.11.15	9,30	9,30	9,22	9,22
434	TRT190815T12	TRY	11.06.14	19.08.15	8,44	8,44	8,37	8,37
336	TRT161215T19	TRY	14.01.15	16.12.15	7,75	7,75	7,77	7,77
420	TRT130416T11	TRY	18.02.15	13.04.16	8,44	8,44	8,39	8,39
Ortalama (%)					8,60	8,60	8,57	8,57

Yukarıda TCMB verileri ile hazırlanan tabloda, beş yıla ait ihraç edilen menkul kıymetler seçilmiştir. Böylece aynı dönemin hem menkul kıymet faiz oranı hem de ortalama kredi faiz oranı aynı dönemler içerisinde karşılaştırılmış olmaktadır. Ayrıca çalışmada kredilere uygulanan faiz oranlarının kullanıldığı yıllar ile seçilen değerli menkul kıymetlerin yılları aynı dönemi kapsamına dikkat edilmesi, uygulanacak finansal model hesaplamalarını daha gerçekçi ve doğru sonuçlara varması hedeflenmektedir.

Yıl içerisinde ihraç edilen menkul kıymetlerden kısa vadeli menkul kıymetler seçilmiştir. Farklı yıllarda ihraç edilen menkul kıymetlerin faiz oranları birbirleri ile tutarlı olması için vadeleri birbirine en yakın olan kıymetler kullanılmıştır.

Özkaynak maliyeti hesaplamasında kullanılan Finansal Varlıkları Değerleme Modeli (Capital Asset Pricing Model-CAPM), uygulama projesinin özkaynak maliyetini oluşturmaktadır.

Piyasa getirisi (r_m), hazine bonusu faiz oranı (r_f), portföyün piyasadan oluşturulma oranı (β_{Piyasa}) dir.

$$\text{Özkaynak Maliyeti} = (r_f) + \beta(r_m - r_f)$$

Öz kaynak maliyetini hesaplamak için kullanılacak Finansal Varlıkları Değerleme Modeli yönteminde kullanılacak risksiz getirisi olan hazine bonusu faiz oranı (r_f), yıllar itibari ile kısa vadeli menkul kıymetlerin bileşik ve basit faiz ortalaması ile hesaplanmıştır. Bu çalışmaya ait risksiz getiri oranı, bileşik faiz oranı ortalaması olan % 8,57 kullanılmaktadır.

Piyasa getirisi (r_m), Borsa İstanbul 100 endeksinde işlem gören petrol arama, çıkarma ve üretim yapan firmalara ait tarihsel fiyat işlem hacmi verileri ile hesaplanmaktadır.

Bu çalışmanın uygulama konusuna paralel veri sağlayabilecek, Borsa İstanbul 100 endeksinde petrol çıkarma ve işleme yapan mevcut bir firma bulunmaktadır. Bu

firmaya ait son beş yılın piyasa verileri dikkate alınmaktadır. İlgili firmanın yıllara ait piyasa verileri aşağıda verilmektedir.

Tablo 17: Borsa piyasa fiyatlarının yıllık ortalaması

Tarih	Seans Kapanış	BIST 100
19.01.2011	5,20	66,463
18.02.2015	6,57	85,442

Yukarıdaki tabloda, ilgili firmanın belirtilen tarihlerde seans ve BIST puanları verilmektedir. Kullanılan puanların tarih aralığı, risksiz faiz oranı için kullanılan devlet tahvilleri ihraç tarih aralığını içermektedir. Bu şekilde çalışmaya konu olan, kredi faizi, devlet tahvili ve piyasa endeks verileri aynı tarih aralığından seçilmiş olmaktadır. Böylece aynı dönemin verileri ile gerçeğe yakın sonuçlar hesaplanmaya çalışılmaktadır.

Piyasa getirisi(r_m), Borsa İstanbul 100 endeksi verilerinin ilk işlem günü 19.01.2011 endeksi 66,463 iken son işlem günü 18.02.2015 endeksi 85,442 ile piyasa getirisi hesaplanmaktadır. Bu durumda;

$$r_m = \frac{85,442 - 66,463}{66,463} = 0,2855$$

Piyasa β 'sı hesaplanması ile finansal varlıkları değerlendirme modeli uygulama işlemi gerçekleşecektir. Piyasa β 'sı hesaplanırken, piyasa getirisinde hesaplamaya kaynaklık eden ilgili firmaya ait borsa verileri kullanılmaktadır.

Sistemik risk ölçütü beta katsayısı, piyasa portföyü getiri oranı için meydana gelen değişmelere bağlı olarak, hisse senedinin belirli bir zamanda getirisi ile menkul kıymet pazarının belirli zaman getirisi arasındaki değişikliği göstermektedir. Beta katsayısı, bir hisse senedinin piyasa ile birlikte hareket etme eğilimini veya piyasa değişkenliğini gösterir. Bir başka ifade ile beta katsayısı, bir menkul kıymetten beklenen getirinin piyasa portföyü değişimlerine karşı ne derecede duyarlı olduğunu göstermektedir. Piyasa portföyünün beta kat sayısı 1, risksiz faiz oranının beta katsayısı ise 0 kabul edilmektedir (Kırlı, 2006: 123).

r_i : i hisse senedinin getirisi

r_m : piyasa getirisi

$$\beta_i = \frac{\text{Cov}(r_i, r_m)}{\text{Var}(r_m)}$$

$$\beta_i = \frac{0,00125}{0,00119} = 1,0438$$

Bu modele göre, hisse senedinin getirileri ile pazar getirileri arasında yapılan bir regresyon analizi, matematiksel olarak β_i değişkeni gibi gösterilen belirli bir i hissesi için söz konusu hisse senedinin Beta katsayısını verecektir. Beta katsayısı 1'den fazla olan hisse senedi ekstra pazar riskine sahiptir ve bunun sonucu olarak ekstra pazar kovaryansı gözlenmektedir. Buna göre 1'den fazla bir Beta değerine sahip olan hisse senedi, pazarın sahip olduğu getiriden daha yüksek bir getiri vaat etmektedir. Aynı şekilde 1'den az Beta değerine sahip olan hisse senedi daha düşük bir kovaryans, dolayısıyla pazarın sahip olduğu getiriden daha az bir getiriye sahip olacaktır (Küçükkoçaoğlu, Kiracı, 2003: 19-125).

Piyasa getirisi(r_m), hazine bonosu faiz oranı (r_f), portföyün piyasadan oluşturulma oranı (β_{Piyasa}) dir.

$$\begin{aligned}\text{Özkaynak Maliyeti} &= (r_f) + \beta(r_m - r_f) \\ &= 0,0857 + 1,0438 (0,2855 - 0,0857) \\ &= 0,2942\end{aligned}$$

Yukarıda hesaplanan projeye ait özkaynak maliyeti oranı %29,42'dir.

3.7. Proje Nakit Çıkışları

Projeye ait nakit çıkışlar hesaplanarak, proje ömrü boyunca gerekli olan finansman kaynağı belirlenmektedir. Ayrıca farklı yıllara ait nakit çıkışlarının zaman değeri de dikkate alınarak ayrıca hesaplanmaktadır. Projenin ekonomik ömrü boyunca nakit çıkışı gerektiren yatırımları aşağıdaki tabloda sunulmuştur.

Tablo 14: Projenin Yatırım Tutarları

Dönemler	Üretim Öncesi Kaynak Maliyeti	Arama Yatırımları	Saha Geliştirme Yatırımları	Genel İşletme ve Üretim Yatırımları	Saha Terk Yatırımları
2014	772.369,56	640.261	2.495.158	1.508.318	
2015/1	331.251,37	291.591	800.000	900.000	
2015/2			3.000.000	1.095.792	
2016			3.400.000	4.081.492	
2017			3.400.000	2.806.146	
2018			3.400.000	2.292.262	
2019			3.400.000	1.892.806	
2020			3.400.000	1.501.672	350.000
Toplam	1.103.620,93	931.852	23.295.158	16.078.488	350.000

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

Projenin ekonomik süresi olan yedi yıl boyunca harcama ve yatırımların tutarı \$40.655.498 olarak hesaplanmaktadır. Projenin ilk onsekiz ayı üretimin gerçekleşmediği yatırım dönemidir. Bu döneme ait toplam yatırım tutarı \$6.635.328 olarak gerçekleşmektedir.

Projenin üretime başlamadığı dönem içerisindeki yatırım tutarının maliyeti, projenin nakit çıkışları içerisinde yer almaktadır. Projeye ait nakit çıkış tablosu hazırlanmadan, başlangıç yatırım \$6.635.328 tutarının maliyeti hesaplanmaktadır. Böylece projeye ait tüm nakit çıkışlar belirlenmiş olmaktadır.

Proje yatırımlarının %75'i yabancı kaynak kullanımı, %25' özkaynak kullanımı ile gerçekleştiğini belirtilmişti. Yabancı kaynağın maliyeti TCMB kredilere uygulanan faiz oranı 0,1237 olarak hesaplanmıştı. Özkaynak maliyeti ise Finansal Varlıkları Değerleme Modeli uygulanarak 0,2942 olarak hesaplanmıştı.

Tablo 18: Kaynak Kullanım Maliyeti

	Kaynak Kullanım Oranı	Kaynak Tutarı	Kaynak Maliyeti Oranı	Kaynak Kullanım Maliyeti Tutarı
Yabancı Kaynak Kullanımı	75%	4.976.496,00	12,37%	615.592,56
Özkaynak Kullanımı	25%	1.658.832,00	29,42%	488.028,37
		6.635.328,00		1.103.620,93

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

Projenin üretim öncesi kaynak kullanım maliyeti \$1.103.620,93 olarak hesaplanmıştır. Projeye ait nakit çıkış tablosu için başlangıç yatırımları içerisinde üretime başlanılmayan yıllara ait kaynak maliyeti kalemi olarak yer almaktadır. Projeye ait nakit akış tablosu aşağıdaki gibidir.

Tablo 19: Proje Nakit Çıkış Tablosu

Dönemler	Üretim Öncesi Kaynak Maliyeti	Arama Yatırımları	Saha Geliştirme Yatırımları	Genel İşletme ve Üretim Yatırımları	Saha Terk Yatırımları	Toplam
2014	772.369	640.261	2.495.158	1.508.318		5.416.106
2015/1	331.251	291.591	800.000	900.000		2.322.842
2015/2			3.000.000	1.095.792		4.095.792
2016			3.400.000	4.081.492		7.481.492
2017			3.400.000	2.806.146		6.206.146
2018			3.400.000	2.292.262		5.692.262
2019			3.400.000	1.892.806		5.292.806
2020			3.400.000	1.501.672	350.000	5.251.672
Toplam	1.103.620	931.852	23.295.158	16.078.488	350.000	41.759.118

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

Projeye ait nakit çıkışları \$41.759.118 olarak hesaplanmıştır. Proje nakit çıkışlarının zaman değerini dikkate alarak ayrıca hazırlamak, projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı başa baş noktasının ve proje bitiş karlılığının daha gerçeğe yakın verilerle analiz edilmesini sağlamaktadır. Paranın zaman değerini dikkate alan yöntemde önemli olan belirli bir indirgeme oranı ile nakit giriş ve çıkışları hesaplayarak belirlemektir. Bu çalışmada uygulanacak indirgeme oranı Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM) oranı kullanılacaktır.

Buna göre; yabancı kaynak kullanım oranı (W_d), yabancı kaynak maliyeti (k_d), kurumlar vergisi (t), özkaynak kullanım oranı (W_e), özkaynak maliyeti (k_e) olarak tanımlanmaktadır (Öztürk,2004: 365).

$$\mathbf{AOSM} = W_d \times k_d \times (1 - t) + W_e \times k_e$$

$$\mathbf{AOSM} = 0,75 \times 0,1237 \times (1 - 0,20) + 0,25 \times 0,2942$$

$$\mathbf{AOSM} = 0,15$$

Kaynak dağılımı ile hesaplanan ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti oranı 0.15 projenin iskonto oranı olarak kullanılmaktadır. Projeye ait nakit giriş ve nakit çıkışların zaman değeri hesaplamalarında, iskonto oranı 0.15 olarak kullanılmaktadır.

Tablo 20: Nakit Çıkışların Zaman Değeri

Yıl	Nakit Çıkışlar	**P/(1+i)^n Nakit Çıkışlar	[P/(1+i)^n] Kümülatif Nakit Çıkışlar
2014	5.416.106		
2015/1	2.322.842		
2015/2	4.095.792	3.819.346	3.819.346
2016	7.481.492	6.066.545	9.885.891
2017	6.206.146	4.376.001	14.261.892
2018	5.692.262	3.490.137	17.752.029
2019	5.292.806	2.821.926	20.573.955
2020	5.251.672	2.434.779	23.008.734
	41.759.118	23.008.734	

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

**Zaman değeri dikkate alınarak 0,15 iskonto oranı ile hesaplanmıştır.
(P:Nakit çıkış değeri, i:iskonto oranı 0,15, n:yıl katsayısı)

Zaman değeri dikkate alınmadan hesaplanan toplam \$41.759.118 nakit çıkışların, iskonto edilen bugün ki değeri \$23.008.734 olarak hesaplanmaktadır.

3.8. Üretim Ve Gelir Göstergeleri

Rezerv bölgesi çalışmaları sonucu açılacak kuyulara ait üretim kapasitesi verimliliği ile elde edilecek petrolün yıllık varil sayısı ve üretilen petrol varilinin piyasa satış fiyatı proje getirisinin temel faktörü olmaktadır.

Petrol varil fiyatlarının değişkenliğindeki belirsizlikler proje getiri analizinde beklenmedik riskler oluşturabilir. Bu risk faktörünü etkileyen en önemli etkenlerden biri petrol fiyat dalgalanmalarıdır.

Tablo 21: Geçmiş Yıllara Ait Gerçekleşmiş Petrol Varil Fiyatları

Yıllar	Petrol Varil Fiyatı (bbl/\$)
2000	38,55
2001	32,15
2002	32,40
2003	36,50
2004	47,19
2005	65,03
2006	75,28
2007	81,33
2008	105,23
2009	66,97
2010	84,93
2011	115,22
2012	113,31
2013	108,66
2014*	92,67
2015**	49,69

BP Statistical Review of World Energy June 2014

*<http://tr.investing.com/commodities/crude-oil-historical-data>

**<http://tr.investing.com/commodities/crude-oil-historical-data>

(Ocak-Mart 2015 ortalaması)

Geçmiş yıllara ait petrol varil fiyatları incelendiğinde, fiyat hareketlerinin değişken olduğu görülmektedir. Ayrıca yıllar arası değişken değerler arasındaki fark bazı yıllarda önemli derecede farklılık göstermektedir. Bu durum yatırımcının risk faktörüne karşı alması gereken önlemin artacağı sinyalini vermektedir. Ayrıca 2014 ve 2015 yıllarında aşağı yönlü önemli derecede değişen fiyat mekanizması yatırımcılar için beklenmedik risk derecesi oluşturmaktadır. 2014 yılından itibaren fiyatlarda düşüşler yaşanmıştır. 2015 yılında ise beklenmedik bir fark ile düşüş devam etmiştir. Uygulama projesinin 2015-2020 yıllarını kapsayan bir proje olması, fiyat mekanizmasındaki dalgalanmaların gerçeğe yakın tahmin edilmesi önemli görülmektedir.

Uygulama projesine ait gelecek petrol fiyatları, uluslararası kuruluşların tahminleri dikkate alınarak uygulama gerçekleştirilmiştir.

Uluslararası kuruluşların geleceğe dönük petrol varil fiyat tahminleri aşağıda sunulmuştur;

Citigroup Birleşik Bankalar A.Ş. (New York City, USA) dünyanın en büyük şirketi olarak kabul edilmektedir. 2015 yılı 55-60\$, 2016 yılı 65-70\$ olarak tahmin etmektedir (uzmanpara.milliyet, agis, 2015).

Morgan Stanley ABD Yatırım Bankası (New York City, USA), 2015 yılı 55\$, 2016 yılı 65\$, 2017 yılı 75\$, devam eden yıllarda 115\$ ile 120\$ 'a kadar yükseleceğini tahmin etmektedir (sabah, agis, 2015).

Moody's Investors Service (New York City, USA) uluslararası kredi derecelendirme kuruluşudur. 2015 yılı 55\$, 2016 yılı 65\$ olarak tahmin etmektedir (bloomberght, agis, 2015).

Goldman Sachs ABD Yatırım Bankası (New York City, USA), 2015 yılı 50\$, 2016 yılı 70\$ olarak tahmin etmektedir (enerji-borsasi, agis, 2015).

Société Générale (Paris, Fransa), Avrupanın ana finans şirketlerinden biri olarak kabul edilmektedir. 2015 yılı 55\$ olarak tahmin etmektedir (enerji-borsasi, agis, 2015).

Petrol fiyatlarının dünya ekonomisinde önemli bir yere sahip olması ve sürekli fiyat değişiklikleri göstermesi nedeni ile geleceğe dönük tahminler yapmak zor bir durum olmaktadır. Uygulama projesine ait petrol varil fiyatları uluslararası kuruluşların tahmin ettikleri fiyatların yaklaşık ortalama değerleri alınarak yapılmaktadır.

Tablo 22: Gelecek Yıllara Ait Petrol Varil Fiyatları

Yıllar	Petrol Varil Fiyatı (bbl/\$)
2015	55,00
2016	67,00
2017	75,00
2018	83,00
2019	92,00
2020	115,00

Yukarıda hazırlanan geleceğe dönük tahmini petrol varil fiyatları ile uygulama projesi hazırlanmaktadır.

Tablo 23: Nakit Girişlerin Zaman Değeri

Yıl	Gün Sayısı	Günlük Üretilen Varil Sayısı (bbl)	Petrol Varil Fiyatı (\$)	Toplam Gelir (bbl/\$)	**P/(1+i)^n	[P/(1+i)^n] Kümülatif Nakit Girişler
2015/2	180	895	55	8.860.500,00	8.262.458,85	8.262.458,85
2016	365	1774	67	43.383.170,00	35.178.273,58	43.440.732,44
2017	365	1093	75	29.920.875,00	21.097.436,52	64.538.168,96
2018	365	524	83	15.874.580,00	9.733.293,12	74.271.462,09
2019	365	356	92	11.954.480,00	6.373.682,24	80.645.144,33
2020	365	146	115	6.128.350,00	2.841.223,77	83.486.368,09
				116.121.955,00	83.486.368,09	

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

**Zaman değeri dikkate alınarak 0,15 iskonto oranı ile hesaplanmıştır.

(P:Nakit çıkış değeri, i:iskonto oranı 0,15, n:yıl katsayısı)

Zaman değeri dikkate alınmadan hesaplanan toplam \$116.121.955 nakit girişler, 0,15 iskonto oranı ile hesaplanan nakit girişlerin bugün ki değeri \$83.486.368,09 olmaktadır.

3.9. Projenin Net Bugünkü Değeri

Bir projeye ait nakit girişlerin belirli bir iskonto oranı ile indirgenerek hesaplanan bugünkü değerlerin, projeye ait nakit çıkışların bugünkü değerinden çıkarılması ile bulunan değerdir.

$$NBD = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{NNA}{(1+i)^t}$$

Bu yöntemde uygulanan iskonto oranı genel itibariyle projenin minimum getirisi veya ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti oranıdır. Bu hesaplamalar sonucunda projenin net bugünkü değeri pozitif ise proje kabul edilmektedir. Eğer net bugünkü değer sıfır hesaplanır ise projeye yatırılan sermayeyi bire bir karşıladığı anlaşılmaktadır. Net bugünkü değeri sıfır olan projeler diğer bir değişle minimum getiri sağlamış olmaktadır (Okka, 2006: 252).

Tablo 24: Projenin Net Bugünkü Değeri Hesaplama

YIL	t	I ₀	NAKİT ÇIKIŞLAR	NAKİT GİRİŞLER	NNA	NNA /(1+i) ^t
2014	0	-5.416.106				
2015/1	0	-2.322.842				
2015/2	1		4.095.792	8.860.500	4.764.708	4.443.113,12
2016	2		7.481.492	43.383.170	35.901.678	29.111.728,14
2017	3		6.206.146	29.920.875	23.714.729	16.721.435,78
2018	4		5.692.262	15.874.580	10.182.318	6.243.156,40
2019	5		5.292.806	11.954.480	6.661.674	3.551.755,77
2020	6		5.251.672	6.128.350	876.678	406.445,19
Toplam Net Nakit Akışların Bugünkü Değeri						60.477.634,40
*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır. **iskonto Oranı (i), AOSM olan %15 dür.						

Proje ait nakit çıkışlar ile nakit girişlerin farkı sonucu net nakit akımı hesaplanmıştır. Bu net nakit akımları, minimum beklenti oranı veya ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti oranı olan %15 ile iskonto edilerek net nakit akışların bugünkü değeri bulunmuştur. Bu projeye ait toplam net nakit akışlar \$60.477.634,40 olarak hesaplanmıştır.

$$NBD = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{NNA}{(1+i)^t}$$

$$\begin{aligned} NBD &= -7.738.949 + 60.477.634,40 \\ &= \$ 52.738.685,40 \end{aligned}$$

Projenin net bugünkü değeri, net nakit akışlarının iskonto edilmiş tutarı \$60.477.634,40 dan projenin başlangıç yatırımı yani proje sıfır yılı yatırım tutarı \$7.738.949'un arasındaki fark alınarak \$52.738.685,40 olarak hesaplanmaktadır.

3.10. Proje İç Getiri Oranı

İç getiri oranı (Internal Rate Of Return - IRR), bir yatırım projesinin nakit giriş ve çıkışlarını birbirine eşitleyen iskonto oranıdır. Zaman değerini dikkate alan bu yöntem, yatırımın net nakit akışlarının net bugünkü değerini sıfıra eşitleyen iskonto oranının hesaplanması metodudur (Ercan, Ban, 2008: 151).

$$NBD = 0 = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{NNA}{(1+IRR)^t}$$

İç getiri oranı, projeye ait minimum beklenti oranından veya projenin iskonto oranı olan ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinden düşük olması istenmemektedir. Çünkü beklenen getiri veya ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti oranı iç getiri

oranından büyük olması durumunda projenin NBD negatif olmaktadır. Bu durumda proje reddedilmesi gerekmektedir (Anbar, Alper, 2009: 219).

Tablo 25: İç Getiri Oranı (IRR) Hesaplama

YIL	t	I ₀	NNA	$NNA / (1+i)^t$	Kümülatif NNA / (1+i) ^t Değerler Toplamı
2014	0	-5.416.106			
2015/1	0	-2.322.842			
2015/2	1		4.764.708	4.443.113,12	2.386.445,59
2016	2		35.901.678	29.111.728,14	4.510.871,85
2017	3		23.714.729	16.721.435,78	747.471,09
2018	4		10.182.318	6.243.156,40	80.510,66
2019	5		6.661.674	3.551.755,77	13.213,58
2020	6		876.678	406.445,19	436,22
			82.101.785	60.477.634,40	7.738.949,00

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

Projenin getiri oranı %298,629 hesaplanarak projeye ait beklenen getiri ve ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti karşılaştırması yapılmıştır.

Tablo 26: Proje Değişkenleri

Proje Değişkenleri	Risksiz Faiz Oranı (r_f)	Borç Faizi Oranı (k_d)	Beklenen Getiri Oranı (FVDM)(CAMP)	AOSM (k_{WACC})	İGO (IRR)
	0,0857	0,1237	0,2942	0,15	2,98629

Yukarıdaki tabloda proje ait değişkenler verilmektedir. Bu değişkenler ile proje kabul edilme veya reddedilme kararı verilebilmektedir. Projeye ait verilecek kararlarda temel etken olan iç getiri oranının (İGO) diğer oranlara göre yüksek olmasından yukarıda bahsedilmektedir. Bu duruma göre, projenin iç getiri oranı öncelikle ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti (AOSM) oranından ve finansal varlıkları değerlendirme modeli (FVDM) ile hesaplanan özkaynak maliyeti oranından büyük olduğu saptanmaktadır. Bu hesaplamalar ile bu proje kabul edilebilmektedir.

3.11. Projenin Karlılık Endeksi

Projelerin değerlendirilmesinde kullanılan ve zaman değerini dikkate alan diğer bir yöntem de karlılık endeksidir. Karlılık endeksi, projeye ait net nakit akışlarının bugünkü değerinin projenin ilk yatırım tutarına bölünmesi ile hesaplanmaktadır.

$$\text{Karlılık Endeksi} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{NNA}{(1+i)^t}}{I_0}$$

Karlılık endeksi 1 den büyük olması kabul edilmektedir. Böylece projenin yatırım tutardan fazla getiri sağlamış olmaktadır. Ayrıca projeye her bir birimlik yatırıma karşılık ne kadar getiri sağlandığı görülebilmektedir.

Karlılık endeksi alternatif olarak kullanmasını gerekli kılan diğer bir durum ise net bugünkü değerleri aynı olan iki farklı proje seçiminde kullanılmaktadır. Aynı net bugünkü değeri veren projeler eşit değerlere sahiptir. Böyle durumlarda karlılık endeksi hesaplanarak hangi projenin karlı olduğu tespit edilmektedir (Ercan, Ban, 2008: 152).

$$\begin{aligned}\text{Karlılık Endeksi} &= 60.477.634,40 / 7.738.949 \\ &= 7.814\end{aligned}$$

Projenin karlılık endeksi 12,055 olarak hesaplanmakta olup 1 den büyüktür. Karlılık endeksi de projenin kabul edilebilir olduğu sonucu vermektedir.

3.12. Projenin Geri Ödeme Süresi

Projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı net nakit girişlerinin belli bir iskonto oranından indirgenmiş değerleri, yatırımın tutarının bugünkü değerine eşit oluncaya kadar toplanır ve böylece eşitlik sağlandığı yıl sayısı, indirgenmiş geri ödeme süresini verir (Anbar, Alper, 2009: 195).

Tablo 27: Kümülatif Net Nakit Akışlar Zaman Değeri

YIL	t	I ₀	NNA	NNA /(1+i) ^t	Kümülatif Değerler Toplamı
2014	0	-5.416.106			
2015/1	0	-2.322.842			-7.738.949
2015/2	1		4.764.708	4.443.113,12	-3.295.835,88
2016	2		35.901.678	29.111.728,14	25.815.892,26
2017	3		23.714.729	16.721.435,78	42.537.328,04
2018	4		10.182.318	6.243.156,40	48.780.484,44
2019	5		6.661.674	3.551.755,77	52.332.240,21
2020	6		876.678	406.445,19	52.738.685,40
			82.101.785	60.477.634,40	

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

Projeye ait nakit çıkışların ve nakit girişlerin iskonto oranı ile zaman değeri dikkate alınarak, projenin net nakit akışları hesaplanmıştır. Projeye ait toplam nakit çıkışlar, üretimin başlaması itibariyle bir yılı doldurmadan karşılanmaktadır. 2015 yılı ikinci döneminde üretimin başlaması ile 2015 yılı sonunda nakit çıkışların \$4.443.113,12'si karşılanırken, 2016 üretim yılının hemen ilk başlarında nakit çıkışların artı kalan \$3.295.835,88'lik tutarı karşılanmaktadır. Buna göre projeye ait başlangıç yatırım tutarı, üretimin başladığı yıl içerisinde karşılanmaktadır.

$$\text{Geri ödeme süresi} = 6 \text{ ay} + [(3.295.835,88 / 29.111.728,14) * 12] = 7,35 \text{ aydır.}$$

Projenin başlangıç yatırımını geri ödeme süresi projenin 7,35'inci ayında gerçekleşmektedir.

3.13. Ekonomik Katma Değer Yöntemi İle Bakış

Diğer bir değerlendirme ölçüsü olarak uygulanacak olan Ekonomik Katma Değer yöntemi, net faaliyet karından düzeltilmiş vergilerin çıkılması sonucu, kalan değer in sermaye maliyetini ne kadar karşıladığını tespit etmek için kullanılacaktır.

Tablo 28: Değere Dayalı Gelir Tablosu

DEĞERE DAYALI GELİR TABLOSU		
I	SATIŞLAR	161.121.955,00
II	SATILAN MALIN MALİYETİ (-)	-41.759.118,00
BRÜT KAR		74.362.837,00
III	AMORTİSMAN, SATIŞ VE YÖNETİM GİDERLERİ (-)	0,00
NET FAALİYET KARI		74.362.837,00
IV	DÜZELTİLMİŞ VERGİLER (%20)	-14.872.567,40
NET FAALİYET KARI EKSI DÜZELTİLMİŞ VERGİLER (-) (NET OPERATING PROFIT LESS ADJUSTED TAXES) (NOPLAT)		59.490.269,60
V	KAYNAK MALİYETİ	1.103.620,00
EKONOMİK KATMA DEĞER (ECONOMIC VALUE ADDED) (EVA)		58.386.649,60

*Değerler döviz cinsinden ABD dolarıdır.

Projeye ait değere dayalı gelir tablosunda, satışlar; projenin nakit girişleri değeri dikkate alınmaktadır. Satılan malın maliyeti; projenin yatırım tutarı olarak kabul edilmektedir.

SONUÇ

Milattan önceki dönemlerden günümüze kadar petrolün varlığının bilindiği birden çok kaynaktan görebiliyoruz. Petrol her dönem toplumsal hayatta çeşitli alanlarda kullanıldığı yazılı kaynaklardan bilinmektedir. Zamanla petrolün değeri ekonomik ve siyasi ölçüde anlaşılacak bu kaynaklara sahip olma arzusu artmaya başlamıştır. Buna bağlı olarak ülkelerin bir araya gelerek oluşturdukları OPEC, OECD gibi oluşumlar kurulmuş, petrol üzerindeki kartel piyasaları engellenmeye çalışılmış olsa da çalışmamızda belirtildiği gibi birden fazla ülkenin birlikteliğiyle daha büyük ve etkisi daha fazla kartel grupları oluşmaya yüz tutmuştur.

Petrol rezervlerinin ham kaynak olarak yüzeye çıkartılarak üretimi, rafineri ve taşınması gibi tüketim aşamasına hazırlanma süreçleri olarak da yeni faaliyet alanları meydana gelmiştir. Ancak bu faaliyetleri sürdürmek hem teknoloji açısından üstün ekip ve donanım gerektirirken hem de finansal açıdan güçlü sermaye ve yatırım tutarları ile karşılanmaktadır. Ayrıca diğer bir güç unsuru olan siyasi ve politik etmenler dikkate alındığı zaman ise bu projelerin yatırıma dönüştürülmesinde karşılaşılabilecek farklı politik sonuçlar doğmaktadır.

Ülkeler buldukları konum itibarıyla atı guruba ayrılarak rezerv, üretim, rafineri ve tüketim sınıflarına göre sıralama yapılmıştır. Çalışma verilerimize göre; rezervde altıncı sırada yer alan Asya Pasifik ülkeleri rafineri ve tüketimde birinci sırada, rezervde ve üretimde birinci sırada yer alan Orta Doğu ülkeleri tüketimde dördüncü sırada olduğu tespit edilmiştir.

Petrol yatırım projelerinin getirisi kadar maliyeti ve risk faktörü de yüksektir. Proje kabulü öncesi hazırlanan bölge ve fiziki yatırım maliyetleri çalışmasında ele alınacak önemli bir nokta, proje finansmanı için kullanılacak kaynak bileşenidir. Öz kaynak mı, yabancı kaynak mı, yoksa öz ve yabancı kaynak kullanım ağırlığını belirler. Bu çalışmada petrol sektörüne ait yapılan hesaplamalarda özel teşebbüs yatırımları kaynak kullanımının %80'lik kısmı yabancı kaynak kullandığı saptanmıştır. Kamu şirketleri veya ülke milli şirketlerinde bu durum tam tersi olduğu incelenmiştir.

Petrol sektöründe kullanılan yabancı kaynağın vadesi daha çok kısa vadeli yabancı kaynak tercih edildiği görülmüştür. Hatta kısa vadeli yabancı kaynakların devamlı sermaye olan uzun vadeli yabancı kaynak ve özkaynak oranından büyük olduğu saptanmıştır. Bu projelerin üretime başlandığı yıl içerisinde veya bir buçuk yıl içerisinde nakit girişlerin başlangıç yatırımını hızlı bir şekilde karşıladığı hesaplanarak tespit edilmiştir. Böylece nakit girişlerinin kısa vadede ve ne kadar erken dönüş sağladığını göstermektedir. Yabancı kaynak kullanım oranı yüksek olmasına rağmen erken geri ödeme süresi vadeyi kısaltmış böylece kısa vade kaynak kullanımdan doğan düşük faiz oranları ile projenin kaynak maliyeti minimum seviyeye çekildiği analiz edilmiştir.

Petrol sektörü bilançosu varlık ve kaynaklarını karşılaştırdığımız zaman ise cari oran olan dönen varlıkların kısa vadeli yabancı kaynakları karşılama gücü bir veya birden biraz fazla çıktığı tespit edilmiştir. Bu da net işletme sermayesinin sıfıra yakın olduğunu göstermektedir. Ayrıca likit oran olan dönen varlıklardan stokların düşülmesi ile mevcut nakit ve nakit benzeri değerlerin kısa vadeli yabancı kaynakları karşılama gücüne bakıldığında, birden küçük olduğu görülmektedir. Bu şekilde bakıldığında riskli bir durum görünse de yukarıda açıklandığı gibi nakit girişlerin yatırım tutarını kısa sürede karşılaması bu riski ortadan kaldırmaktadır.

Bu çalışma için hazırlanan değere dayalı gelir tablosundan projeye ait faaliyet karı oranı yaklaşık %45 olarak gerçekleşmiştir. Bu da projeye ait ana faaliyet konusundan edinilen karın büyüklüğünü göstermektedir. Zaman değerini dikkate alan iç getiri oranı (IRR) incelendiği zaman ise projenin getirisi %298 olduğu hesaplanmıştır. Bu oran projenin gelecekte elde edeceği nakit akışları ile yatırım tutarını neredeyse üç katına katlayarak geri ödeyeceği bilgisini vermektedir.

Günümüzde petrol sektörünün kartel bir piyasa olarak devam etmesi, sektöründeki bu kardan kaynaklı en önemli finansal etkisidir. Ancak petrol sektörünün kartelleşmesinde birçok etken mevcuttur. Gelişen sanayi ve teknoloji ham maddesi olarak kullanılan petrol, kimi zaman finansal karlılık açısından daha önemli nedenler doğurmaktadır. Bunların başında savunma sanayi gelmektedir. Kimya endüstrisi doğrudan etkilenen diğer bir pazar etkenidir.

Bu çalışmamız ile petrol sektörüne finansal açıdan yaklaşılarak pazarın karlılık düzeyi somut bir örnek ile gösterilmeye çalışılmıştır. Bu sektörün karlılığı yüksek olmasına karşın, bu sektör projeleri için kullanılacak yatırım kaynak miktarı bir o kadar da büyük olmaktadır. Ayrıca makine, ekipman ve donanım olarak olağan üstü varlığa ve eğitimli emek gücüne sahip olunması gerekmektedir. Bu unsurlara ek olarak siyasi ve politik unsurlar temel öncelik arz etmektedir. Birde küresel ekonomideki belli başlı petrol firmaları ve kartelleşmiş gizli ve açık oluşumlar, bu sektörde rahat yatırım olanaklarını kısıtlamaktadır.

Gelecekte petrol ve petrol türevi kaynak kullanımı daha hız kazanacağı bugünden tahmin edilebilmektedir. Gün geçtikçe hızını kesmeyen teknolojik gelişim, nüfus artışına ve gelire endeksli tüketim toplulukları, ulusların farklı yaşam ve tüketim alanları için yeni yerlerin keşfedilmesi adına uzay teknolojisi ve diğer savunma sanayi teknolojisi, petrol çıkarılması ve tüketilmesi hızını artıracığı sinyallerini bugünden vermektedir.

KAYNAKÇA

Akgüç Ö. (1994). *Finansal Yönetim* (6. Baskı). İstanbul: Avcıol Basım Yayım

Anbar A., Alper D. (2009). *Yatırım Projeleri Analizi* (1. Baskı). Bursa: Ekin Yayıncılık

Alp, A., Demirgüneş, K., Ban, Ü., Öztürk M. B. (2009). Ekonomik Katma Değer (Eva™) Bakış Açısıyla Finanslama Kararları. *Celal Bayar Üniversitesi, Sosyal Bilimler Enstitüsü, Cilt 7 (2)*, 59-82

Atalay M. (2003). Türkiye’de Petrol Aramacılığının Önemi. *Asam Avrasya Dosyası, Cilt 9 (1)*.

Bayraktaroğlu, A., Ünlü, U. (2009). Performans Değerlemede EVA Ve MVA Ölçütleri: Bu Ölçütler Açısından İMKB Ve NYSE’nin Karşılaştırmalı Analiz. *Süleyman Demirel Üniversitesi İktisadi Ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi Cilt:14 (1)*, 287-312.

Brealey R. A. , Myers S. C. , Marcus A. J. (2007). *İşletme Finansının Temelleri* (çev. Ü. Bozkurt, T. Arıkan ve H. Doğukanlı). İstanbul: Literatür Yayıncılık,

ÇEBİD, (2012). Avrupa Enerji Boru Hatları Güney Gaz Koridoru Projeleri.

Dizdarlar, H. I. (1997). *Sermaye Yapısı Teorileri ve Amprik Bulgular*. Yayımlanmış Yüksek Lisans Tezi, İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, İstanbul.

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi. (2011). Enerji Raporu, Ankara

- Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu. **Petrol Piyasası Sektör Raporu (2005-2006)**.
Ankara: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
- Ercan, M. K. (1996). **Uluslararası Petrol Arama ve  retim Yatırımlarının Yapısı ve Finansal Y nden İncelenmesi**, Ankara: TPIC
- Ercan M. K., Ban,  . (2008). **Değere Dayalı İşletme Finansı Finansal Yönetim**,
Ankara: Gazi Kitapevi.
- Gülderen, A. (2011). **Türkiye’de Petrol Arama –  retim Mevzuatı & Sektörün Gelişim Trendi**. Central-Eastern Europe & Caspian Scout Group Meeting, Antalya,
- Hacırüstemoğlu, R., Şakrak, M., Demir, V. (2002). Etkin Performans  l m Aracı (EVA)(Ekonomik Katma Değer-Ekonomik Kar Yaklaşımı). **Mali  z m Dergisi**, İSMMMOMO Yayını, (59), 17-25.
- Kırlı, M. (2006). Halka Açık Olmayan Şirketlerde Sistemik Risk  l t  Beta Katsayısının Tahmin Edilmesi, Yönetim Ve Ekonomi. **Celal Bayar Üniversitesi İ.İ.B.F. cilt:13(1)**, 122-134.
- Küçükkocaoğlu, G., Kiraci, A. (2003). Güçlü Beta Hesaplamaları. **Muhasebe Bilim Dünyası Dergisi**, (5), 109-125.
- Myers S. C. (2001). Financing Of Corporations. **The Journal of Economic Perspectives**, 91-95.
- Oystein N. (2002). **Crude Power Politics and Oil Market**, Norwegian Institue Press, Norway.
- Öktem, E., Demirkul, Z., (2009). Petrol Fiyatlarının Dinamiği ve Geleceği. **Türkiye 11. Enerji Kongresi Bildirirleri**, İzmir.

- Özel P., (2003). *Petrol Sanayide Dikey Bütünleşme ve Türkiye’de Uygulanabilirliği*. Devlet Planlama Teşkilatı, Ankara.
- Öztürk, M. B. (2004). Finansal Performansın Ölçülmesinde Alternatif Bir Yöntem: Ekonomik Katma Değer. *Atatürk Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi Dergisi*, Cilt 18 (3-4), 351-368.
- Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (2012), **Cumhuriyetten Günümüze Ülkemizde Yapılan Petrol Aramacılığı**. Ankara: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
- Terzi A. (2009). **Bağdat – Musul’da Abdülhamid’in Mirası Petrol ve Arazi (1. Baskı)**. İstanbul: Timaş Yayınları
- Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, *Ham Petrol Sektör Raporu (2011)*. Ankara: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı.
- Türkiye Petrol Rafinerileri Anonim Şirketi. (2007). *Kurumsal Sosyal Sorumluluk Raporu*. Kocaeli: Türkiye Petrol Rafinerileri Anonim Şirketi
- Uluğbay H. (2008). **İmparatorluk’ tan Cumhuriyet’e Petropolitik**, Ankara: De Ki Basım Yayım.
- Yılğör, A. G. (2005). İşletme Performansının Değerlendirilmesinde Ekonomik Katma Değer (EVA) Ve Piyasa Katma Değeri (MVA) Yöntemleri Ve Bu Yöntemlerin Hisse Senedi Getirilerini Açıklama Gücünün İncelenmesi, İMKB 100 Örneği. *Ankara Üniversitesi Siyasal Bilgiler Fakültesi Dergisi*, Cilt 60 (1), 225-248

İnternet Alıntısı

Ahmerercan (2012). Web:

http://www.ahmetercan.net/UploadDosya/yazi/yeraltikaynaklari/petrol/petrolun_kok_eni.htm 2012'de alınmıştır.

BOTAŞ (2012). Web: <http://www.botas.gov.tr/index.asp> 2012'de alınmıştır.

BOTAŞ (2012). Web: <http://www.botas.gov.tr/icerik/tur/projeler/yurtdisi.asp> Uluslararası Projeler, 2012'de alınmıştır.

PİGM (2012). Web: <http://www.pigm.gov.tr> 2012'de alınmıştır.

Stradigma (2012). Web:

http://www.stradigma.com/turkce/agustos2003/print_04.html Mavi Akım Projesi: Bir Enerji Stratejisi Ve Stratejisizliği Örneği, 2012'de alınmıştır.

Uzmanpara (2015). Web: <http://uzmanpara.milliyet.com.tr/haber-detay/gundem2/citigroup--petrol-fiyati-tahminlerini-dusurdu/10000/10722/> 2015'de alınmıştır.

Sabah (2015). Web: <http://www.sabah.com.tr/ekonomi/2014/12/08/morgan-stanleyden-petrol-fiyatlari-tahmini> 2015'de alınmıştır.

Bloomberg (2015). Web: <http://www.bloomberght.com/haberler/haber/1705549-moodys-petrol-tahminini-dusurdu> 2015'de alınmıştır.

Enerji Borsası (2015). Web: <http://www.enerji-borsasi.com/haber/687-goldman-sachs-petrol-analizi.html> 2015'de alınmıştır.

EIA, Petroleum & Other Liquids, Spot Prices, Crude Oil in Dollars per Barrel, Products in Dollars per Gallon.

Web: http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

EKLER :

EK 1: Bölgeler ve ülkeler bazında petrol rezervleri (BP,2014)

Proved reserves

	At end 1993 Thousand million barrels	At end 2003 Thousand million barrels	At end 2012 Thousand million barrels	At end 2013			
				Thousand million tonnes	Thousand million barrels	Share of total	R/P ratio
US	30.2	29.4	44.2	5.4	44.2	2.6%	12.1
Canada	39.5	180.4	174.3	28.1	174.3	10.3%	*
Mexico	50.8	16.0	11.4	1.5	11.1	0.7%	10.6
Total North America	120.5	225.8	229.9	35.0	229.6	13.6%	37.4
Argentina	2.2	2.7	2.4	0.3	2.4	0.1%	9.8
Brazil	5.0	10.6	15.3	2.3	15.6	0.9%	20.2
Colombia	3.2	1.5	2.2	0.3	2.4	0.1%	6.5
Ecuador	3.7	5.1	8.4	1.2	8.2	0.5%	42.6
Peru	0.8	0.9	1.4	0.2	1.4	0.1%	37.5
Trinidad & Tobago	0.6	0.9	0.8	0.1	0.8	*	19.2
Venezuela	64.4	77.2	297.6	46.6	298.3	17.7%	*
Other S. & Cent. America	0.9	1.5	0.5	0.1	0.5	*	9.6
Total S. & Cent. America	80.7	100.4	328.6	51.1	329.6	19.5%	*
Azerbaijan	n/a	7.0	7.0	1.0	7.0	0.4%	21.9
Denmark	0.7	1.3	0.7	0.1	0.7	*	10.3
Italy	0.6	0.8	1.4	0.2	1.4	0.1%	32.7
Kazakhstan	n/a	9.0	30.0	3.9	30.0	1.3%	46.0
Norway	9.6	10.1	9.2	1.0	8.7	0.5%	12.9
Romania	1.0	0.5	0.6	0.1	0.6	*	19.0
Russian Federation	n/a	79.0	92.1	12.7	93.0	5.5%	23.6
Turkmenistan	n/a	0.5	0.6	0.1	0.6	*	7.1
United Kingdom	4.5	4.3	3.0	0.4	3.0	0.2%	9.6
Uzbekistan	n/a	0.6	0.6	0.1	0.6	*	25.9
Other Europe & Eurasia	61.8	2.3	2.1	0.3	2.2	0.1%	15.1
Total Europe & Eurasia	78.3	115.5	147.4	19.9	147.8	8.9%	23.5
Iran	92.9	133.3	157.0	21.6	157.0	9.3%	*
Iraq	100.0	115.0	150.0	20.2	150.0	8.9%	*
Kuwait	96.5	99.0	101.5	14.0	101.5	6.0%	89.0
Oman	5.0	5.6	5.5	0.7	5.5	0.3%	16.0
Qatar	3.1	27.0	25.2	2.6	25.1	1.5%	34.4
Saudi Arabia	261.4	262.7	265.9	36.5	265.9	15.3%	63.2
Syria	3.0	2.4	2.5	0.3	2.5	0.1%	*
United Arab Emirates	98.1	97.8	97.8	13.0	97.8	5.8%	73.5
Yemen	2.0	2.8	3.0	0.4	3.0	0.2%	51.2
Other Middle East	0.1	0.1	0.3	†	0.3	*	3.4
Total Middle East	661.9	745.7	808.7	109.4	808.5	47.9%	78.1
Algeria	9.2	11.8	12.2	1.5	12.2	0.7%	21.2
Angola	1.9	8.8	12.7	1.7	12.7	0.8%	19.3
Chad	-	0.9	1.5	0.2	1.5	0.1%	43.5
Republic of Congo (Brazzaville)	0.7	1.5	1.6	0.2	1.6	0.1%	15.6
Egypt	3.4	3.5	4.2	0.5	3.9	0.2%	15.0
Equatorial Guinea	0.3	1.3	1.7	0.2	1.7	0.1%	15.0
Gabon	0.7	2.3	2.0	0.3	2.0	0.1%	23.1
Libya	22.8	39.1	48.5	6.3	48.5	2.9%	*
Nigeria	21.0	35.3	37.1	5.0	37.1	2.2%	43.8
South Sudan	-	-	3.5	0.5	3.5	0.2%	96.9
Sudan	0.3	0.6	1.5	0.2	1.5	0.1%	33.7
Tunisia	0.4	0.6	0.4	0.1	0.4	*	18.7
Other Africa	0.6	0.6	3.7	0.5	3.7	0.2%	47.7
Total Africa	61.2	106.2	130.6	17.3	130.6	7.7%	40.5
Australia	3.3	3.7	3.9	0.4	4.0	0.2%	26.1
Brunei	1.3	1.0	1.1	0.1	1.1	0.1%	22.3
China	16.4	15.5	18.1	2.5	18.1	1.1%	11.9
India	5.9	5.7	5.7	0.8	5.7	0.3%	17.5
Indonesia	5.2	4.7	3.7	0.5	3.7	0.2%	11.6
Malaysia	5.0	4.8	3.7	0.5	3.7	0.2%	15.3
Thailand	0.2	0.5	0.4	0.1	0.4	*	2.5
Vietnam	0.6	3.0	4.4	0.6	4.4	0.3%	34.5
Other Asia Pacific	1.1	1.4	1.1	0.1	1.1	0.1%	11.2
Total Asia Pacific	39.8	40.5	42.1	5.6	42.1	2.5%	14.0
Total World	1041.4	1334.1	1687.3	238.2	1687.9	100.0%	53.3
of which: OECD	140.8	247.5	249.6	37.3	248.8	14.7%	33.2
Non-OECD	900.6	1086.6	1437.7	200.9	1439.1	85.3%	59.5
OPEC	774.9	912.1	1213.8	170.2	1214.2	71.9%	90.3
Non-OPEC†	206.3	325.2	342.6	50.1	341.9	20.3%	26.0
European Union‡	8.1	8.0	6.8	0.9	6.8	0.4%	13.0
Former Soviet Union	60.1	96.8	130.9	17.9	131.8	7.8%	26.0
Canadian oil sands: Total	32.3	174.4	167.8	27.3	167.8		
of which: Under active development	2.9	10.8	25.9	4.2	25.9		
Venezuela: Orinoco Belt	-	-	220.0	35.4	220.5		

*More than 100 years.

†Less than 0.05%.

*Less than 0.05%.

‡Excludes Former Soviet Union.

§Excludes Estonia, Latvia and Lithuania in 1993.

Notes: Proved reserves of oil – Generally taken to be those quantities that geological and engineering information indicates with reasonable certainty can be recovered in the future from known reservoirs under existing economic and operating conditions.

Reserves-to-production (R/P) ratio – If the reserves remaining at the end of any year are divided by the production in that year, the result is the length of time that those remaining reserves would last if production were to continue at that rate.

Source of data – The estimates in this table have been compiled using a combination of primary official sources, third-party data from the OPEC Secretariat, World Oil, Oil & Gas Journal and an independent estimate of Russian and Chinese reserves based on information in the public domain.

Canadian oil sands 'Under active development' are an official estimate. Venezuelan Orinoco Belt reserves are based on the OPEC Secretariat and government announcements.

Reserves include gas condensate and natural gas liquids (NGLs) as well as crude oil.

Shares of total and R/P ratios are calculated using thousand million barrels figures.

**EK 2: 2013 yılı dünyada üretilen ham petrolün, ülkeler bazında üretim miktarı
(milyon ton) (BP,2014)**

Production*											Change		2013
Million tonnes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2013 over 2012	share of total
US	332.3	325.1	309.1	304.7	305.2	302.3	322.4	332.9	345.7	394.1	446.2	13.5%	10.8%
Canada	140.2	144.8	142.3	150.6	155.3	152.9	152.8	160.3	169.8	182.6	193.0	6.0%	4.7%
Mexico	188.2	190.0	186.5	182.5	172.2	156.9	146.7	145.6	144.5	143.9	141.8	-1.1%	3.4%
Total North America	660.7	659.9	637.9	637.8	632.7	612.0	621.9	638.8	660.0	720.6	781.1	8.7%	18.9%
Argentina	42.8	40.9	39.4	39.1	38.0	36.5	34.9	34.0	32.2	31.1	30.5	-1.5%	0.7%
Brazil	81.1	80.6	88.7	93.7	95.2	98.8	105.6	111.4	114.2	112.2	109.9	-1.7%	2.7%
Colombia	28.5	27.9	27.7	27.9	28.0	31.1	35.3	41.4	48.2	49.9	52.9	6.3%	1.3%
Ecuador	22.5	28.3	28.6	28.8	27.5	27.2	26.1	26.1	26.8	27.1	28.2	4.5%	0.7%
Peru	4.6	4.4	4.5	4.6	4.6	4.7	4.8	5.1	4.9	4.8	4.6	-4.0%	0.1%
Trinidad & Tobago	8.7	8.2	9.0	9.8	8.2	8.7	7.6	7.4	6.9	6.0	5.9	-1.2%	0.1%
Venezuela	147.5	170.1	169.7	171.0	165.5	165.6	155.7	145.7	141.5	136.6	135.1	-0.8%	3.3%
Other S. & Cent. America	7.6	7.4	7.4	7.1	7.1	7.1	6.6	6.9	7.0	7.1	7.3	3.0%	0.2%
Total S. & Cent. America	343.3	367.8	374.9	381.8	374.1	379.6	376.6	377.8	381.7	374.7	374.4	0.2%	9.1%
Azerbaijan	15.4	15.5	22.2	32.3	42.6	44.5	50.4	50.8	45.6	43.4	43.4	0.4%	1.1%
Denmark	17.9	18.1	18.4	16.7	15.2	14.0	12.9	12.2	10.9	10.0	8.7	-12.8%	0.2%
Italy	5.6	5.5	6.1	5.8	5.9	5.2	4.6	5.1	5.3	5.4	5.6	3.3%	0.1%
Kazakhstan	52.4	60.6	62.6	66.1	68.4	72.0	78.2	81.6	82.4	81.2	83.8	3.5%	2.0%
Norway	153.9	150.3	138.7	128.0	118.6	114.7	108.7	98.8	93.8	87.2	83.2	-4.4%	2.0%
Romania	5.9	5.7	5.4	5.0	4.7	4.7	4.5	4.3	4.2	4.0	4.1	4.0%	0.1%
Russian Federation	425.7	463.3	474.8	485.6	496.8	493.7	500.8	511.8	518.5	526.2	531.4	1.3%	12.9%
Turkmenistan	10.0	9.6	9.5	9.2	9.8	10.3	10.4	10.7	10.7	11.0	11.4	4.1%	0.3%
United Kingdom	106.1	95.4	84.7	78.6	78.6	71.7	68.2	63.0	52.0	44.6	40.6	-8.6%	1.0%
Uzbekistan	7.1	6.6	5.4	5.4	4.9	4.8	4.5	3.6	3.6	3.2	2.9	-7.1%	0.1%
Other Europe & Eurasia	24.0	23.4	22.0	21.7	21.6	20.6	19.9	19.2	19.2	19.2	19.6	2.4%	0.5%
Total Europe & Eurasia	823.9	854.8	850.0	853.4	865.1	856.3	863.0	861.1	846.2	835.3	834.8	0.2%	20.2%
Iran	198.5	208.2	208.4	209.2	210.9	214.5	205.5	208.8	208.2	177.1	166.1	-6.0%	4.0%
Iraq	66.0	99.9	89.9	98.0	105.1	119.3	119.9	121.5	136.7	152.5	153.2	0.8%	3.7%
Kuwait	115.6	123.4	130.4	133.7	129.9	138.1	121.2	122.5	139.7	153.7	151.3	-1.3%	3.7%
Oman	40.7	38.9	38.5	36.5	35.2	37.6	40.2	42.8	43.8	45.0	46.1	2.7%	1.1%
Qatar	43.8	50.0	52.8	56.8	57.9	65.0	62.4	72.1	78.2	83.3	84.2	1.3%	2.0%
Saudi Arabia	488.2	500.4	521.3	508.9	488.9	509.9	498.7	473.8	528.0	549.8	542.3	-1.1%	13.1%
Syria	32.4	24.3	22.3	21.0	20.1	20.3	20.0	19.2	16.3	8.5	2.8	-67.3%	0.1%
United Arab Emirates	128.2	132.0	135.8	144.3	139.6	141.4	128.2	133.3	151.3	154.7	165.7	7.4%	4.0%
Yemen	21.2	20.0	18.8	18.1	15.9	14.8	14.3	13.5	10.8	8.3	7.4	-11.5%	0.2%
Other Middle East	2.3	2.3	9.1	8.9	9.5	9.5	9.4	9.4	9.9	9.0	10.2	13.5%	0.2%
Total Middle East	1133.0	1199.4	1228.0	1235.6	1213.0	1268.3	1175.9	1217.1	1320.6	1342.1	1329.3	-0.7%	32.2%
Algeria	78.0	83.6	86.4	86.2	86.5	85.6	77.2	73.8	71.7	67.2	68.9	2.7%	1.7%
Angola	42.8	54.5	68.9	69.3	82.1	93.1	87.6	90.5	83.8	86.9	87.4	0.8%	2.1%
Chad	1.2	8.8	9.1	8.0	7.5	6.7	6.2	6.4	6.0	5.3	5.0	-6.3%	0.1%
Republic of Congo (Brazzaville)	10.7	11.2	12.3	14.0	11.4	12.1	13.9	15.1	15.6	15.0	14.5	-2.9%	0.4%
Egypt	37.1	34.8	33.2	34.5	33.8	34.7	35.3	35.0	34.6	34.7	34.5	-0.3%	0.8%
Equatorial Guinea	14.0	18.9	20.0	19.3	19.9	19.3	17.1	15.2	13.9	14.9	14.6	-1.8%	0.4%
Gabon	13.7	13.7	13.5	12.1	12.3	12.0	12.0	12.7	12.7	12.3	11.8	-3.3%	0.3%
Libya	69.8	76.5	82.2	85.3	85.3	85.5	77.4	77.7	22.5	71.1	46.5	-34.5%	1.1%
Nigeria	109.0	119.0	122.1	116.6	110.2	102.8	106.6	121.3	118.2	116.2	111.3	-4.0%	2.7%
South Sudan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.5	4.9	219.4%	0.1%
Sudan	12.9	14.4	14.5	17.5	23.8	22.6	23.4	22.8	14.3	5.1	6.0	18.3%	0.1%
Tunisia	3.2	3.4	3.4	3.3	4.6	4.2	4.0	3.8	3.2	3.2	3.0	-7.2%	0.1%
Other Africa	7.0	8.2	8.6	11.2	9.7	9.5	9.2	8.3	11.5	11.6	10.4	-10.0%	0.3%
Total Africa	400.4	447.0	474.1	477.2	486.9	488.1	469.7	482.7	407.9	445.0	418.6	-5.7%	10.1%
Australia	29.7	25.9	25.5	23.7	24.7	24.3	22.5	24.9	22.0	21.6	17.9	-16.8%	0.4%
Brunei	10.5	10.3	10.1	10.8	9.5	8.6	8.3	8.5	8.1	7.8	6.6	-15.3%	0.2%
China	169.8	174.1	181.4	184.8	186.3	190.4	189.5	203.0	202.9	207.5	208.1	0.6%	5.0%
India	37.3	38.2	36.6	37.8	37.9	37.9	37.2	40.8	42.3	42.0	42.0	0.1%	1.0%
Indonesia	57.6	55.6	53.7	50.2	47.8	49.4	48.4	48.6	46.3	44.6	42.7	-4.0%	1.0%
Malaysia	35.4	36.3	34.6	32.7	33.8	34.0	32.2	32.0	28.9	30.3	29.6	-2.2%	0.7%
Thailand	9.5	9.3	11.4	12.5	13.2	14.0	14.6	14.8	15.2	16.4	16.6	1.8%	0.4%
Vietnam	17.6	20.7	19.0	17.2	16.3	15.2	16.7	15.3	15.5	17.0	17.0	0.4%	0.4%
Other Asia Pacific	8.8	10.4	12.4	13.1	13.9	14.8	14.4	13.8	13.1	12.5	11.4	-8.5%	0.3%
Total Asia Pacific	376.2	360.8	364.6	362.8	363.4	368.8	363.7	401.7	394.3	399.8	392.0	-1.7%	9.5%
Total World	3737.5	3909.6	3947.5	3968.7	3955.3	3993.2	3890.9	3979.3	4010.6	4117.4	4130.2	0.6%	100.0%
of which: OECD	990.8	972.2	826.3	804.2	889.3	857.8	853.6	857.0	858.1	903.1	951.0	5.6%	23.0%
Non-OECD	2746.7	2937.5	3021.2	3064.5	3066.0	3135.4	3037.3	3122.2	3152.5	3214.3	3179.2	-0.8%	77.0%
OPEC	1506.9	1645.9	1694.2	1708.2	1689.2	1746.0	1622.6	1667.2	1704.4	1776.3	1740.1	-1.8%	42.1%
Non-OPEC+	1712.8	1701.0	1671.5	1654.9	1636.8	1815.1	1817.3	1647.2	1639.6	1670.3	1711.6	2.7%	41.4%
European Union	149.3	138.8	126.7	115.5	113.9	106.3	99.8	93.4	81.6	72.9	68.4	-5.8%	1.7%
Former Soviet Union	517.8	562.7	581.8	605.6	629.4	632.0	651.0	664.8	666.7	670.8	678.5	1.4%	16.4%

*Includes crude oil, tight oil, oil sands and NGLs (the liquid content of natural gas where this is recovered separately). Excludes liquid fuels from other sources such as biomass and derivatives of coal and natural gas.

†Excludes Former Soviet Union.

Note: Growth rates are adjusted for leap years.

ÖZGEÇMİŞ

KİŞİSEL BİLGİLER

Adı ve Soyadı : Kadir GÜLÇİN
Doğum Yeri ve Tarihi : Gümüşhane/Merkez 1989
Medeni Hali : Bekar
İletişim Bilgileri : kadirgulcin@hotmail.com



EĞİTİM

2003-2007 : Gümüşhane Anadolu Ticaret Meslek Lisesi
2007-2011 : Gazi Üniversitesi Ticaret Turizm Eğitim Fakültesi
Muhasebe ve Finansman Öğretmenliği (Lisans)
2007-2011 : Anadolu Üniversitesi Açıköğretim Fakültesi
İşletme Bölümü (Lisans)
2011-2015 : Niğde Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü
Muhasebe ve Finansman Bilim Dalı (Yük.Lisans)

İŞ DENEYİMİ

2012-2013 : İlkumut Özel Eğitim Kurumları
Meslek Dersleri Eğitmeni
2013-2015 : Silver Teknik A.Ş. (Devam Ediyor)
Muhasebe ve Finans Müdürü

ÜYELİKLER

Ankara SMMMO : SMMM Stajyeri (2013-2015)

