

**T.C.  
ATILIM ÜNİVERSİTESİ  
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ  
İŞLETME ANABİLİM DALI**

**PETROL ARAMA VE ÜRETİM ANLAŞMALARININ FİNANSAL  
YAPISI VE YATIRIM KARARLARININ DEĞERLENDİRİLMESİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Hazırlayan**

**Tuğba ÖZDEMİRLİ**

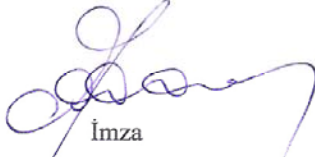
**Tez Danışmanı**

**Doç. Dr. Nildağ Başak CEYLAN**

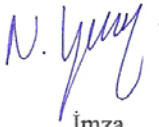
**Ankara, 2010**

T.C.  
ATILIM ÜNİVERSİTESİ  
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜNE

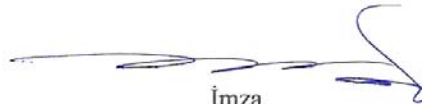
Tuğba Özdemirli tarafından hazırlanan “Petrol Arama ve Üretim Anlaşmalarının Finansal Yapısı ve Yatırım Kararlarının Değerlendirilmesi” başlıklı bu çalışma, 03/06/2010 tarihinde yapılan savunma sınavı sonucunda oybirliği ile başarılı bulunarak jürimiz tarafından İşletme Yönetimi Anabilim dalında yüksek lisans tezi olarak kabul edilmiştir.



İmza  
Prof. Dr. Metin Kamil Ercan (Başkan)



İmza  
Doç. Dr. Nildağ Başak Ceylan (Danışman)



İmza  
Yrd. Doç. Dr. Salih Ak (Üye)

## ÖN SÖZ

Mustafa Kemal Atatürk 1937’de “... Esaslı sondaj ameliyeleri yapılmadıkça petrol hazineleri bulunup bulunmadığı hakkında doğru bir fikir sahibi olabilmemize imkan yoktur. Binaenaleyh tesadüf ihtimallerini arttırmak taharri müddetini kısaltmak için sondajları çoğaltmak... lazım gelmektedir.” diyerek izlenmesi gereken yolu göstermiştir. Petrol piyasasının sürekli değişen parametrelerini, birbirleriyle ilişkilerini anlamaya ve Türkiye için öngörülerde bulunmaya çalıştığım bu çalışmanın da özünü ortaya koymuştur.

Türkiye’de, uluslararası petrol arama ve üretim anlaşmalarının yapısı hakkında çok az Türkçe çalışmanın olması, yabancı dildeki kaynakların Türkçe çevirilerinin hatta bahsi geçen yabancı kaynakların dahi bulunmaması nedeniyle bu çalışmanın öneminin daha iyi anlaşılacağı düşüncesindeyim.

Bu çalışmanın var olmasındaki katkıları için Gazi Üniversitesi İşletme Bölümü Öğretim Üyesi Sayın Prof. Dr. Metin Kamil ERCAN’a, Atılım Üniversitesi İşletme Bölümü Öğretim Üyesi Sayın Doç. Dr. Nildağ Başak CEYLAN’a ve zor zamanlarda desteğini esirgemeyen aileme çok teşekkür ederim.

Ayrıca uzun saatler boyunca bu çalışmaya ve bana, güleryüzüyle emek veren TPAO Mali İşler ve Bütçe Müdürü saygıdeğer Gökhan BALTACI’ya gösterdiği sabrı, içtenliği ve bütün yardımları için çok teşekkür ederim.

## İÇİNDEKİLER

ÖNSÖZ.....	i
İÇİNDEKİLER.....	ii
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	vi
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	vii
TABLolar DİZİNİ.....	ix
GİRİŞ.....	1

### BİRİNCİ BÖLÜM

#### PETROL ENDÜSTRİSİNİN İŞLEYİŞİ VE EKONOMİK YAPISI

1.1. Petrol Endüstrisinin Tarihsel Gelişimi.....	3
1.1.1. Petrolün Kökeni ve Oluşumu.....	3
1.1.2. Petrolün Özellikleri ve Sınıflandırılması.....	3
1.1.3. Dünya Petrol Sektörünün Tarihsel Gelişimi.....	4
1.1.4. Türkiye’de Petrol Sektörünün Tarihçesi.....	5
1.1.4.1. Osmanlı İmparatorluğunda Petrol.....	5
1.1.4.2. Türkiye Cumhuriyetinde Petrol.....	6
1.2. Petrol Sektörünün İşleyiş Esasları.....	8
1.2.1. Petrolün Teknik Zinciri.....	10
1.2.1.1. Petrol Arama.....	10
1.2.1.2. Petrol Üretimi.....	11
1.2.1.3. Petrolün Taşınması.....	11
1.2.1.4. Petrolün Arıtılması.....	12
1.2.1.5. Petrolün Dağıtılması.....	13
1.3. Petrol Sektörünün Ekonomik Yapısı.....	14
1.3.1. Petrol Fiyatlarının Belirlenmesi.....	14
1.3.2. Dünya Petrol Fiyatları.....	15
1.3.3. Türkiye’de Petrolün Fiyatlandırılması.....	17
1.3.4. Türkiye’de Akaryakıt Ürünlerinin Fiyatlandırılması.....	18
1.4. Petrol Sektörünün Bugünkü Durumu.....	19

1.5. Türkiye'nin Yurt İçi ve Yurt Dışı Petrol Arama ve İşletme Faaliyetleri.....	32
1.5.1. TPAO'nun Kazakistan'daki Faaliyetleri.....	33
1.5.2. Azerbaycan Arama-Üretim ve Taşıma Projeleri.....	33
1.5.3. ACG (Azeri-Çıralı-Güneşli) Projesi.....	34
1.5.4. Şah Deniz Projesi.....	34
1.5.5. Alov Projesi.....	35
1.6. Türkiye'nin Sahip Olduğu Ham Petrol Boru Hatları.....	36
1.6.1. Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı.....	36
1.6.2. Ceyhan-Kırıkkale Ham Petrol Boru Hattı.....	37
1.6.3. Batman-Dört Yol Ham Petrol Boru Hattı.....	37
1.6.4. Bakü-Tiflis-Ceyhan Ham Petrol Boru Hattı.....	38

## İKİNCİ BÖLÜM

### ULUSLARARASI PETROL ARAMA VE ÜRETİM ANLAŞMALARININ FİNANSAL YAPISI

2.1. Petrol Yatırımlarının Sınıflandırılması.....	41
2.1.1. Arama Yatırımları.....	41
2.1.2. Geliştirme Yatırımları.....	43
2.1.3. Üretim Yatırımları.....	44
2.2. Petrol Anlaşmalarının Kısa Tarihi.....	45
2.3. Petrol Arama ve Üretim Anlaşmaları.....	49
2.3.1. İmtiyaz/ Vergi Anlaşmaları ve Finansal Analizi.....	49
2.3.2. Üretim Paylaşımı Anlaşmaları ve Finansal Analizi.....	55
2.3.3. Risk Hizmet Anlaşmaları ve Finansal Analizi.....	65
2.3.4. Tam Servis Anlaşmaları.....	65
2.3.5. R Faktörüne Dayalı Sistemler.....	66
2.3.6. Getiri Oranı Sistemleri.....	67
2.3.7. Ortak Girişim Anlaşmaları.....	71
2.3.8. Geri Alım Sözleşmeleri.....	76

2.4. Türkiye’de Petrol Arama ve Üretim Anlaşmalarının Yapısı.....	78
2.4.1. 5574 Sayılı Yeni Türk Petrol Kanun Tasarısı.....	81

## ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

### YATIRIM KARARLARININ DEĞERLENDİRİLMESİNDE KULLANILAN EKONOMİK ANALİZ YÖNTEMLERİ

3.1. Rezerv Tahminleri.....	84
3.1.1. Rezervlerin Sınıflandırılması.....	84
3.1.1.1.İspatlanmış Rezervler.....	85
3.1.1.2.Olası Rezervler.....	87
3.1.1.3. Mümkün Rezervler.....	87
3.2. Petrolün Teknik Maliyetleri.....	87
3.2.1. Üretim Maliyetleri.....	87
3.2.1.1.Karada Teknik Maliyetler.....	88
3.2.1.2. Denizde Teknik Maliyetler.....	88
3.2.2. Ham Petrolün Taşıma Maliyetleri.....	89
3.2.2.1.Petrolü Boru Hattı ile Taşıma.....	89
3.2.2.1.1. Yatırım Harcamaları ve Amortismanlar	89
3.2.2.1.2. İşletme Giderleri.....	90
3.2.2.1.3. Ekonomik Kullanma Koşulları.....	90
3.2.2.2.Petrolün Gemi ile Taşınması.....	91
3.2.2.3.Tankerle Taşıma Maliyeti.....	91
3.3. Nakit Akışlarının Kontrolü.....	92
3.4. Yatırım Projelerinin Karlılığı.....	93
3.4.1.Geri Ödeme Süresi Yöntemi.....	93
3.4.2. Net Bugünkü Değer Yöntemi.....	94
3.4.3. İç Getiri (Karlılık) Oranı Yöntemi.....	96
3.4.4. Karlılık Endeksi.....	97
3.5. Risk Analizleri.....	97
3.5.1. Duyarlılık Analizi.....	97

3.5.2. Başabaş Noktası Analizi.....	98
3.5.3. Karar Ağacı Yöntemi.....	100

## DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

### ULUSLARARASI BİR YATIRIMCININ CEZAYİR'DE GERÇEKLEŞTİRECEĞİ BİR PROJENİN FİNANSAL ANALİZİ

4.1. Uluslararası Bir Yatırımcının Cezayir’de Gerçekleştireceği Bir Projenin Finansal Analizi.....	101
4.1.1. Anlaşmanın Türü.....	101
4.1.2. Anlaşmanın Süresi.....	101
4.1.3. Vergi ve Ödemeler.....	101
4.1.4. Harcamaların Finansmanı.....	102
4.1.5. Anlaşma Koşullarının Değiştirilmesi.....	103
4.2. Projenin Maliyeti.....	103
4.2.1. Arama Dönemi Yatırımları.....	103
4.2.2. Geliştirme Dönemi Yatırımları.....	103
4.2.3. Üretim ve İşletme Maliyetleri.....	105
4.2.4. Terketme Maliyeti.....	105
4.2.5. Rezerv ve Üretim Bilgileri.....	105
4.3. Proje Fizibilite Analizi.....	106
4.3.1. Net Nakit Akışlarının İndirgenmesi ve İskonto Edilmiş Nakit Akışlarının Net Bugünkü Değerinin Hesaplanması.....	106
4.3.2. Projenin İç Verimlilik Oranının Hesaplanması.....	107
4.3.3. Projenin Karlılık Endeksi Yöntemine Göre Değerlendirilmesi.....	108
4.3.4. Projenin Geri Ödeme Süresi Yöntemine Göre Değerlendirilmesi.....	110
4.3.5. Projenin Duyarlılık Analizi Yöntemine Göre Değerlendirilmesi.....	110

4.3.6. Projenin Başabaş Analizi Yöntemine Göre Değerlendirilmesi.....	114
4.3.7. Projenin Karar Ağacı Yöntemine Göre Değerlendirilmesi...116	
4.3.8. Projenin Türkiye’de Yapılması Durumunda 6326 Sayılı Petrol Kanununa Göre Değerlendirilmesi	117
4.3.9. Projenin Türkiye’de Yapılması Durumunda 5574 Sayılı Petrol Kanununa Göre Değerlendirilmesi	119
5. SONUÇ VE ÖNERİLER.....	121
6. KAYNAKÇA.....	124
7. ÖZET.....	127
8. ABSTRACT.....	128

**SİMGELER VE KISALTMALAR**

<b>AGR</b>	Brüt Gelirlere Erişim (Access to Gross Revenues)
<b>BBL</b>	Varil
<b>C/F</b>	İleriye Taşıma (Carry Forward)
<b>C/R</b>	Maliyet Kurtarımı
<b>CIT</b>	Kurumlar Vergisi (Corporate Income Tax)
<b>DCF</b>	İndirgenmiş Nakit Akışı (Discounted Cash Flow)
<b>ERR</b>	Efektif Royalti Oranı (Effective Royalty Rate)
<b>FOC</b>	Yabancı Petrol Şirketi / Yatırımcı (Foreign Oil Company)
<b>IRR</b>	İç Verimlilik Oranı (Internal Rate of Return)
<b>MMBBL</b>	Milyon Varil
<b>NBD</b>	Net Bugünkü Değer
<b>NNA</b>	Net Nakit Akışı
<b>NOC</b>	Ulusal Petrol Şirketi (National Oil Company)
<b>P/O</b>	Kar Petrolü (Profit Oil)
<b>PSC</b>	Üretim Paylaşım Anlaşmaları (Production-Sharing Contracts)
<b>R/T</b>	İmtiyaz Vergi Sistemi (Tax and Royalty Systems)
<b>RSA</b>	Risk Hizmet Anlaşmaları (Risk Service Agreements)
<b>SLD</b>	Straight Line Decline
<b>SPT</b>	Ek Petrol Vergisi (Supplementary Petroleum Tax)
<b>TLCF</b>	Vergilendirme Zararının Gelecek Yıl Karına Mahsup Edilmesi (Tax Loss Carry Forward)
<b>\$MM</b>	Milyon dolar

## ŞEKİLLER DİZİNİ

<b>Şekil 1-1:</b>	Bir Yatağın İşletmeye Alınmasının Takvimi.....	9
<b>Şekil 1-2:</b>	Petrol Fiyatlarını Kısa, Orta ve Uzun Vadede Etkileyen Parametreler.....	14
<b>Şekil 1-3:</b>	Yıllara ve Olaylara Göre Petrol Fiyatlarındaki Değişiklikler.....	15
<b>Şekil 1-4:</b>	2009 Yılı Son Dönemine Ait Ham Petrol Fiyat Değişimi.....	16
<b>Şekil 1-5:</b>	2008 Yılı Dünya İspatlanmış Petrol Rezervleri.....	21
<b>Şekil 1-6:</b>	Bölgelere Göre Petrol Üretim Miktarları.....	23
<b>Şekil 1-7:</b>	2008 Yılı Dünya Petrol Tüketim Miktarları.....	26
<b>Şekil 1-8:</b>	2008 Yılı Dünya Birincil Enerji Tüketimi.....	27
<b>Şekil 1-9:</b>	Dünya Kümülatif Petrol Yatırımları.....	28
<b>Şekil 1-10:</b>	Yıllar İtibariyle Türkiye Ham Petrol Üretimi.....	33
<b>Şekil 1-11:</b>	BTC HPBH Güzergahı.....	40
<b>Şekil 2-1:</b>	Mali Sistem Taksonomisi.....	49
<b>Şekil 2-2:</b>	İmtiyaz ve vergi sistemi akış diyagramı.....	51
<b>Şekil 2-3:</b>	İmtiyaz ve vergi sistemi nakit akış diyagramı, model özeti ve analizi.....	52
<b>Şekil 2-4:</b>	PSC akış diyagramı.....	58
<b>Şekil 2-5:</b>	PSC Akış Diyagramı –Efektif Royalti Hesaplanması.....	60

<b>Şekil 2-6:</b>	PSC nakit akış modeli özeti ve analizi.....	63
<b>Şekil 2-7:</b>	İmtiyaz/Vergi Sistemi Tabanlı Ror Sistemi Örneği.....	69
<b>Şekil 2-8:</b>	2004-2009 Yılları Arasında Petrol ve Doğal Gaz Jv'leri.....	73
<b>Şekil 2-9:</b>	JV Türleri Faaliyet Şeması.....	74
<b>Şekil 2-10:</b>	Ortak Girişim, PSC.....	75
<b>Şekil 2-11:</b>	Ortak Girişim/ Hükümet Katılım Spektrumu.....	76
<b>Şekil 3-1:</b>	Başabaş Noktasının Grafik Üzerinde Gösterimi.....	99
<b>Şekil 3-2:</b>	Petrol Kuyusunun Açılmasında Olay Sırası.....	100
<b>Şekil 4-1:</b>	NBD'nin Petrol Fiyat Artışına Bağlı Olarak Değişimi.....	110
<b>Şekil 4-2:</b>	NBD'nin Üretim Miktarına Bağlı Olarak Değişimi.....	111
<b>Şekil 4-3:</b>	NBD'nin Maliyetlere Bağlı Olarak Değişimi.....	112
<b>Şekil 4-4:</b>	NBD'yi Sıfır Yapan Petrol Fiyatı.....	115
<b>Şekil 4-5:</b>	Projenin Karar Ağacı Yöntemi İle Değerlendirilmesi.....	116

## TABLOLAR DİZİNİ

<b>Tablo 1-1:</b>	Türkiye’de Yıllar İtibariyle Ham Petrol Üretimi.....	7
<b>Tablo 1-2:</b>	1972-2008 Ham Petrol Fiyatları.....	16
<b>Tablo 1-3:</b>	Dünya İspatlanmış Petrol Rezerv Miktarları.....	20
<b>Tablo 1-4:</b>	Dünya Petrol Üretim Miktarları.....	22
<b>Tablo 1-5:</b>	Dünya Petrol Üretim Miktarları.....	24
<b>Tablo 1-6:</b>	Dünya Petrol Tüketim Miktarları.....	25
<b>Tablo 1-7:</b>	Orta Vadede Petrol Talebinin Görünümü.....	29
<b>Tablo 1-8:</b>	Uzun Vadede Dünya Petrol Talebinin Görünümü.....	29
<b>Tablo 1-9:</b>	Orta Vadede Dünya Petrol Arzının Görünümü.....	30
<b>Tablo 1-10:</b>	Uzun Vadede Dünya Petrol Arzının Görünümü.....	31
<b>Tablo 1-11:</b>	Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattının İki Ülke Sınırları İçindeki Hat Uzunlukları.....	36
<b>Tablo 1-12:</b>	Yıllar İtibariyle Taşınan Ham Petrol Miktarları.....	38
<b>Tablo 2-1:</b>	Ana Anlaşma Tiplerinde Riskler ve Kazançlar.....	48
<b>Tablo 2-2:</b>	İmtiyaz ve Vergi Sistemi Nakış Akış Projeksiyonu Fizibilite Çalışması.....	53
<b>Tablo 2-3:</b>	İmtiyaz ve Vergi Sistemi Yatırımcı Nakit Akış Projeksiyonu.....	53
<b>Tablo 2-4:</b>	İmtiyaz Ve Vergi Sistemi Hükümet Nakit Akış Projeksiyonu.....	54

<b>Tablo 2-5:</b>	PSC Örneği.....	57
<b>Tablo 2-6:</b>	PSC Sistemi Nakit Akış Projeksiyonu.....	61
<b>Tablo 2-7:</b>	PSC Sistemi Yatırımcı Nakit Akış Projeksiyonu.....	61
<b>Tablo 2-8:</b>	PSC Sistemi Hükümet Nakit Akış Projeksiyonu.....	62
<b>Tablo 2-9:</b>	Sözleşmesel Sistemlerde Temel Eşitlikler.....	64
<b>Tablo 2-10:</b>	R Faktörüne Dayanan Royalti Oranları.....	67
<b>Tablo 2-11:</b>	ROR Sistemi Örneği.....	68
<b>Tablo 2-12:</b>	ROR Sistemi Nakit Akış Model Özeti ve Analizi.....	69
<b>Tablo 2-13:</b>	ROR Nakit Akış Projeksiyonu.....	70
<b>Tablo 2-14:</b>	ROR Sistemi Yatırımcı Nakit Akış Projeksiyonu.....	70
<b>Tablo 2-15:</b>	ROR Sistemi Yatırımcı Nakit Akış Projeksiyonu.....	71
<b>Tablo 2-16:</b>	Arama Sahaları İçin Devlet Hakkı Miktarları.....	78
<b>Tablo 2-17:</b>	İşletme Sahaları İçin Ödenecek Devlet Hakkı Miktarları.....	79
<b>Tablo 2-18:</b>	Arama Ruhsatları Süreleri.....	81
<b>Tablo 2-19:</b>	Karalarda Üretim Sahası Bazında Devlet Hissesi Oranları.....	81
<b>Tablo 2-20:</b>	Denizlerde Üretim Sahası Bazında Devlet Hissesi Oranları.....	82
<b>Tablo 4-1:</b>	Cezayir’de Üretim Miktarına Karşılık Uygulanan Royalti Oranları.....	102
<b>Tablo 4-2:</b>	Cezayir Mali Terimleri.....	102

<b>Tablo 4-3:</b>	Projenin Giderleri.....	104
<b>Tablo 4-4:</b>	Yıllık Üretim Miktarları.....	106
<b>Tablo 4-5:</b>	Net Nakit Akış Tablosu.....	107
<b>Tablo 4-6:</b>	Nakit Girişleri ve Yatırımlar.....	109
<b>Tablo 4-7:</b>	Fiyata Bağlı Senaryo.....	111
<b>Tablo 4-8:</b>	Üretime Bağlı Senaryo.....	112
<b>Tablo 4-9:</b>	Maliyetlere Bağlı Senaryo.....	113
<b>Tablo 4-10:</b>	İndirgenmiş ve Kümülatif Nakit Akışları.....	114
<b>Tablo 4-11:</b>	Petrol Kanununa Göre Yatırımcının Nakit Akışları.....	118
<b>Tablo 4-12:</b>	Petrol Yasa Tasarısına Göre Yatırımcının Nakit Akışları.....	120

## GİRİŞ

Cirosu, yatırımları ve karları bakımından uluslararası petrol endüstrisi dünyanın en güçlü endüstrisi konumundadır. İhracatçı ülkeler, ithalatçı ülkeler ve şirketlerden oluşan grupta üçgensel zıt ilişkilerin varolduğu söylenebilir.<sup>1</sup> Türkiye, anlaşma ilişkilerini, şirketlerin faaliyetlerini, petrol fiyatlarının piyasalara yön verici gücünü anlamak ve değişen dünya dengelerinin içinde rekabetin parçası olmak zorundadır. Çalışmaya konu olan uluslararası petrol anlaşmalarının finansal yapısı ve yatırım kararlarının değerlendirilmesi işte bu gereklilikten doğmuştur.

Kalkınma hedeflerini gerçekleştirmenin en önemli araçlarından biri yatırım projeleridir.<sup>2</sup> Dolayısıyla yatırıma sağlanacak kıt kaynakların karlılık seviyelerinin belirlenmesi büyük önem taşımaktadır. Riskli projelerde, özellikle petrol yatırımları gibi büyük risk taşıyan projelerde yatırımcı ve ulusal ekonomi açısından yatırımların değerlendirilmesi, gelecekle ilgili doğru ve uygun tahmin yapılması gerekmektedir.

Petrol söz konusu olduğunda etkileşim içerisinde olan kişi ve kurumların sayısı artmakta, bu etkileşim uluslararası boyuta taşınmakta, hem ekonomik hem de siyasi nitelik kazanmaktadır. Bu çalışmanın amacı, petrol piyasalarını etkileyen temel unsurlara ve aralarındaki ilişkilere işaret etmek, karar alıcıların ne tür ekonomik ve siyasi ortamlarda, nasıl şartlar altında kararlar aldıklarını anlamak ve bir bakış açısı oluşturmaktır.<sup>3</sup>

Çalışmanın birinci bölümünde petrol sektörünün işleyişi ve ekonomik yapısı açıklanmaktadır. Bu bölümde; öncelikle petrol sektörünün genel özellikleri ve yapısı, ardından petrol sektörünün tarihsel süreç içerisinde, dünyada ve Türkiye’de gelişimi anlatılmıştır. Petrolün aranmasından yeryüzüne çıkarılmasına kadar geçen zaman aralığında kullanılan teknik işlem aşamaları açıklanmıştır. Dünyada ve Türkiye’de petrol fiyatlarının belirlenmesi ele alınmış; Türkiye’nin yurt içi ve yurt dışı faaliyetleri belirtilmiştir.

Çalışmanın ikinci bölümünde, petrol aramacılığında yatırımların sınıflandırılması, uluslararası petrol arama ve üretim anlaşmalarının finansal yapısı

---

<sup>1</sup> Yücel, 1999:569.

<sup>2</sup> Demirburgan, 2000:2.

<sup>3</sup> Ürün, 2003:94-132.

ve Türkiye’de petrol arama ve üretim anlaşmalarının özellikleri ve petrol kanunu incelenmektedir.

Üçüncü bölümde ise yatırım projelerinin değerlendirilme yöntemleri ve birbirlerine göre özellik gösteren yanları finansal açıdan incelenmiş, ticari karlılık analizleri ve risk analizleri değerlendirilmiştir.

Çalışmanın dördüncü bölümünde de uluslararası bir yatırımcının Cezayir’de gerçekleştireceği bir projenin finansal analizi, projenin Türkiye’de yapılması durumunda 6326 sayılı petrol kanununa ve 5574 sayılı petrol kanun tasarisına göre değerlendirilmesi yer almaktadır.

## BİRİNCİ BÖLÜM

### PETROL ENDÜSTRİSİNİN İŞLEYİŞİ VE EKONOMİK YAPISI

#### 1.1. Petrol Endüstrisinin Tarihsel Gelişimi

##### 1.1.1. Petrolün Kökeni ve Oluşumu

Petrol, yeryüzündeki çatlak ve kırıklardan yer altına sızarak, çeşitli hafif hidrokarbonlar, katran, asfalt veya bitüm olarak kayaçlar arasındaki boşluklarda toplanır. Bu oluşum özelliğinden dolayı, Latince “petra (kaya)” ve “oleum (yağ)” sözcüklerinden türetilen “petroleum (petrol)” adı verilmiştir.

Petrolün organik mi yoksa inorganik esaslı mı olduğu tartışmaları bilimsel verilerin inorganik köken teorilerini geçersiz kılmasıyla organik kökenli olduğu kanıtlanmıştır.<sup>4</sup> Petrol hidrokarbonları ve hidrokarbon bileşiklerinin birçok canlı organizmalarda değişmiş veya değişmemiş olarak bulunuşu ve bunlarında çökeller ile birlikte sedimanlar arasında var oluşu, petrolün kökeninin organik olduğunu göstermektedir.<sup>5</sup>

Bir petrol havuzu peşpeşe gerçekleşen olaylar sonucu oluşan hidrokarbonlar topluluğudur. Yer altı tabakalarında tortu veya birikintilerle karışık halde toplanan bu hammadeler basınç, sıcaklık ve kimyasal tepkimelerle dönüşüme uğrarlar. Bundan sonra hidrokarbonların kapanlarda yakalanmasıyla sonuçlanacak göç olayı başlar.<sup>6</sup>

##### 1.1.2. Petrolün Özellikleri ve Sınıflandırılması

Petrolün sınıflandırılmasında petrolün özgül ağırlığı, akışkanlığı ve içerdiği kükürt miktarı dikkate alınmaktadır. Özgül ağırlık azaldıkça API gravitesi artar. Petrol graviteye göre;

- Hafif gravite > 31
- Orta gravite 20 – 31
- Ağır gravite 10 – 20
- Tabii Bitümen < 10

<sup>4</sup> Beşergil, 2007:54.

<sup>5</sup> Sonel, 2001:25.

<sup>6</sup> Beşergil, a.g.e., s.55.

şeklinde sınıflandırılmaktadır.

Kolay üretilebilir olması, taşınabilmesi ve işlenebilmesi sebebiyle günümüzde dünya petrol talebinin %90'ı hafif ve orta petrol ile karşılanmaktadır. Dünya petrol kaynaklarının ancak %25'ini hafif ve orta petrol teşkil etmektedir. Dünyada ağır petrol rezervleri, Brezilya, Kanada, Amerika, Rusya ve Venezuela'da bulunmaktadır. Ancak ağır petrolün taşınması ve mevcut rafinerilerde ham madde olarak kullanılması için iyileştirilmesi gerekmekte, bu da ek maliyet getirmektedir.

Ham petrolün üretilmesinde ve işlenmesinde bir diğer faktör de akmaya karşı direnç olarak tanımlanan viskozitedir. Düşük viskoziteli petrolerin üretimi, taşınması, işlenmesi daha kolay ve ekonomik olduğundan dünya ticaretinde bu tür petroler tercih edilmektedir.

Petrol, içerdiği kükürt miktarı açısından da sınıflandırılmaktadır. Bu konuda belirlenmiş kesin kriterler bulunmamakla birlikte genel olarak kükürt yüzdesinin %0,5'in altında olması durumunda petrol kükürtsüz (sweet) kabul edilir.<sup>7</sup>

### 1.1.3. Dünya Petrol Sektörünün Tarihsel Gelişimi

Günümüzde değişik kaynaklar petrolün kullanımının binlerce yıl öncesine dayandığını söylemektedir. Herodot'a göre asfalt 4000 yıl öncesinde Babil duvarlarının ve kulelerinin inşasında kullanılmıştır. Çimentolama işleminde kimyasal katkı maddesi olarak ve gemi inşasında yalıtım maddesi olarak kullanıldığı ifade edilmekte ve ayrıca, tarihi kayıtlarda M.Ö. 300 yıllarında asfaltın mumyalama işleminde de kullanıldığı belirtilmektedir. Pers tabletlerinden, Pers halkının zengin kesiminin petrolü aydınlatmada ve tıpta kullandığı ortaya çıkmıştır.

İlk petrol kuyuları 4. yüzyılda Çin'de açılmıştır. Bambu çubuklarının birbirine bağlanması ve ucuna matkap eklenmesi suretiyle 243 metrelik kuyu kazılmıştır. Petrol yakılarak tuzlu suyun buharlaştırılmasında kullanılmış ve tuz üretilmiştir. 10. yüzyılda ise bambu çubuklarından oluşan boru hatları oluşturulmuştur ve petrol kuyuları ile tuzlu su kaynakları arasındaki bağlantı sağlanmıştır.

<sup>7</sup> <http://www.pigm.gov.tr/uretimi.php>, (Erişim) 22 Ekim 2009.

8. yüzyılda Bağdat sokakları katran kullanılarak inşa edilmiş ve katran, bölgede bulunan doğal kaynaklardan kolaylıkla çıkartılmıştır.

13. yüzyılın sonunda yakın ve uzak doğuya seferler düzenleyen Marco Polo, Bakü'deki sıvı asfaltı anlatmış, ayrıca ticari bir mal olarak kabul edildiğini, hatta hayvan derisinden yapılmış çantalarda taşındığını belirtmiştir. Öte yandan petrolün yanıcı özelliğinden yararlanma yönündeki kullanımı da çok eskilere uzanmaktadır.<sup>8</sup>

Rus çarı Büyük Petro, 1723 yılında İran'ın Bakü Hanlığını ele geçirdikten sonra petrol önemli bir ticari mal olmuş; özel kuruluşlara petrol arama, rafinasyon ve satış izni verilmiştir.<sup>9</sup>

Bitüm her ne kadar, eski zamanlardan beri biliniyor ise de petrol bir endüstri olarak ticari bir metotla ışık yapan gaz yağının başarı ile arıtılması ve petrolün sondajla aranması ile başlamaktadır. Bu olaylar 19. yy'ın ortalarında, daha kesin bir ifade ile 1838'de Fransa'da Selligüe'in bitümlü şistlerden, 1848'de James Young'in kömürden gazyağı elde etmeleri ve 1859'da Titusuille'de Drake tarafından ilk petrol kuyusunda ham petrol bulunması ile olmuştur. Bununla beraber dünya petrol üretimi 20. yy'ın başında yılda 20 milyon tonu bulmuştur. Fakat dev adımlarıyla ilerleme otomobil, kamyon ve uçakların hızlı gelişimiyle olmuştur. 1859'da 1000 tonu bulmayan dünya üretimi 1947'de 428 milyon tonu geçmiştir.<sup>10</sup>

#### **1.1.4. Türkiye'de Petrol Sektörünün Tarihçesi**

##### **1.1.4.1. Osmanlı İmparatorluğu'nda Petrol**

Sultan Abdülaziz döneminde, Cumhuriyet döneminde çıkarılan maden kanunlarının birçoğunun temelini hazırlayan "Maadin Nizamnamesi" 1868 yılında kabul edilmiştir. 1870'li yılların başında Batılı uzmanlar Osmanlı topraklarındaki petroleri incelemeye başlamışlardır. Alman uzmanlar 1871 yılında Bağdat'ı incelemişler ve petrol potansiyelini yüksek bulmuşlardır. 1889 yılında Ahmet Necati Efendi' ye Çengen civarındaki petrolün işletilmesi için 75 yıllığına; 1897 yılında da Sadrazam Halil Rıfat Paşa'ya Tekirdağ Mürefte dolaylarındaki petrolün aranması ve

<sup>8</sup> Acar vd, 2007:30.

<sup>9</sup> Beşergil, a.g.e., s.48.

<sup>10</sup> Taşman, t.y.

işletilmesi için imtiyaz verilmiştir. 1898 yılında Tekirdağ'da ilk sondaj faaliyeti gerçekleşmiş ve 1901 ve 1902 yıllarında da açılan kuyulardan üretim yapılmıştır. 1916- 1917 yıllarında da Doğu Anadolu'da Rus işgali sırasında açılan kuyulardan petrol üretilmiştir.<sup>11</sup>

#### **1.1.4.2. Türkiye Cumhuriyeti'nde Petrol**

Cumhuriyetin ilanıyla birlikte, tüm yeraltı zenginliklerinin aranması ve işletilmesi için ulusal bir yapılanmaya gidilmiştir. Yapılan çalışmalar sonucu Van-Kürzot'ta 1937- 1938 yıllarında bir miktar petrol elde edilmiştir. 1940'ta Raman- 1 kuyusunda petrol bulunmuştur. 1951 yılında Güney Doğu Anadolu Bölgesi'nde ticari petrol sahası olan Garzan- 2 kuyusunda petrol bulunmuştur. 1954'te TPAO'nun kurulmasıyla Türkiye'deki tüm arama ve üretim faaliyetlerinde sorumluluk MTA'dan alınarak TPAO'ya devredilmiştir.<sup>12</sup>

Cumhuriyet döneminde ve günümüze kadar yapılmış toplam üretim ve bu toplam üretim içinde TPAO'nun payı Tablo 1-1'de gösterilmektedir.

---

<sup>11</sup> Acar vd, a.g.e., s.51.

<sup>12</sup> Acar vd, a.g.e., s.65.

**Tablo 1-1:** Türkiye’de yıllar itibariyle ham petrol üretimi (milyon ton)

(http://www.pigm.gov.tr/uretimi.php. (Erişim) 22 Ekim 2009)

<b>YILLAR</b>	<b>TPAO</b>	<b>TOPLAM</b>
1942-58	1.276.129	1.276.129
1959-64	2.905.551	2.905.551
1965	701.275	703.240
1966	765.193	767.159
1967	991.287	993.254
1968	1.025.563	1.027.531
1969	1.133.522	1.135.491
1970	1.064.022	1.065.992
1971	993.003	994.974
1972	940.598	942.570
1973	1.026.748	1.028.721
1974	1.111.251	1.113.225
1975	1.101.598	1.103.573
1976	1.030.124	1.032.100
1977	1.070.117	1.072.094
1978	992.237	994.215
1979	1.149.845	1.151.824
1980	940.971	942.951
1981	1.007.985	1.009.966
1982	1.031.253	1.033.235
1983	969.106	971.089
1984	947.416	949.400
1985	1.030.628	1.032.613
1986	1.248.862	1.250.848
1987	1.496.694	1.498.681
1988	1.485.090	1.487.078
1989	1.857.682	1.859.671
1990	2.650.922	2.652.912
1991	3.300.030	3.302.021
1992	2.993.919	2.995.911
1993	2.748.265	2.750.258
1994	2.548.989	2.550.983
1995	2.488.116	2.490.111
1996	2.557.785	2.559.781
1997	2.447.824	2.449.821
1998	2.283.355	2.285.353
1999	2.016.841	2.018.840
2000	1.826.006	1.828.006
2001	1.648.547	1.650.548
2002	1.574.284	1.576.86
2003	1.500.043	1.502.046
2004	1.440.900	1.442.904
2005	1.485.522	1.487.527
2006	1.448.320	1.450.326
2007	1.428.617	1.430.624
2008	1.425.976	1.427.984
<b>TOPLAM</b>	<b>71.108.011</b>	<b>71.195.417</b>

## 1.2. Petrol Sektörünün İşleyiş Esasları

Petrol endüstrisi, kuyudan son kullanıcıya giden bir zincir boyunca petrolün çıkarılması, taşınması, dönüşümü ve dağıtılmasından oluşan etkinliklerin tümüdür. Bu endüstrinin görülen tarihi gelişmelerini açıklayan birkaç önemli özelliği vardır. Bu ABD'nin her zaman merkezi bir rol oynadığı, çok ürünlü, sermaye yoğun, dünya çapında bir endüstridir. Bu, aynı zamanda rezerv alanlarına yoğun olarak işletme ve tasfiye koşulları düzeyinde de büyük farklılıkların var olduğu bir faaliyetdir.<sup>13</sup>

- Dünya Ölçüsünde Bir Endüstri

Başlangıçta Amerikalı olan petrol endüstrisi hızla uluslararası bir enerji endüstrisi haline gelmiş ve böylece ham petrol üretiminin uluslararası ticarete konu olan payı 1970 yıllarında %50'yi aşmıştır. Ucuz taşıma tekniklerinin geliştirilmesi ve ürün taşımayı kolaylaştıran sıvı karakteristikleri bu alışverişleri hızlandırmıştır. Halen OECD'nin ve Doğu Avrupa'nın endüstrileştirilmiş ülkelerinin Dünya ham petrol üretiminin %80'den fazlasını tüketmesine karşılık rezervlerin yaklaşık %75'i üçüncü Dünya ülkelerinde bulunmaktadır.<sup>14</sup>

- Çok Ürünlü Bir Endüstri

Ham petrol, 19. yy.'nin sonunda giderek daha karışık işlemlerle bazı ara ürünler elde etmek olanağını veren bir madde durumunu almıştır.

Yağlar ve fuel oil (veya mazot): Mazotun deniz taşımacılığında kullanımının ilk girişimleri 1897'de başlamış ancak bu yakıt türü 20. yy'nin başında genelleşmiştir. Demir yollarında akaryakıt kullanan dizel motorunun ve konutlarda, endüstride mazotla çalışan brülörlerinin (yakıtın hava ile uygun oranda karıştırılarak tam olarak yakılmasını sağlayan cihaz) gelişmesi akaryakıt piyasasına ikinci bir soluk vermiştir.

Petrol bir ısı ve mekanik iş kaynağı olduğu kadar endüstri için gerekli yağların başlıca ham maddesidir. 1860'dan başlayarak o zamana kadar kullanılan balina yağlarının ve bitkisel yağların yerini almıştır.

Benzin: Özellikle Birinci Dünya Savaşı'ndan sonra otomobilin ve uçağın gelişmesi ham petrolün hafif ürünlerinden çıkarılan akaryakıtların tüketiminin

---

<sup>13</sup> Yücel, a.g.e., s.569.

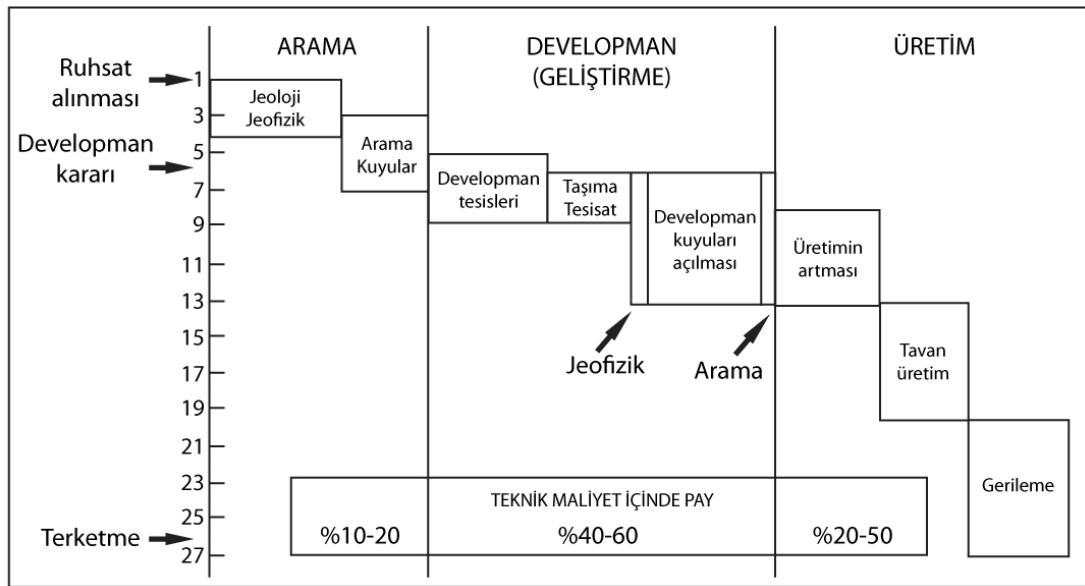
<sup>14</sup> Yücel, a.g.e., s.569

artışını hızlandırmıştır. Petrol için en değerli kullanım alanlarından birini oluşturmaktadır.

Petrokimya: Petrol, özellikle İkinci Dünya Savaşı'ndan sonra, kimya endüstrisi için yerine konulamaz bir ham madde olmuş ve kullanım alanı geniş ölçüde çeşitlenmiştir (plastik maddeler, tekstil ürünleri, sentetik kauçuklar, deterjanlar gübreler, ... ).<sup>15</sup>

- Sermaye Yoğun Bir Endüstri

Petrol zincirinin bütün evrelerinde yatırımlar için önemli bazı sermayelere gerek gösteren bir endüstridir. Özellikle arama döneminde yüksek riski olan bir etkinlik ve petrol zincirinin bütün evrelerinde sabit giderler düzeyinin yüksekliği nedeniyle tasarrufun çok önemli olduğu bir faaliyettir. Petrol aramadaki belirsizlik ve arazi yasalarının özelliği üretilen miktarların olduğu kadar piyasada görülen fiyat dalgalanmalarının da artmasına neden olmaktadır.<sup>16</sup>



Şekil 1-1: Bir yatağın işletmeye alınmasının takvimi (Yücel, 1999.)

<sup>15</sup> Yücel, a.g.e., s.569.

<sup>16</sup> Yücel, a.g.e., s.569.

## 1.2.1. Petrolün Teknik Zinciri

### 1.2.1.1. Petrol Arama

Petrol işletmesi, jeolojik ve jeofiziksel incelemelerden oluşan birinci aşama ve hidrokarbonların varolup olmadığının sonucunu verecek bir veya birkaç arama sondajından oluşan ikinci aşamadan meydana gelir (Şekil 1- 1).

Jeolojik incelemeler, petrol havzalarının sediment bileşiminin ne olduğunun anlaşılmasını sağlar. Jeolojik incelemeler, hidrokarbonların varlığı ihtimalinin bulunduğu bir bölgenin belirlenmesi sonucunu verdiği takdirde, jeofizikten yararlanır.

Karada ve denizde yapılan jeofiziksel incelemeler, yeraltının derin katmanlarının tanımlanması imkânını verir. Bunlar, bazı gravimetri (yerçekimi alanı değişikliklerinin ölçümü), magnetometri (Dünya manyetik alanı değişikliklerinin ölçümü) ve özellikle derin katmanların değerlendirilmesini sağlayan "sismik" incelemelere dayanmaktadır.

Bu birinci aşama teşvik edici sonuçlar verirse, jeolojik ve jeofizik çalışmalar sonucunda ortaya konulan varsayımların kontrolü amacıyla bir veya birkaç arama sondajının yapılması uygun olmaktadır. Bu çalışmalar, arama açısından en elverişli bölgeler üzerinde başlıca bilgileri sağlasa da, gerçek arama gereci her zaman sondajdır. Hidrokarbonların varolup olmadığı, ancak sondajla kesin şekilde belirlenebilir.

Bütün sondajlar, arazinin çok iyi bilinmesine ve bu araziye uygun malzemenin kullanımına özen gösterilmesine rağmen, bölgelerin zorluğu oranında pahalı işlemlerdir (çöl bölgeleri, sık ormanlar, dalgalı denizler, kutup bölgeleri). Özet olarak petrol sondajları, çok gelişmiş teknolojileri gerektirir ve en çok risk taşıyan yatırımlar kategorisinde sayılırlar. (Örneğin; Alaska açıklarında 114 milyon dolar harcanarak denizde açılan kuyunun kuru çıkması gibi).<sup>17</sup>

---

<sup>17</sup> Yücel, a.g.e., s.236

### 1.2.1.2. Petrol Üretimi

Arama sondajı bir üretici katmana rastlayınca yukarıdaki inceleme sonuçları bazında bir değerlendirme yapılır. Yatağın ticari açıdan işletilebilir olduğu sonucuna varılırsa olabildiği kadar çok miktarda hidrokarbon çıkarılması amacıyla "geliştirme kuyuları" adı verilen ilave çok sayıda kuyu açılması gerekecektir. Geliştirme kuyusu sayısı, yatağın boyutuna göre birkaç taneden birkaç bine kadar olabilir. Böylece, sondaj koşulları ve özellikleri her kuyu açılışında daha ayrıntılı öğrenilmekte ve sondaj birim işlem maliyeti azaldığı gibi başarısızlık riski de küçülmektedir. Kuyunun başında debinin kontrolü ve ayarlanması için gerekli donanımlar (Noel ağacı) kurulduktan sonra gerçek anlamda "üretim alma" başlayabilir.

Üretim kuyuları açılırken üç yıl gibi bir süre içinde, alanın üretim hızı en yüksek değere ulaşır. Beş yıldan yirmi yıla kadar değişen bir süre daha fazla kuyu açılma koşuluyla üretim bu hızda kalır. Bu üretim miktarından sonra petrol alanındaki petrol miktarı azaldıkça üretim düşmeye başlar (Şekil 1-1).

Bir rezervuardan yapılan üretim hızının ölçüsü, toplam bakiye rezervlerin yıllık üretime bölünmesi olarak tanımlanır. Yıl olarak belirtilen rezervin üretime oranı, genel olarak rezervuarın ömrünün ilk zamanlarında yüksektir. Rezervuar küçüldükçe, üretim en yüksek miktarda tutulursa bu oran azalır. Daha sonraki aşamada, üretim düşmesi başlar ve oran 5-15 yıl arasında sabit bir değer alma eğilimini gösterir.

Petrol yataklarının işletilmesinde yoğun bir teknoloji kullanma zorunluluğu vardır. Çünkü kazanç oranının veya üretim hızının çok küçük bir oranda iyileştirilmesi bile verimliliği önemli şekilde etkileyebilir.<sup>18</sup>

### 1.2.1.3. Petrolün Taşınması

Bir ara stoklama sonrasında petrol, denizde petrol gemileri (tankerler) ile karada borularla (pipeline) taşınır. Bazı durumlarda bu taşıma demiryolu ile de olabilir. "Boru hattı" terimi, basınç altında petrol ve gaz taşınmasına yarayan boruları belirtir. Bunlar genel olarak yeraltına, döşenirler (birkaç metre derinliğe) ve yeryüzündeki tesisleri ve çalışmalarını etkilemezler. Boru hatları birbirine kaynakla

<sup>18</sup> Yücel, a.g.e., s.244.

bağlanmış, çap olarak 20 ve 120 cm arasında değişen borulardan oluşur ve toplam uzunlukları birkaç bin kilometreyi bulabilir. Bunların debisi, taşınan ham petrolün kalitesine ve boru hattı boyunca kurulmuş olan pompalama istasyonlarının sayısıyla güçlerine bağlıdır. Bir boru hattıyla yılda yüz milyon tona kadar petrol taşınabilmektedir.<sup>19</sup>

#### 1.2.1.4. Petrolün Arıtılması

Taşınan ham petrol stoklanır. Bu stoklar teslimattaki düzensizliklerin etkilerini sınırlama imkanı verir. Rafineriler bu stoklardan beslenir. Piyasada yatakların sayısı kadar ham petrol kalitesi vardır. Bunlar aralarında yalnız özgül ağırlık, viskozite gibi fiziksel özellikleri ile değil, aynı zamanda kimyasal bileşimleri bakımından da farklıdırlar. Hidrokarbonların, bir yataktan diğerine çok değişik oranlarda bulunan ana tiplerinden (parafinik, naftanik ve aromatik) başka, petrolün ham durumda kullanılmasını zorlaştıran çeşitli yabancı maddeleri de (kükürt, merkaptanlar, tuzlu su, oksijenli ve azotlu bileşimler vs) kapsar.

Diğer taraftan piyasa belirli özellikleri olan bazı petrol ürünlerine de talep göstermektedir: Motor yakıtları (otomobil ve uçak benzinleri, jet akaryakıtı motorin), benzinler ve özel arıtmalar (çözücüler, özel benzin, gazyağı, aydınlatma petrolü), yakıtlar (ağır ve hafif fuel-oil'ler) ve diğer çeşitli ürünler (sıvılaştırılmış petrol gazları, yağlar ve gresler, cilalar, parafinler ve bitümler vb).

Her rafinerinin, tesisten tesise değişiklik gösteren bir dizi ünitesi vardır. Fakat esas işlem, ham petrolün kaynama noktalarına göre bileşiklerine ayrılmasını sağlayan bir atmosferik damıtma kulesinde gelişir. Kule yüksekliği 60 metreyi bulabilen ve günde 30.000 tonu aşkın petrol işleme imkanı veren görkemli bir tesistir. Kulenin kolonunun üstünde yoğunlaşmayan gazlar (propan, bütan), yanlarında hafif ve orta bileşiklerden akaryakıtlara temel olacak ürünler (motorin, hafif fuel-oil), kolonun dibinde ise en ağır ürünler (ağır fuel-oil) elde edilir.

Çeşitli arıtım tekniklerinin uygulanmasıyla, rafinerilerden çıkan ürünlerin oranları değiştirilebilir. Böylece son talebe uyulması imkanı elde edilerek arıtım işlemi, çeşitli petrol ürünlerinin arz ve talep arasında ayarlanmasını da sağlamaktadır.

---

<sup>19</sup> Yücel, a.g.e., s.247.

Arıtım, ham petrolü işlemek ve en düşük maliyetle son ürünlere dönüştürmek amacıyla uygulanan işlemler ve endüstriyel yöntemlerin tümünü belirtir.<sup>20</sup>

#### 1.2.1.5. Petrolün Dağıtılması

Petrolün dağıtılması, arıtmada elde edilen çok sayıda ürünün stoklama, taşıma, hazırlama, tüketicilere satış ve teslim işlemlerinin tümünü kapsar. Dağıtım organizasyonunun yapısı, sadece rafinerinin ve tüketim merkezlerinin yerlerine değil, aynı zamanda dağıtılan petrol ürünlerinin piyasasının nitelik ve karakteristiklerine de bağlıdır. Dağıtım, petrol zincirinin tüketicilerle en fazla temasta olduğu son halkasıdır.

Stoklama bir çifte zorunluğu karşılamaktadır; ilk olarak, talebin mevsimsel dalgalanmalardan (geleneksel olarak yazın daha fazla benzin, kışın daha fazla fuel-oil tüketilmesi gibi) veya ham petrol ikmalindeki değişikliklerden doğan aksamaları, tüketicilere yansıtmadan, düzgün olarak ikmal yapılmasını sağlar. İkinci olarak, kitle taşıma araçları kullanılması imkanını vererek son ürünlerin dağıtım maliyetlerinin düşmesinde küçümsenmeyecek bir rol oynar. Daha ucuza gelen kitle taşıma araçları; genel olarak elektrik santralleri, fabrikalara hava limanları vs gibi aynı üründen büyük miktarlar tüketen müşterilere doğrudan teslimat için kullanılır. Kitle taşıma araçlarının en uygunları arasında; boru hatları, sarnıçlı vagonlarla demiryolu taşıması ve 35-36 tonluk büyük sarnıçlı kamyonlar (tankerler) sayılabilir.

Akaryakıtlar, alıcılara karada servis istasyonlarında, gemilere liman ve kıyı depolarında dökme olarak teslim edilir.

Bütün bunların tümü, her duruma göre en ekonomik taşıma ve dağıtım imkanlarının kullanılması ve böylece genel olarak pahalıya gelen küçük boyuttaki stokların en aza indirilmesiyle ekonomik açıdan optimalleştirilmesidir. Basit görünmesine karşılık, deneyimli şirketler tarafından yapılmakta olan dağıtım işleminin ileri teknikler gerektiren bir çalışma dalı olarak sayılması gerekmektedir.<sup>21</sup>

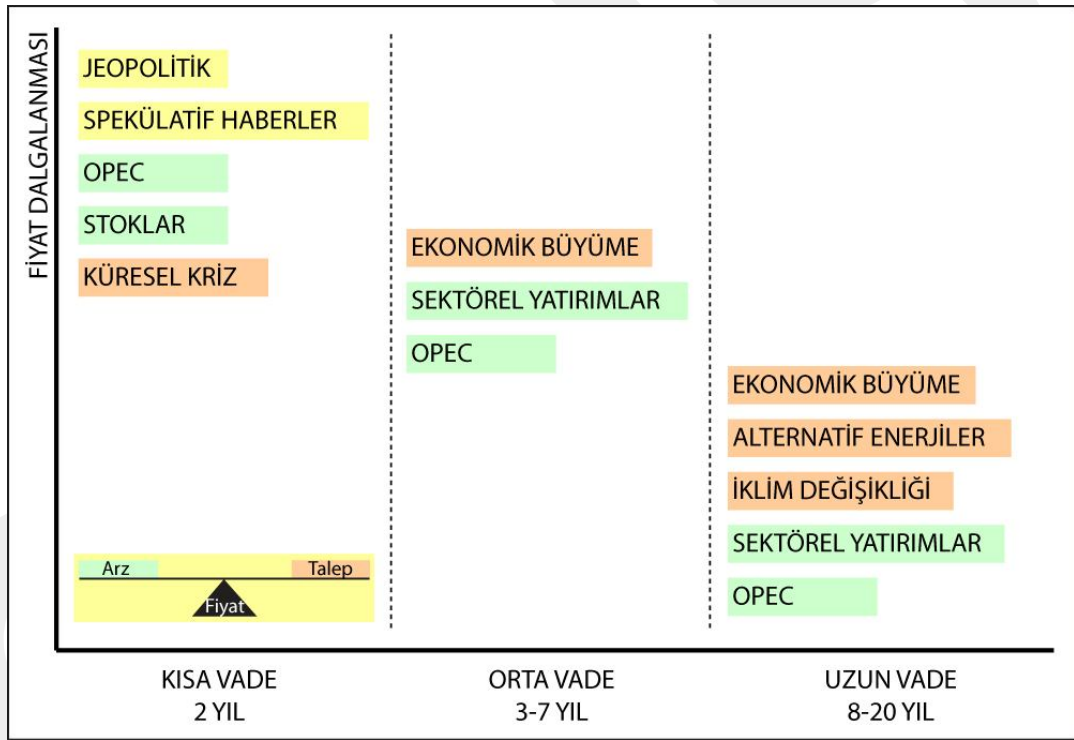
<sup>20</sup> Yücel, a.g.e., s.248.

<sup>21</sup> Yücel, a.g.e., s.253.

### 1.3. Petrol Sektörünün Ekonomik Yapısı

#### 1.3.1. Petrol Fiyatlarının Belirlenmesi

Petrol piyasaları oldukça karmaşık ve çok fazla sayıda oyuncunun olduğu piyasalardır. Petrol fiyatına etki eden çok sayıda parametre ve oyuncu bulunmaktadır. Her ticari malın fiyatının belirlenmesinde olduğu gibi, petrolün fiyatının belirlenmesinde de temel unsur arz ve taleptir. Fiyatların belirlenmesinde temel değişkenler kadar spekülasyon haberleri de etkili olmaktadır (Şekil 1- 2).<sup>22</sup>



**Şekil 1-2:** Petrol fiyatlarını kısa, orta ve uzun vadede etkileyen parametreler (Öktem ve Demirkul, 2009.)

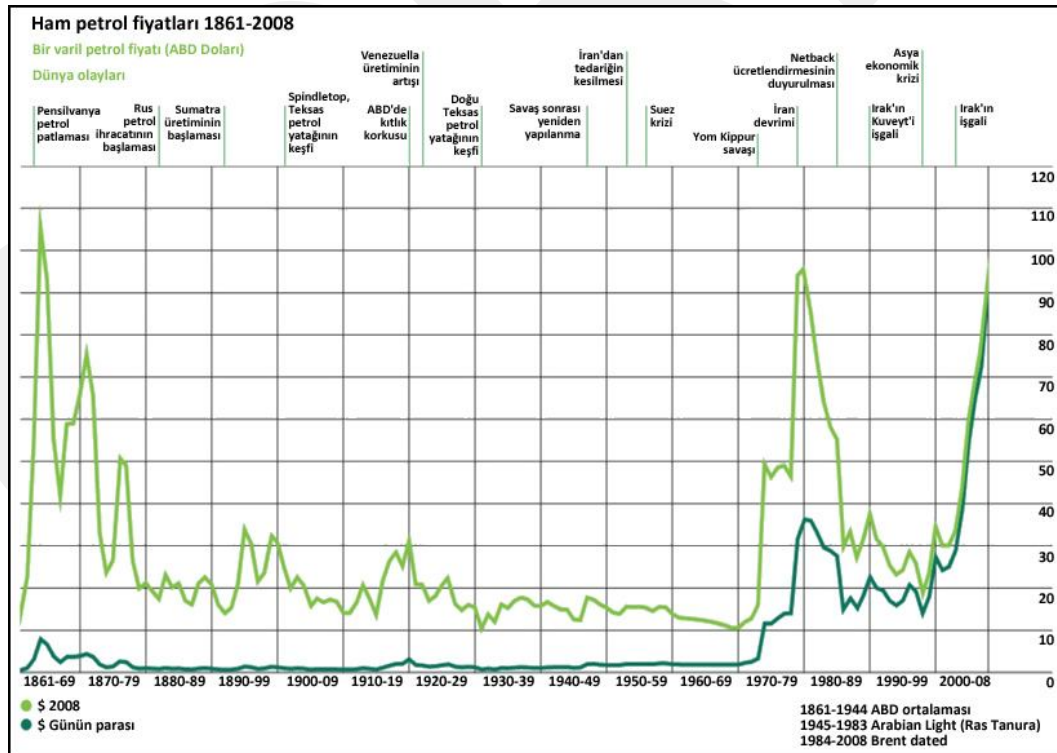
Petrolün bulunup üretilmesinden, son tüketicilere ulaşmasına kadar geçen süreç (üretim, taşıma, depolama, rafineri, tüketim) oldukça uzundur. Petrol değer zinciri, talep edilen petrolün satılmasından elde edilen gelirlerle, arzın devam ettirilmesini sağlayan ve sürekli devam eden bir süreçtir. Bu yüzden de talepteki ani bir artışa arzın çok çabuk cevap vermesi beklenemez. Böyle bir durumda artan talep,

<sup>22</sup> Öktem ve Demirkul, 2009.

ya stoklardaki petrolün kullanılmasıyla ya da atıl kapasitenin faaliyete geçirilmesiyle karşılanabilir. Sonuçta petrol değer zincirinin herhangi bir aşamasında ortaya çıkabilecek bir sorun veya darboğaz petrol fiyatlarının yükselmesine neden olur.<sup>23</sup>

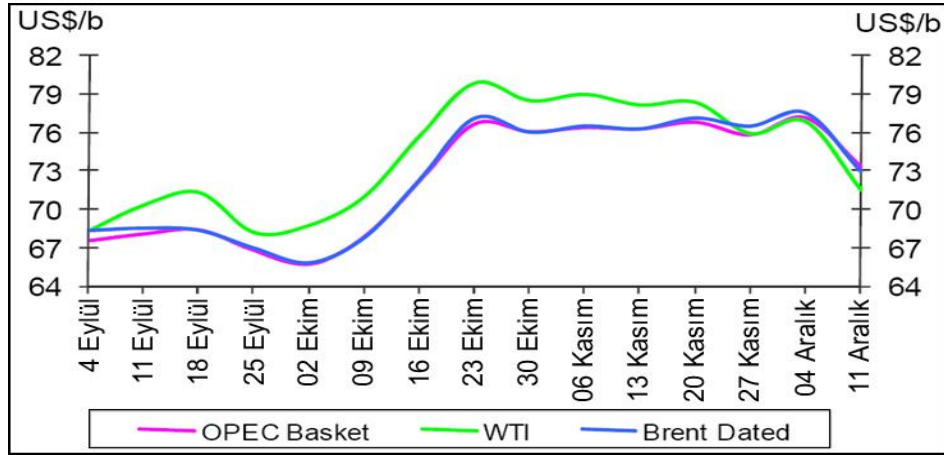
### 1.3.2. Dünya Petrol Fiyatları

Hampetrol fiyatlarının 1861 ile 2008 yılları arasındaki değişimi Şekil 1-3'te görülmektedir. 1860'larda Pensilvanya petrol yataklarının devreye girmesiyle o döneme kadar yükselmekte olan fiyatlar hızlı bir düşüşe geçmiştir. 1970'li yıllara kadar yaklaşık sabit bir eğilim izleyen hampetrol fiyatları Yom Kippur savaşı ile birlikte hızlı bir yükselişe geçmiş ve sonrasında İran devrimi ile hızlı bir düşüş gerçekleşmiştir. 1990'ların sonunda Asya ekonomik krizi ile hızlı bir yükseliş içerisinde olan petrol fiyatı 2009 sonu itibarıyla de ortalama yaklaşık 73 dolar/varil'dir (Şekil 1-4).



Şekil 1-3: Yıllara ve olaylara göre petrol fiyatlarındaki değişiklikler (BP, 2009)

<sup>23</sup> Öktem ve Demirkul, 2009.



Şekil 1-4: 2009 yılı son dönemine ait ham petrol fiyat değişimi (OPEC, 2009)

1972-2008 yılları arasındaki ham petrol fiyatları da Tablo 1-2'de görülmektedir.

Tablo 1-2: 1972-2008 ham petrol fiyatları (BP, 2009.)

Varil başına ABD doları	Dubai \$/bbI*	Brent \$/bbI†	Nigerian Forcados \$/bbI	West Texas Intermediate \$/bbI‡
1972	1.90	—	—	—
1973	2.83	—	—	—
1974	10.41	—	—	—
1975	10.70	—	—	—
1976	11.63	12.80	12.87	12.23
1977	12.38	13.92	14.21	14.22
1978	13.03	14.02	13.65	14.55
1979	29.75	31.61	29.25	25.08
1980	35.69	36.83	36.98	37.96
1981	34.32	35.93	36.18	36.08
1982	31.80	32.97	33.29	33.65
1983	28.78	29.55	29.54	30.30
1984	28.06	28.78	28.14	29.39
1985	27.53	27.56	27.75	27.98
1986	13.10	14.43	14.46	15.10
1987	16.95	18.44	18.39	19.18
1988	13.27	14.92	15.00	15.97
1989	15.62	18.23	18.30	19.68
1990	20.45	23.73	23.85	24.50
1991	16.63	20.00	20.11	21.54
1992	17.17	19.32	19.61	20.57
1993	14.93	16.97	17.41	18.45
1994	14.74	15.82	16.25	17.21
1995	16.10	17.02	17.26	18.42
1996	18.52	20.67	21.16	22.16
1997	18.23	19.09	19.33	20.61
1998	12.21	12.72	12.62	14.39
1999	17.25	17.97	18.00	19.31
2000	26.20	28.50	28.42	30.37
2001	22.81	24.44	24.23	25.93
2002	23.74	25.02	25.04	26.16
2003	26.78	28.83	28.66	31.07
2004	33.64	38.27	38.13	41.49
2005	49.35	54.52	55.69	56.59
2006	61.50	65.14	67.07	66.02
2007	68.19	72.39	74.48	72.20
2008	94.34	97.26	101.43	100.06

\* 1972-1985 Arabian Light, 1986-2008 Dubai dated.

Source: Platts.

† 1976-1983 Forties, 1984-2008 Brent dated.

‡ 1976-1983 Posted WTI prices, 1984-2008 Spot WTI (Cushing) prices.

### 1.3.3. Türkiye’de Petrolün Fiyatlandırılması

4.12.2003 tarihinde kabul edilen 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu’nun onuncu maddesinde “Petrol alım satımında fiyatlar en yakın erişilebilir dünya serbest piyasa koşullarına göre oluşur. Yerli ham petrol için, teslim yeri olan en yakın liman veya rafineride teşekkül eden "Piyasa Fiyatı" fiyat olarak kabul edilir. Bu piyasa fiyatı Türkiye’de üretilen ham petrolün Türkiye içinde veya dışında en yakın erişilebilir dünya piyasasında, evsaf ve izafi ağırlık bakımından normal olarak mutat ayarlamalara göre tespit edilmiş emsal petrolün belirlenen serbest rekabet fiyatına, aynı evsafa ham petrolün dünya piyasasından Türkiye’de teslim yeri olan limana veya rafineriye kadar getirilmesi için gerekli bütün giderlerin yarısının eklenmesi ve fakat Süveyş Kanalı geçişi ile Batman veya civarında üretilen ham petrolün Batman rafinerisinde oluşan piyasa fiyatına Batman-Dörtyol Boru Hattı geçiş ücreti hariç oluşan fiyat veya erişilebilir dünya piyasası mevcut olmadığı takdirde üretici tarafından Türkiye’de teslim edildiği yerde vergiler hariç fiilen uygulanan satış fiyatı olarak kabul edilir.” denilmektedir.

Buna göre yine, kanunda üretimi yapılan yerli ham petrole emsal olarak, 26 API ve daha hafif petroler için Arab Medium (31 API) petrolünün, 26 API den daha ağır petroler için Ras Gharib (21,5 API) petrolünün otuz gün vadeli fiyatları esas alınır ve yerli ham petrol ile emsal alınan petrol arasındaki gravite farkının fiyat bakımından değerlendirilmesinde; emsal petrol ile yerli petrol arasındaki her bir 0,1 API gravite farkı için 2 ABD sent emsal petrolün varil fiyatına ilâve edileceği veya çıkarılacağı ancak bir alt gravite grubu fiyatının üst grubun fiyatından yüksek olamayacağı belirtilmiştir.

Yine kanunda, “ Emsal ham petrolün Türkiye’ye getirilmesi için gerekli bütün giderlerin hesaplanmasında, "Worldscale" de ilân edilen nominal navlun baz alınır, LR-2 sınıfı tankerler için tespit edilen AFRA yüzdesinin uygulanması ile nakliye maliyeti hesaplanır. Gravite ayarlaması ve nakliyenin eklenmesi suretiyle bulunan fiyata (C+F) yürürlükteki sigorta mevzuatı ve primleri uygulanır. Tehlike ve harp hali sigorta primi uygulaması Bakanlığın değerlendirmesine tâbidir. İkinci bir değişikliğe kadar uygulanacak sigorta primi miktarı yüzde 0,075’i aşamaz. İthalde alınan gümrük vergi ve resimlerin ilâve edilmesiyle yerli ham petrolün piyasa fiyatı bulunur. Yurt içi kara nakliye ücretleri için akaryakıtların fiyat teşekkülündeki

nakliye rayiçleri alınır. Piyasa fiyatı tekliflerinde, T.C. Merkez Bankası tarafından açıklanan aylık döviz satış kuru ortalaması, petrol birimi olarak varil, metrik ton ve döviz cinsi olarak ABD Doları kullanılır.” denilmektedir.<sup>24</sup>

#### 1.3.4. Türkiye’de Akaryakıt Ürünlerinin Fiyatlandırılması

1998 yılına gelinceye kadar akaryakıt fiyatları Bakanlar Kurulunun 23.6.1989 tarih ve 89/14264 sayılı kararnamesi çerçevesinde belirlenmiştir. Bu kararnamede rafineri şirketleri rafineri gümrüksüz satış fiyatlarını serbest piyasa şartlarına göre belirler (madde 5) denilmekle beraber sektördeki kurulu kapasitenin %86’sını temsil eden TÜPRAŞ fiilen piyasada fiyatları belirleyen kuruluş olmuştur. Bir kamu iktisadi teşebbüsü (KİT) niteliğindeki TÜPRAŞ akaryakıt fiyatlarını ucuz tutma yönündeki hükümet politikaları nedeniyle uluslararası hampetrol fiyatlarındaki ve kurdaki gelişmeleri rafineri gümrüksüz satış fiyatlarına ya hiç yansıtmamış ya da gecikmeli olarak yansıtmıştır. Düşük tutulan fiyatların sonucu da bir yandan TÜPRAŞ’ın büyük zararlar ile karşılaşması, bir yandan da sektörde gerek özelleştirme yönünde ciddi adımların atılamaması gerekse özel sektör yatırımcılarının kapasite artırma ve yeni rafineri kurma konusunda çekingen davranmaları ile özel sektör payının kısıtlı kalması olmuştur.

Kamu sermayeli şirketin satış fiyatlarını ucuz tutmasının olumsuz etkilediği özel şirketler akaryakıt fiyatlarının piyasa koşullarına göre belirlenmesi yönünde taleplerini sık sık gündeme getirmişler ve yoğun bir biçimde “otomatik fiyat mekanizması” (OFM) adı verilen yöntemin uygulanmasını savunmuşlardır. Bu yöntem temelde akaryakıt fiyatlarının hükümetin karışması olmaksızın piyasa koşullarına bağlı olarak dalgalanması prensibine dayanmaktadır.

Sektörden gelen yoğun talep ve TÜPRAŞ’ın zararının kamu finansmanı açısından önemli bir yük haline gelmesi dolayısıyla 1.5.1998 tarihinde yürürlüğe giren “Hampetrol ve Petrol Ürünlerinin Alım, Satım, Fiyatlandırma Esasları ile Akaryakıt Fiyat İstikrar Fonunun İşleyişi Hakkında Kararname” ile Otomatik Fiyat Mekanizmasına geçilmiştir. Bu sistemle rafinerilerin dünya petrol ürünleri fiyatlarına paralel olarak satış fiyatlarını belirleyebilmesi imkanı getirilmiştir. Kararname

<sup>24</sup> Petrol Piyasası Kanunu, Madde 10.

uyarınca, Akdeniz İtalya piyasalarında yayınlanan CIF Med ürün fiyatlarının son beş günlük ortalamalarının alınması yoluyla oluşturulan artı-eksi %3'lük bir fiyat koridoru içinde kalmak kaydıyla, rafinerilerin satış fiyatlarını serbestçe tespit etmeleri esası getirilmiştir. Bu çerçevede, rafineriler tarafından tespit ve ilan edilen tavan fiyata yürürlükteki vergi ve fonların ilave edilmesi ile oluşturulan rafineri satış fiyatları ve kararname uyarınca belirlenen azami dağıtıcı payları ile taşıma ücretleri esas alınmak suretiyle mahalli perakende satış fiyatları serbest piyasa koşulları içinde belirlenmektedir.<sup>25</sup>

#### **1.4. Petrol Sektörünün Bugünkü Durumu**

Strateji, güç ve politika petrol ekonomisinde diğer ekonomi alanlarında olduğundan daha fazla etkinlik arz etmektedir. Petrol sektörü nitelik itibariyle sermaye yoğun ve büyük ölçekli olduğundan, bu endüstride çalışan firmalar strateji uygulayabilme imkanı bulmaktadırlar.<sup>26</sup> Petrol sektörü dünyanın ekonomik haritasının belirlenmesindeki temel faktörlerden biridir. Dünyanın ekonomik haritasının belirlenmesi çoğu zaman siyasi sınırların yeniden çizilmesine de neden olmaktadır. Petrol içinde bulunduğumuz yüzyılda başlıca savaş nedenlerinden biri olma özelliğini korumuştur.<sup>27</sup>

Dünya petrol rezervlerine bakıldığında, 2008 yılı sonunda dünyada 1,258 trilyon varil ispatlanmış rezerv bulunmaktadır (Tablo 1- 3). Kuzey Amerika'da toplam 70,9 milyar varil, Avrupa ve Asya'da 142,2 milyar varil, Orta Doğu'da 754,1 milyar varil ve Afrika'da toplam 125,6 milyar varil ispatlanmış rezerv bulunmaktadır.

<sup>25</sup> <http://www.dpt.gov.tr/DocObjects/Download/3076/benzin.pdf>, (Erişim) 10 Ocak 2010.

<sup>26</sup> Önertürk, 1983, s.20.

<sup>27</sup> Ercan, 1996.

**Tablo 1-3: Dünya ispatlanmış rezerv miktarları (milyar varil) (BP, 2009.)**

	1988 sonu	1998 sonu	2007 sonu	2008 sonu			
	Milyar varil	Milyar varil	Milyar varil	Milyar ton	Milyar varil	Toplam pay	R/P oranı
ABD	35.1	28.6	30.5	3.7	30.5	2.4%	12.4
Kanada	11.9	15.1	28.6	4.4	28.6	2.3%	24.1
Meksika	53.0	21.6	12.2	1.6	11.9	0.9%	10.3
<b>Kuzey Amerika Toplamı</b>	<b>100.0</b>	<b>65.3</b>	<b>71.3</b>	<b>9.7</b>	<b>70.9</b>	<b>5.6%</b>	<b>14.8</b>
Arjantin	2.3	2.8	2.6	0.4	2.6	0.2%	10.5
Brezilya	2.8	7.4	12.6	1.7	12.6	1.0%	18.2
Kolombiya	2.1	2.5	1.5	0.2	1.4	0.1%	6.0
Ekvador	1.5	4.1	4.0	0.5	3.8	0.3%	20.3
Peru	0.9	0.9	1.1	0.2	1.1	0.1%	25.5
Trinidad & Tobago	0.6	0.7	0.9	0.1	0.8	0.1%	15.2
Venezuela	58.5	76.1	99.4	14.3	99.4	7.9%	*
<b>Diğer Orta ve G. Amerika Ülkeleri</b>	<b>0.6</b>	<b>1.1</b>	<b>1.4</b>	<b>0.2</b>	<b>1.4</b>	<b>0.1%</b>	<b>27.7</b>
<b>Orta ve Güney Amerika Toplamı</b>	<b>69.2</b>	<b>95.6</b>	<b>123.5</b>	<b>17.6</b>	<b>123.2</b>	<b>9.8%</b>	<b>50.3</b>
Azerbaycan	n/a	n/a	7.0	1.0	7.0	0.6%	20.9
Danimarka	0.5	0.9	1.1	0.1	0.8	0.1%	7.7
İtalya	0.8	0.8	0.9	0.1	0.8	0.1%	21.1
Kazakistan	n/a	n/a	39.8	5.3	39.8	3.2%	70.0
Norveç	7.3	11.7	8.2	0.9	7.5	0.6%	8.3
Romanya	1.2	1.2	0.5	0.1	0.5	†	13.3
Rusya Federasyonu	n/a	n/a	80.4	10.8	79.0	6.3%	21.8
Türkmenistan	n/a	n/a	0.6	0.1	0.6	†	8.0
Birleşik Krallık	4.3	5.1	3.4	0.5	3.4	0.3%	6.0
Özbekistan	n/a	n/a	0.6	0.1	0.6	†	14.6
<b>Diğer Avrupa ve Avrasya Ülkeleri</b>	<b>63.2</b>	<b>2.1</b>	<b>2.1</b>	<b>0.3</b>	<b>2.1</b>	<b>0.2%</b>	<b>13.4</b>
<b>Avrupa ve Avrasya Toplamı</b>	<b>77.3</b>	<b>104.9</b>	<b>144.6</b>	<b>19.2</b>	<b>142.2</b>	<b>11.3%</b>	<b>22.1</b>
İran	92.9	93.7	138.2	18.9	137.6	10.9%	86.9
Irak	100.0	112.5	115.0	15.5	115.0	9.1%	*
Kuveyt	94.5	96.5	101.5	14.0	101.5	8.1%	99.6
Umman	4.1	5.4	5.6	0.8	5.6	0.4%	20.9
Katar	4.5	12.5	27.4	2.9	27.3	2.2%	54.1
Suudi Arabistan	255.0	261.5	264.2	36.3	264.1	21.0%	66.5
Suriye	1.8	2.3	2.5	0.3	2.5	0.2%	17.2
Birleşik Arap Emirlikleri	98.1	97.8	97.8	13.0	97.8	7.8%	89.7
Yemen	2.0	1.9	2.7	0.3	2.7	0.2%	23.9
<b>Diğer Ortadoğu Ülkeleri</b>	<b>0.1</b>	<b>0.2</b>	<b>0.1</b>	<b>†</b>	<b>0.1</b>	<b>†</b>	<b>10.6</b>
<b>Orta Doğu Toplamı</b>	<b>653.0</b>	<b>684.3</b>	<b>755.0</b>	<b>102.0</b>	<b>754.1</b>	<b>59.9%</b>	<b>78.6</b>
Cezayir	9.2	11.3	12.2	1.5	12.2	1.0%	16.7
Angola	2.0	4.0	13.5	1.8	13.5	1.1%	19.7
Çad	-	-	0.9	0.1	0.9	0.1%	19.4
Kongo Cumhuriyeti	0.8	1.7	1.9	0.3	1.9	0.2%	21.3
Mısır	4.3	3.8	4.1	0.6	4.3	0.3%	16.4
Ekvator Ginesi	-	0.6	1.7	0.2	1.7	0.1%	12.9
Gabon	0.9	2.6	3.2	0.4	3.2	0.3%	37.0
Lübya	22.8	29.5	43.7	5.7	43.7	3.5%	64.6
Nijerya	16.0	22.5	36.2	4.9	36.2	2.9%	45.6
Sudan	0.3	0.3	6.7	0.9	6.7	0.5%	38.1
Tunus	1.8	0.3	0.6	0.1	0.6	†	18.5
<b>Diğer Afrika Ülkeleri</b>	<b>1.0</b>	<b>0.7</b>	<b>0.6</b>	<b>0.1</b>	<b>0.6</b>	<b>†</b>	<b>12.0</b>
<b>Afrika Toplamı</b>	<b>59.0</b>	<b>77.2</b>	<b>125.3</b>	<b>16.6</b>	<b>125.6</b>	<b>10.0%</b>	<b>33.4</b>
Avustralya	3.4	4.1	4.2	0.5	4.2	0.3%	20.4
Brunei	1.2	1.0	1.1	0.1	1.1	0.1%	16.9
Çin	17.3	17.4	16.1	2.1	15.5	1.2%	11.1
Hindistan	4.5	5.4	5.5	0.8	5.8	0.5%	20.7
Endonezya	9.0	5.1	4.0	0.5	3.7	0.3%	10.2
Malezya	3.4	4.7	5.5	0.7	5.5	0.4%	19.8
Tayland	0.1	0.4	0.5	0.1	0.5	†	3.9
Vietnam	0.1	1.9	3.4	0.6	4.7	0.4%	40.8
<b>Diğer Asya Pasifik Ülkeleri</b>	<b>1.0</b>	<b>1.3</b>	<b>1.1</b>	<b>0.1</b>	<b>1.1</b>	<b>0.1%</b>	<b>12.8</b>
<b>Asya Pasifik Toplamı</b>	<b>39.9</b>	<b>41.3</b>	<b>41.3</b>	<b>5.6</b>	<b>42.0</b>	<b>3.3%</b>	<b>14.5</b>
<b>Dünya Toplamı</b>	<b>998.4</b>	<b>1068.5</b>	<b>1261.0</b>	<b>170.8</b>	<b>1258.0</b>	<b>100.0%</b>	<b>42.0</b>
Avrupa Birliği	8.3	8.9	6.7	0.8	6.3	0.5%	7.7
OECD	118.3	89.2	90.3	12.0	88.9	7.1%	13.2
OPEC	764.0	827.2	957.1	129.8	955.8	76.0%	71.1
OPEC olmayanı	173.5	157.6	174.7	23.6	174.4	13.9%	14.8
Eski Sovyetler Birliği	60.9	83.8	129.2	17.4	127.8	10.2%	27.2
Kanada petrol kumları*	n/a	n/a	150.7	24.5	150.7		
<b>İspatlanmış rezervler ve petrol kumları</b>	<b>n/a</b>	<b>n/a</b>	<b>1411.7</b>	<b>195.3</b>	<b>1408.7</b>		

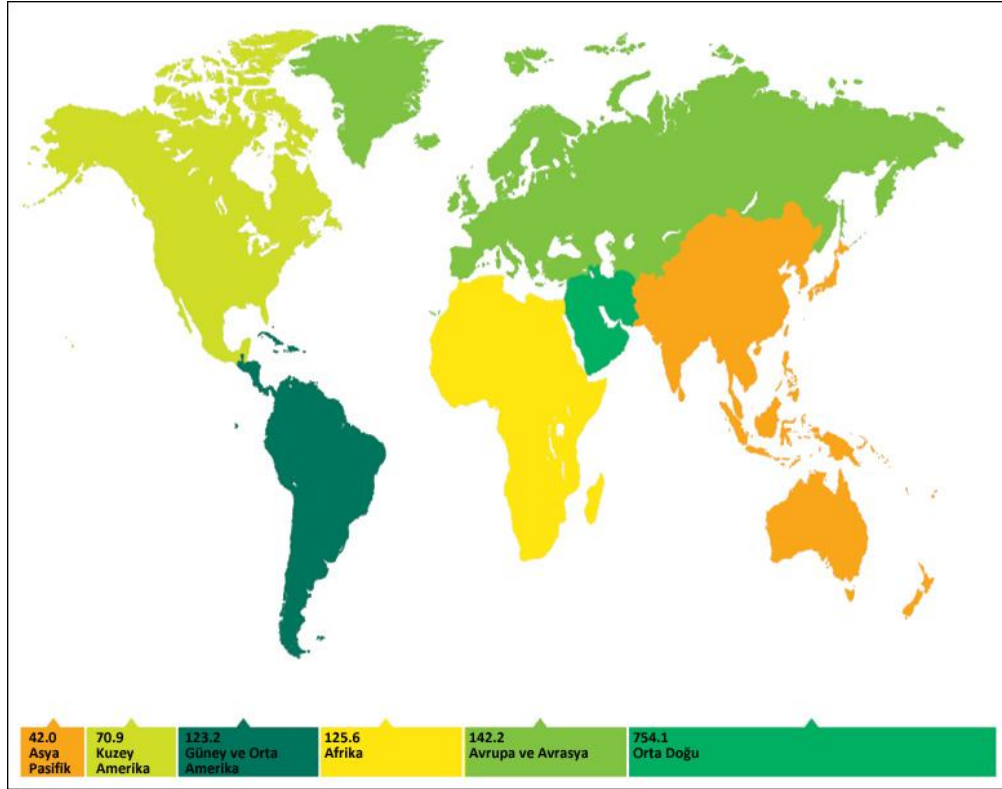
\* 100 yıldan fazla.

† 0.05'den az.

‡ 0.05%'den az.

§ Eski Sovyetler Birliği hariç.

• 'Kalan belirlenmiş rezervler', 'etkin üretim altındaki rezervler' azdır.



Şekil 1-5: 2008 yılında dünya ispatlanmış rezervleri (BP, 2009.)

Amerika, Kanada ve Meksika'da toplam üretim 619,2 milyon ton ve Kuzey Amerika'da günlük üretim 13,131 milyon varildir. İçlerinde Kazakistan, Rusya, Azerbaycan gibi ülkelerin bulunduğu Asya ve Avrasya'da toplam üretim 851 milyon ton bunun yanı sıra günlük üretim ise 17,591 milyon varildir. İran, Irak, Arabistan gibi ülkelerin içinde bulunduğu Orta Doğu bölgesinde üretim toplamı yaklaşık 1,254 trilyon tondur. Orta doğu bloğu 26,2 milyon varil günlük üretime sahiptir. Cezayir ve Nijerya gibi ülkelerin bulunduğu Afrika bölgesinde ise toplam üretim 488,5 milyon tondur. Dünya toplam üretimi 2008 yılı sonunda yaklaşık 3,929 trilyon tondur ve dünyada toplam günlük üretim 81,820 milyon varildir (Tablo 1- 4 ve Tablo 1-5).

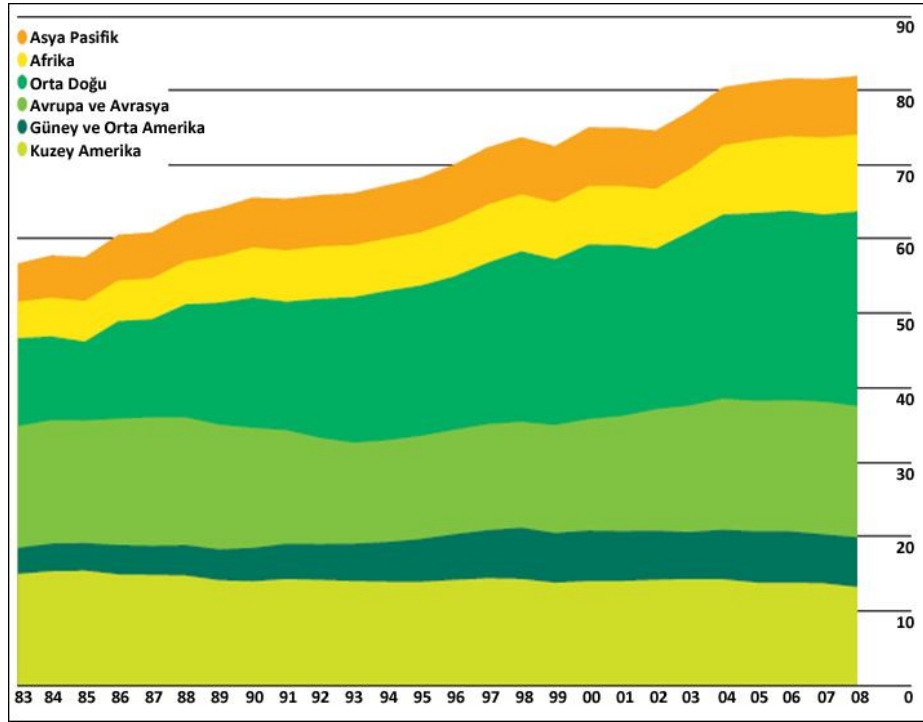
**Tablo 1- 4:** Dünya petrol üretim miktarları (varil/gün) (BP, 2009.)

Günlük bin varil	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2007'den 2008'e değişim	2008 toplam pay	
ABD	7733	7669	7626	7400	7228	6895	6841	6847	<b>6736</b>	-1.8%	7.8%
Kanada	2721	2677	2858	3004	3085	3041	3208	3320	<b>3238</b>	-2.0%	4.0%
Meksika	3450	3560	3585	3789	3824	3760	3683	3471	<b>3157</b>	-9.1%	4.0%
<b>Kuzey Amerika Toplamı</b>	<b>13904</b>	<b>13906</b>	<b>14069</b>	<b>14193</b>	<b>14137</b>	<b>13696</b>	<b>13732</b>	<b>13638</b>	<b>13131</b>	-3.8%	15.8%
Arjantin	819	830	818	806	754	725	716	699	<b>682</b>	-2.6%	0.9%
Brezilya	1268	1337	1499	1555	1542	1716	1809	1833	<b>1899</b>	3.6%	2.4%
Kolombiya	711	627	601	564	551	554	559	561	<b>618</b>	10.3%	0.8%
Ekvador	409	416	401	427	535	541	545	520	<b>514</b>	-1.2%	0.7%
Peru	100	98	98	92	94	111	116	114	<b>120</b>	4.0%	0.1%
Trinidad & Tobago	138	135	155	164	152	171	174	154	<b>149</b>	-5.0%	0.2%
Venezuela	3239	3142	2895	2554	2907	2937	2808	2613	<b>2566</b>	-1.9%	3.4%
<b>Diğer Orta ve Güney Amerika Ülkeleri</b>	<b>130</b>	<b>137</b>	<b>152</b>	<b>153</b>	<b>144</b>	<b>143</b>	<b>141</b>	<b>143</b>	<b>138</b>	-2.7%	0.2%
<b>Orta ve G. Amerika Toplamı</b>	<b>6813</b>	<b>6722</b>	<b>6619</b>	<b>6314</b>	<b>6680</b>	<b>6899</b>	<b>6866</b>	<b>6636</b>	<b>6685</b>	0.6%	8.5%
Azerbaycan	282	301	311	313	315	452	654	869	<b>914</b>	4.2%	1.1%
Danimarka	363	348	371	368	390	377	342	311	<b>287</b>	-7.7%	0.4%
İtalya	95	86	115	116	113	127	120	122	<b>108</b>	-10.9%	0.1%
Kazakistan	744	836	1018	1111	1297	1356	1426	1484	<b>1554</b>	5.1%	1.8%
Norveç	3346	3418	3333	3264	3189	2969	2779	2556	<b>2455</b>	-4.1%	2.9%
Romanya	131	130	127	123	119	114	105	99	<b>99</b>	-0.4%	0.1%
Rusya Federasyonu	6536	7056	7698	8544	9287	9552	9769	9978	<b>9886</b>	-0.8%	12.4%
Türkmenistan	144	162	182	202	193	192	186	198	<b>205</b>	3.8%	0.3%
Birleşik Krallık	2667	2476	2463	2257	2028	1809	1636	1638	<b>1544</b>	-6.3%	1.8%
Özbekistan	177	171	171	166	152	126	125	114	<b>111</b>	-2.7%	0.1%
<b>Diğer Avrupa ve Avrasya Ülkeleri</b>	<b>465</b>	<b>465</b>	<b>501</b>	<b>509</b>	<b>496</b>	<b>468</b>	<b>457</b>	<b>451</b>	<b>427</b>	-5.3%	0.5%
<b>Avrupa ve Avrasya Toplamı</b>	<b>14950</b>	<b>15450</b>	<b>16289</b>	<b>16973</b>	<b>17579</b>	<b>17541</b>	<b>17598</b>	<b>17819</b>	<b>17591</b>	-1.3%	21.7%
İran	3818	3794	3543	4183	4248	4233	4282	4322	<b>4325</b>	-0.2%	5.3%
İrak	2614	2523	2116	1344	2030	1833	1999	2144	<b>2423</b>	13.0%	3.0%
Kuveyt	2206	2148	1995	2329	2475	2618	2690	2636	<b>2784</b>	5.3%	3.5%
Umman	959	961	900	824	785	782	747	701	<b>728</b>	3.7%	0.9%
Katar	757	754	764	879	992	1028	1110	1197	<b>1378</b>	13.2%	1.5%
Suudi Arabistan	9491	9209	8928	10164	10638	11114	10853	10449	<b>10846</b>	4.0%	13.1%
Suriye	548	581	548	527	495	450	435	415	<b>398</b>	-4.1%	0.5%
Birleşik Arap Emirlikleri	2626	2534	2324	2611	2656	2753	2971	2925	<b>2980</b>	2.0%	3.6%
Yemen	450	455	457	448	420	416	380	345	<b>305</b>	-11.6%	0.4%
<b>Diğer Ortadoğu Ülkeleri</b>	<b>48</b>	<b>47</b>	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>48</b>	<b>34</b>	<b>32</b>	<b>35</b>	<b>33</b>	-5.7%	♦
<b>Orta Doğu Toplamı</b>	<b>23516</b>	<b>23006</b>	<b>21623</b>	<b>23357</b>	<b>24788</b>	<b>25262</b>	<b>25499</b>	<b>25168</b>	<b>26200</b>	4.0%	31.9%
Cezayir	1578	1562	1680	1852	1946	2015	2003	2016	<b>1993</b>	-1.3%	2.2%
Angola	746	742	905	862	976	1246	1421	1720	<b>1875</b>	9.1%	2.3%
Kamerun	88	81	72	67	89	82	87	82	<b>84</b>	2.3%	0.1%
Çad	-	-	-	24	168	173	153	144	<b>127</b>	-11.5%	0.2%
Kongo Cumhuriyeti	254	234	231	215	216	246	262	222	<b>249</b>	12.3%	0.3%
Mısır	781	758	751	749	721	696	697	710	<b>722</b>	1.3%	0.9%
Ekvator Ginesi	91	177	204	242	345	373	358	368	<b>361</b>	-2.1%	0.5%
Gabon	327	301	295	240	235	234	235	230	<b>235</b>	2.2%	0.3%
Libya	1475	1427	1375	1485	1624	1751	1834	1848	<b>1846</b>	-0.1%	2.2%
Nijerya	2155	2274	2103	2263	2502	2580	2474	2356	<b>2170</b>	-8.0%	2.7%
Sudan	174	217	241	265	301	305	331	468	<b>480</b>	2.6%	0.6%
Tunus	78	71	74	68	71	73	70	97	<b>89</b>	-8.9%	0.1%
<b>Diğer Afrika Ülkeleri</b>	<b>56</b>	<b>53</b>	<b>63</b>	<b>71</b>	<b>75</b>	<b>72</b>	<b>66</b>	<b>59</b>	<b>54</b>	-8.5%	0.1%
<b>Afrika Toplamı</b>	<b>7804</b>	<b>7897</b>	<b>7994</b>	<b>8402</b>	<b>9268</b>	<b>9846</b>	<b>9992</b>	<b>10320</b>	<b>10285</b>	-0.4%	12.4%
Avustralya	809	733	730	624	582	580	554	567	<b>556</b>	-1.5%	0.6%
Bruni	193	203	210	214	210	206	221	194	<b>175</b>	-10.1%	0.2%
Çin	3252	3306	3346	3401	3481	3627	3684	3743	<b>3795</b>	1.4%	4.8%
Hindistan	726	727	753	756	773	738	762	770	<b>766</b>	-0.5%	0.9%
Endonezya	1456	1389	1289	1183	1129	1087	1017	969	<b>1004</b>	3.2%	1.2%
Malezya	735	719	757	776	793	744	717	743	<b>754</b>	1.8%	0.9%
Tayland	176	191	204	236	223	265	286	309	<b>325</b>	5.5%	0.3%
Vietnam	328	350	354	364	427	398	367	337	<b>317</b>	-6.0%	0.4%
<b>Diğer Asya Pasifik Ülkeleri</b>	<b>200</b>	<b>195</b>	<b>193</b>	<b>195</b>	<b>186</b>	<b>201</b>	<b>203</b>	<b>229</b>	<b>237</b>	3.1%	0.3%
<b>Asya Pasifik Toplamı</b>	<b>7874</b>	<b>7813</b>	<b>7836</b>	<b>7750</b>	<b>7804</b>	<b>7845</b>	<b>7810</b>	<b>7862</b>	<b>7928</b>	0.9%	9.7%
<b>Dünya Toplamı</b>	<b>74861</b>	<b>74794</b>	<b>74431</b>	<b>76990</b>	<b>80256</b>	<b>81089</b>	<b>81497</b>	<b>81443</b>	<b>81820</b>	<b>0.4%</b>	<b>100.0%</b>
Avrupa Birliği	3493	3285	3339	3128	2902	2659	2422	2388	<b>2239</b>	-6.6%	2.7%
OECD	21521	21303	21430	21165	20766	19861	19458	19148	<b>18400</b>	-4.0%	22.0%
OPEC	32569	31914	30318	32136	34658	35736	36007	35714	<b>36705</b>	2.7%	44.8%
OPEC olmayan†	34278	34220	34580	34355	34191	33513	33171	32930	<b>32295</b>	-2.0%	39.3%
Eski Sovyetler Birliği	8014	8660	9533	10499	11407	11839	12318	12799	<b>12821</b>	0.2%	16.0%

\* Ham petrol, şeyl petrolü, petrol kulan ve doğalgazın sıvı içeriğini içerir. Biyokütle ve kömür gibi kaynaklardan elde edilen sıvı yakıtlar dahil değildir.

† Eski Sovyetler Birliği hariç.

♦ 0.05%'den az.



**Şekil 1- 6:** Bölgelere göre petrol üretim miktarları (milyon varil/ gün)  
(BP, 2009.)

ABD, Kanada ve Meksika'nın bulunduğu Kuzey Amerika'da toplam tüketim 23,753 milyon varil/gündür. Asya ve Avrasya'da toplam 20,158 milyon varil/gün, Orta Doğuda 6,423 milyon varil /gün; Afrika'da 2,881 milyon varil/gün dür. Asya Pasifik'te ise 25,339 milyon varil/gün olmakla beraber toplam dünya tüketimi 84,455 milyon varildir (Tablo 1- 6).

**Tablo 1- 5: Dünya petrol üretim miktarları (milyon ton) (BP, 2009.)**

Milyon ton	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2007'den 2008'e değişim	2008 toplam pay
AED	352.6	349.2	346.8	338.4	329.2	313.3	310.2	309.8	<b>305.1</b>	-1.8%	7.8%
Kanada	126.9	126.1	135.0	142.6	147.6	144.9	153.4	159.5	<b>156.7</b>	-2.0%	4.0%
Meksika	171.2	176.6	178.4	188.8	190.7	187.1	183.1	172.7	<b>157.4</b>	-9.1%	4.0%
<b>Kuzey Amerika Toplamı</b>	<b>650.8</b>	<b>651.8</b>	<b>660.2</b>	<b>669.8</b>	<b>667.4</b>	<b>645.3</b>	<b>646.7</b>	<b>642.0</b>	<b>619.2</b>	-3.8%	15.8%
Arjantin	40.4	41.5	40.9	40.2	37.8	36.2	35.8	34.9	<b>34.1</b>	-2.6%	0.9%
Brezilya	63.2	66.3	74.4	77.0	76.5	84.6	89.2	90.4	<b>93.9</b>	3.6%	2.4%
Kolombiya	35.3	31.0	29.7	27.9	27.3	27.3	27.5	27.6	<b>30.5</b>	10.3%	0.8%
Ekvador	20.9	21.2	20.4	21.7	27.3	27.6	27.7	26.5	<b>26.2</b>	-1.2%	0.7%
Peru	4.9	4.8	4.8	4.5	4.4	5.0	5.1	5.1	<b>5.3</b>	4.0%	0.1%
Trinidad & Tobago	6.8	6.5	7.5	7.9	7.3	8.3	8.3	7.2	<b>6.9</b>	-5.0%	0.2%
Venezuela	167.3	161.6	148.8	131.4	150.0	151.0	144.2	133.9	<b>131.6</b>	-1.9%	3.4%
<b>Diğer Orta ve G. Amerika Ülkeleri</b>	<b>6.6</b>	<b>6.9</b>	<b>7.8</b>	<b>7.8</b>	<b>7.3</b>	<b>7.2</b>	<b>7.1</b>	<b>7.2</b>	<b>7.0</b>	-2.7%	0.2%
<b>Orta ve Güney Amerika Toplamı</b>	<b>345.3</b>	<b>339.9</b>	<b>334.2</b>	<b>318.3</b>	<b>337.9</b>	<b>347.1</b>	<b>345.0</b>	<b>332.7</b>	<b>335.6</b>	0.6%	8.5%
Azerbaycan	14.1	15.0	15.4	15.5	15.6	22.4	32.5	42.8	<b>44.7</b>	4.2%	1.1%
Danimarka	17.7	17.0	18.1	17.9	19.1	18.4	16.7	15.2	<b>14.0</b>	-7.7%	0.4%
İtalya	4.6	4.1	5.5	5.6	5.5	6.1	5.8	5.9	<b>5.2</b>	-10.9%	0.1%
Kazakistan	35.3	40.1	48.2	52.4	60.6	62.6	66.1	68.4	<b>72.0</b>	5.1%	1.8%
Norveç	160.2	162.0	157.3	153.0	149.9	138.2	128.7	118.8	<b>114.2</b>	-4.1%	2.9%
Romanya	6.3	6.2	6.1	5.9	5.7	5.4	5.0	4.7	<b>4.7</b>	-0.4%	0.1%
Rusya Federasyonu	323.3	348.1	379.6	421.4	458.8	470.0	480.5	491.3	<b>488.5</b>	-0.8%	12.4%
Türkmenistan	7.2	8.0	9.0	10.0	9.6	9.5	9.2	9.8	<b>10.2</b>	3.8%	0.3%
Birleşik Krallık	126.2	116.7	115.9	106.1	95.4	84.7	76.6	76.8	<b>72.2</b>	-6.3%	1.8%
Özbekistan	7.5	7.2	7.2	7.1	6.6	5.4	5.4	4.9	<b>4.8</b>	-2.7%	0.1%
<b>Diğer Avrupa ve Avrasya Ülkeleri</b>	<b>22.4</b>	<b>22.2</b>	<b>23.6</b>	<b>24.0</b>	<b>23.4</b>	<b>21.9</b>	<b>21.6</b>	<b>21.4</b>	<b>20.3</b>	-5.3%	0.5%
<b>Avrupa ve Avrasya Toplamı</b>	<b>724.7</b>	<b>746.6</b>	<b>786.0</b>	<b>818.9</b>	<b>850.1</b>	<b>844.8</b>	<b>848.0</b>	<b>860.0</b>	<b>851.0</b>	-1.3%	21.7%
İran	189.4	186.5	172.7	203.7	207.9	206.2	208.0	209.7	<b>209.8</b>	-0.2%	5.3%
İrak	128.8	123.9	104.0	66.1	100.0	90.0	98.1	105.3	<b>119.3</b>	13.0%	3.0%
Kuveyt	109.1	105.8	98.2	114.8	122.3	129.3	132.7	129.9	<b>137.3</b>	5.3%	3.5%
Umman	47.6	47.5	44.5	40.7	38.9	38.6	36.9	34.6	<b>36.0</b>	3.7%	0.9%
Katar	36.1	35.7	35.2	40.8	46.0	47.3	50.9	53.6	<b>60.8</b>	13.2%	1.5%
Suudi Arabistan	456.3	440.6	425.3	485.1	506.0	526.8	514.3	494.2	<b>515.3</b>	4.0%	13.1%
Suriye	27.3	28.9	27.2	26.2	24.7	22.4	21.6	20.6	<b>19.8</b>	-4.1%	0.5%
Birleşik Arap Emirlikleri	123.1	118.2	108.4	122.2	124.7	129.0	139.0	136.4	<b>139.5</b>	2.0%	3.6%
Yemen	21.3	21.5	21.5	21.1	19.9	19.6	17.9	16.3	<b>14.4</b>	-11.6%	0.4%
<b>Diğer Ortadoğu Ülkeleri</b>	<b>2.2</b>	<b>2.2</b>	<b>2.2</b>	<b>2.2</b>	<b>2.2</b>	<b>1.6</b>	<b>1.4</b>	<b>1.6</b>	<b>1.5</b>	-5.7%	↓
<b>Orta Doğu Toplamı</b>	<b>1141.2</b>	<b>1110.8</b>	<b>1039.4</b>	<b>1123.0</b>	<b>1192.7</b>	<b>1210.8</b>	<b>1221.0</b>	<b>1202.2</b>	<b>1253.7</b>	4.0%	31.9%
Cezayir	66.8	65.8	70.9	79.0	83.6	86.4	86.2	86.5	<b>85.6</b>	-1.3%	2.2%
Angola	36.9	36.6	44.6	42.5	48.2	61.2	69.7	84.3	<b>92.2</b>	9.1%	2.3%
Kamerun	4.5	4.1	3.6	3.4	4.5	4.2	4.4	4.2	<b>4.3</b>	2.3%	0.1%
Çad	-	-	-	1.2	8.8	9.1	8.0	7.5	<b>6.7</b>	-11.5%	0.2%
Kongo Cumhuriyeti	13.1	12.1	11.9	11.1	11.2	12.7	13.5	11.5	<b>12.9</b>	12.3%	0.3%
Mısır	38.8	37.3	37.0	36.8	35.4	33.9	33.7	34.1	<b>34.6</b>	1.3%	0.9%
Ekvator Ginesi	4.5	8.8	10.1	12.0	17.1	18.5	17.7	18.2	<b>17.9</b>	-2.1%	0.5%
Gabon	16.4	15.0	14.7	12.0	11.8	11.7	11.7	11.5	<b>11.8</b>	2.2%	0.3%
Libya	69.5	67.1	64.6	69.8	76.6	82.1	85.6	86.0	<b>86.2</b>	-0.1%	2.2%
Nijerya	105.4	110.8	102.3	110.3	121.9	125.4	120.0	114.2	<b>105.3</b>	-8.0%	2.7%
Sudan	8.6	10.7	11.9	13.1	14.9	15.0	16.3	23.1	<b>23.7</b>	2.6%	0.6%
Tunus	3.7	3.4	3.5	3.2	3.4	3.4	3.3	4.6	<b>4.2</b>	-8.9%	0.1%
<b>Diğer Afrika Ülkeleri</b>	<b>2.7</b>	<b>2.5</b>	<b>3.0</b>	<b>3.5</b>	<b>3.6</b>	<b>3.5</b>	<b>3.2</b>	<b>2.9</b>	<b>2.7</b>	-8.5%	0.1%
<b>Afrika Toplamı</b>	<b>370.9</b>	<b>374.1</b>	<b>378.1</b>	<b>397.8</b>	<b>440.9</b>	<b>467.2</b>	<b>473.3</b>	<b>488.5</b>	<b>488.1</b>	-0.4%	12.4%
Avustralya	35.3	31.8	31.5	26.6	24.8	24.5	23.4	24.1	<b>23.8</b>	-1.5%	0.6%
Brunei	9.4	9.9	10.2	10.5	10.3	10.1	10.8	9.5	<b>8.5</b>	-10.1%	0.2%
Çin	162.6	164.8	166.9	169.6	174.1	180.8	183.7	186.7	<b>189.7</b>	1.4%	4.8%
Hindistan	34.2	34.1	35.2	35.4	36.3	34.6	35.8	36.2	<b>36.1</b>	-0.5%	0.9%
Endonezya	71.5	68.0	63.0	57.7	55.2	53.0	49.9	47.4	<b>49.1</b>	3.2%	1.2%
Malezya	33.7	32.9	34.5	35.6	36.5	33.9	32.5	33.6	<b>34.3</b>	1.8%	0.9%
Tayland	7.0	7.5	8.2	9.6	9.1	10.8	11.8	12.7	<b>13.4</b>	5.5%	0.3%
Vietnam	16.2	17.1	17.3	17.7	20.8	19.4	17.8	16.4	<b>15.4</b>	-6.0%	0.4%
<b>Diğer Asya Pasifik Ülkeleri</b>	<b>9.4</b>	<b>9.1</b>	<b>9.0</b>	<b>9.1</b>	<b>8.7</b>	<b>9.3</b>	<b>9.3</b>	<b>10.5</b>	<b>10.9</b>	3.1%	0.3%
<b>Asya Pasifik Toplamı</b>	<b>379.2</b>	<b>375.2</b>	<b>375.7</b>	<b>371.8</b>	<b>375.8</b>	<b>376.4</b>	<b>375.0</b>	<b>377.0</b>	<b>381.2</b>	0.9%	9.7%
<b>Dünya Toplamı</b>	<b>3612.1</b>	<b>3598.4</b>	<b>3573.6</b>	<b>3699.6</b>	<b>3864.8</b>	<b>3891.6</b>	<b>3908.8</b>	<b>3902.3</b>	<b>3928.8</b>	<b>0.4%</b>	<b>100.0%</b>
Avrupa Birliği	166.3	155.6	158.2	148.2	137.7	125.7	114.6	113.1	<b>105.9</b>	-6.6%	2.7%
OECD	1011.1	999.5	1005.3	995.6	977.9	931.8	912.0	898.0	<b>864.1</b>	-4.0%	22.0%
OPEC	1581.0	1541.6	1458.4	1545.1	1669.7	1715.4	1726.3	1707.8	<b>1758.3</b>	2.7%	44.8%
OPEC olmayan†	1637.7	1632.2	1649.0	1640.9	1636.6	1599.0	1581.7	1570.3	<b>1543.6</b>	-2.0%	39.3%
Eski Sovyetler Birliği	393.4	424.6	466.2	513.6	558.5	577.1	600.8	624.2	<b>627.0</b>	0.2%	16.0%

\* Ham petrol, şeyl petrolü, petrol kumları ve doğal gazın sıvı içeriğini içerir. Biyokütle ve kömür gibi kaynaklardan elde edilen sıvı yakıtlar dahil değildir.

† Eski Sovyetler Birliği hariç.

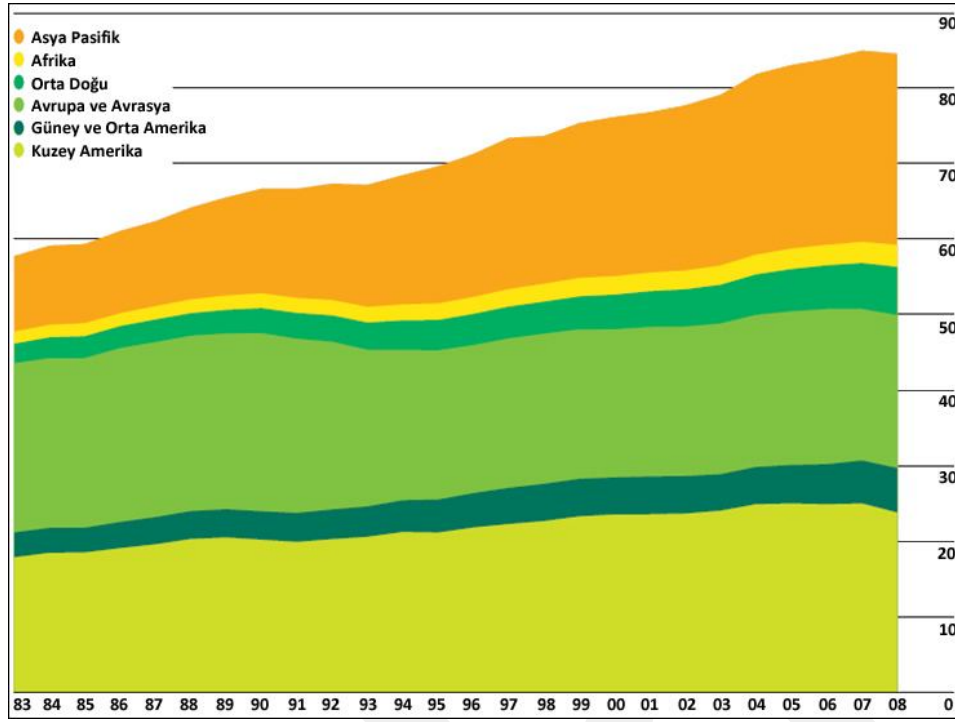
‡ 0.05%'den az.

**Tablo 1- 6: Dünya petrol tüketim miktarları (varil/gün). (BP, 2009.)**

Günlük bin varil	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2007'den 2008'e		
									2008	2008 toplam	
ABD	19701	19649	19761	20033	20732	20802	20687	20680	<b>19419</b>	-6.4%	22.5%
Kanada	1937	2023	2067	2132	2248	2247	2246	2323	<b>2295</b>	-1.0%	2.6%
Meksika	1910	1899	1837	1885	1918	1974	1970	2027	<b>2039</b>	0.5%	2.3%
<b>Kuzey Amerika Toplamı</b>	<b>23548</b>	<b>23571</b>	<b>23665</b>	<b>24050</b>	<b>24898</b>	<b>25023</b>	<b>24904</b>	<b>25030</b>	<b>23753</b>	-5.4%	27.4%
Arjantin	431	405	364	372	388	414	432	487	<b>508</b>	4.1%	0.6%
Brezilya	2056	2082	2063	1985	1999	2048	2102	2274	<b>2397</b>	5.3%	2.7%
Şili	236	230	228	228	240	254	264	346	<b>358</b>	3.8%	0.4%
Kolombiya	232	245	222	222	223	230	240	234	<b>234</b>	0.3%	0.3%
Ekvador	129	132	131	137	141	168	182	196	<b>204</b>	4.0%	0.2%
Peru	155	148	147	140	153	152	147	154	<b>172</b>	10.8%	0.2%
Venezuela	496	545	594	479	523	576	607	665	<b>719</b>	8.1%	0.8%
<b>Diğer Orta ve G. Amerika Ülkeleri</b>	<b>1173</b>	<b>1223</b>	<b>1228</b>	<b>1267</b>	<b>1271</b>	<b>1288</b>	<b>1323</b>	<b>1324</b>	<b>1308</b>	-1.3%	1.6%
<b>Orta ve Güney Amerika Toplamı</b>	<b>4908</b>	<b>5009</b>	<b>4977</b>	<b>4830</b>	<b>4938</b>	<b>5129</b>	<b>5297</b>	<b>5681</b>	<b>5901</b>	3.7%	6.9%
Avusturya	244	265	271	293	285	294	294	278	<b>278</b>	-0.1%	0.3%
Azerbaycan	123	81	74	86	92	108	99	92	<b>71</b>	-25.9%	0.1%
Beyaz Rusya	143	149	145	148	153	146	165	157	<b>159</b>	0.9%	0.2%
Belçika ve Lüksemburg	702	669	691	748	785	815	839	832	<b>836</b>	0.4%	1.1%
Bulgaristan	84	87	98	115	105	109	116	117	<b>120</b>	2.1%	0.1%
Çek Cumhuriyeti	169	179	174	185	203	211	208	206	<b>210</b>	1.4%	0.3%
Danimarka	215	205	200	193	189	195	197	196	<b>189</b>	-4.0%	0.2%
Finlandiya	224	222	226	239	224	233	225	226	<b>225</b>	-1.2%	0.3%
Fransa	2007	2023	1967	1965	1978	1960	1956	1921	<b>1930</b>	0.7%	2.3%
Almanya	2763	2804	2714	2664	2634	2605	2624	2393	<b>2505</b>	-4.9%	3.0%
Yunanistan	407	412	416	405	438	436	454	445	<b>438</b>	-1.5%	0.5%
Macaristan	145	142	140	138	142	163	169	169	<b>169</b>	-0.2%	0.2%
İzlanda	19	18	19	18	20	21	20	21	<b>19</b>	-9.1%	♦
İrlanda	170	185	182	178	185	196	195	198	<b>190</b>	-4.4%	0.2%
İtalya	1956	1946	1943	1927	1873	1819	1813	1759	<b>1691</b>	-3.9%	2.1%
Kazakistan	158	186	193	183	187	207	227	244	<b>229</b>	-6.4%	0.3%
Litvanya	49	56	53	51	55	58	59	59	<b>64</b>	9.4%	0.1%
Hollanda	897	942	952	962	1003	1070	1043	962	<b>982</b>	0.8%	1.2%
Norveç	201	213	208	219	210	212	217	222	<b>210</b>	-4.4%	0.2%
Polonya	427	415	420	435	460	479	516	535	<b>545</b>	2.6%	0.6%
Portekiz	324	327	338	317	322	331	300	302	<b>286</b>	-5.1%	0.3%
Romanya	203	217	226	199	230	223	219	223	<b>227</b>	2.2%	0.3%
Rusya Federasyonu	2583	2566	2606	2622	2619	2601	2709	2706	<b>2797</b>	3.1%	3.3%
Slovakya	73	68	76	71	68	81	82	86	<b>89</b>	3.2%	0.1%
İspanya	1452	1508	1526	1559	1593	1619	1602	1617	<b>1574</b>	-2.5%	2.0%
İsveç	318	318	317	332	319	315	322	308	<b>302</b>	-1.5%	0.4%
İsviçre	263	281	267	259	258	262	269	243	<b>258</b>	6.4%	0.3%
Türkiye	677	645	656	662	667	656	635	656	<b>690</b>	5.8%	0.8%
Türkmenistan	79	83	86	95	95	100	118	121	<b>123</b>	1.7%	0.1%
Ukrayna	255	273	278	286	293	294	318	325	<b>326</b>	0.5%	0.4%
Birleşik Krallık	1697	1697	1693	1717	1764	1802	1785	1714	<b>1704</b>	-1.0%	2.0%
Ozbekistan	138	135	130	148	134	112	105	111	<b>113</b>	1.5%	0.1%
<b>Diğer Avrupa ve Avrasya Ülkeleri</b>	<b>404</b>	<b>428</b>	<b>454</b>	<b>496</b>	<b>512</b>	<b>549</b>	<b>562</b>	<b>585</b>	<b>610</b>	4.3%	0.7%
<b>Avrupa ve Avrasya Toplamı</b>	<b>19568</b>	<b>19747</b>	<b>19738</b>	<b>19915</b>	<b>20092</b>	<b>20285</b>	<b>20463</b>	<b>20031</b>	<b>20158</b>	0.6%	24.3%
İran	1301	1314	1413	1498	1558	1620	1693	1693	<b>1730</b>	2.1%	2.1%
Kuveyt	202	206	222	238	266	295	267	269	<b>300</b>	11.7%	0.4%
Katar	36	40	54	48	53	62	75	90	<b>104</b>	16.5%	0.1%
Suudi Arabistan	1426	1471	1505	1616	1670	1756	1841	2054	<b>2224</b>	8.1%	2.7%
Birleşik Arap Emirlikleri	255	292	320	333	355	376	402	425	<b>467</b>	10.6%	0.6%
<b>Diğer Ortadoğu Ülkeleri</b>	<b>1382</b>	<b>1431</b>	<b>1433</b>	<b>1404</b>	<b>1467</b>	<b>1508</b>	<b>1539</b>	<b>1554</b>	<b>1599</b>	2.7%	2.0%
<b>Orta Doğu Toplamı</b>	<b>4602</b>	<b>4754</b>	<b>4948</b>	<b>5138</b>	<b>5370</b>	<b>5617</b>	<b>5817</b>	<b>6084</b>	<b>6423</b>	5.5%	7.8%
Cezayir	192	200	222	231	240	251	260	288	<b>311</b>	8.3%	0.4%
Mısır	564	548	534	550	567	629	610	650	<b>693</b>	6.4%	0.8%
Güney Afrika	475	486	499	512	523	526	537	549	<b>558</b>	1.7%	0.7%
<b>Diğer Afrika Ülkeleri</b>	<b>1200</b>	<b>1218</b>	<b>1228</b>	<b>1244</b>	<b>1269</b>	<b>1322</b>	<b>1290</b>	<b>1288</b>	<b>1319</b>	2.4%	1.6%
<b>Afrika Toplamı</b>	<b>2432</b>	<b>2452</b>	<b>2484</b>	<b>2537</b>	<b>2600</b>	<b>2728</b>	<b>2696</b>	<b>2776</b>	<b>2881</b>	3.8%	3.4%
Avustralya	837	845	846	851	856	886	918	925	<b>936</b>	1.5%	1.1%
Bengladeş	66	80	80	83	83	94	93	94	<b>95</b>	1.9%	0.1%
Çin	4772	4872	5288	5803	6772	6984	7382	7742	<b>7999</b>	3.3%	9.6%
Çin Hong Kong SAR	202	244	268	270	316	287	305	324	<b>294</b>	-9.4%	0.4%
Hindistan	2254	2284	2374	2420	2573	2569	2580	2748	<b>2882</b>	4.8%	3.4%
Endonezya	1064	1086	1138	1141	1225	1231	1173	1201	<b>1217</b>	1.5%	1.5%
Japonya	5557	5422	5347	5440	5269	5343	5213	5039	<b>4845</b>	-3.5%	5.6%
Malezya	435	442	482	473	485	469	459	481	<b>475</b>	-1.4%	0.6%
Yeni Zelanda	131	134	139	149	150	154	156	156	<b>158</b>	1.2%	0.2%
Pakistan	373	366	357	321	325	312	356	388	<b>389</b>	0.2%	0.5%
Filipinler	348	347	331	331	338	315	284	300	<b>288</b>	-4.0%	0.3%
Singapur	654	716	699	668	748	794	853	916	<b>958</b>	5.0%	1.3%
Güney Kore	2229	2235	2282	2300	2283	2308	2317	2389	<b>2291</b>	-4.9%	2.6%
Tayvan	1003	991	999	1069	1084	1090	1097	1123	<b>1074</b>	-4.8%	1.3%
Tayland	669	656	705	746	824	852	834	823	<b>797</b>	-4.1%	0.9%
<b>Diğer Asya Pasifik Ülkeleri</b>	<b>479</b>	<b>506</b>	<b>528</b>	<b>537</b>	<b>568</b>	<b>596</b>	<b>601</b>	<b>629</b>	<b>641</b>	1.8%	0.8%
<b>Asya Pasifik Toplamı</b>	<b>21073</b>	<b>21225</b>	<b>21863</b>	<b>22601</b>	<b>23899</b>	<b>24283</b>	<b>24620</b>	<b>25277</b>	<b>25339</b>	0.2%	30.1%
<b>Dünya Toplamı</b>	<b>76132</b>	<b>76758</b>	<b>77675</b>	<b>79071</b>	<b>81796</b>	<b>83065</b>	<b>83797</b>	<b>84878</b>	<b>84455</b>	-0.6%	100.0%
Avrupa Birliği	14692	14861	14797	14867	15032	15205	15211	14746	<b>14765</b>	0.1%	17.9%
OECD	47651	47692	47675	48276	49073	49490	49274	48830	<b>47303</b>	-3.2%	55.5%
Eski Sovyetler Birliği	3623	3627	3667	3745	3760	3772	3948	3973	<b>4045</b>	1.5%	4.8%
<b>Diğer EME'ler</b>	<b>24859</b>	<b>25440</b>	<b>26333</b>	<b>27050</b>	<b>28963</b>	<b>29804</b>	<b>30575</b>	<b>32075</b>	<b>33108</b>	3.1%	39.7%

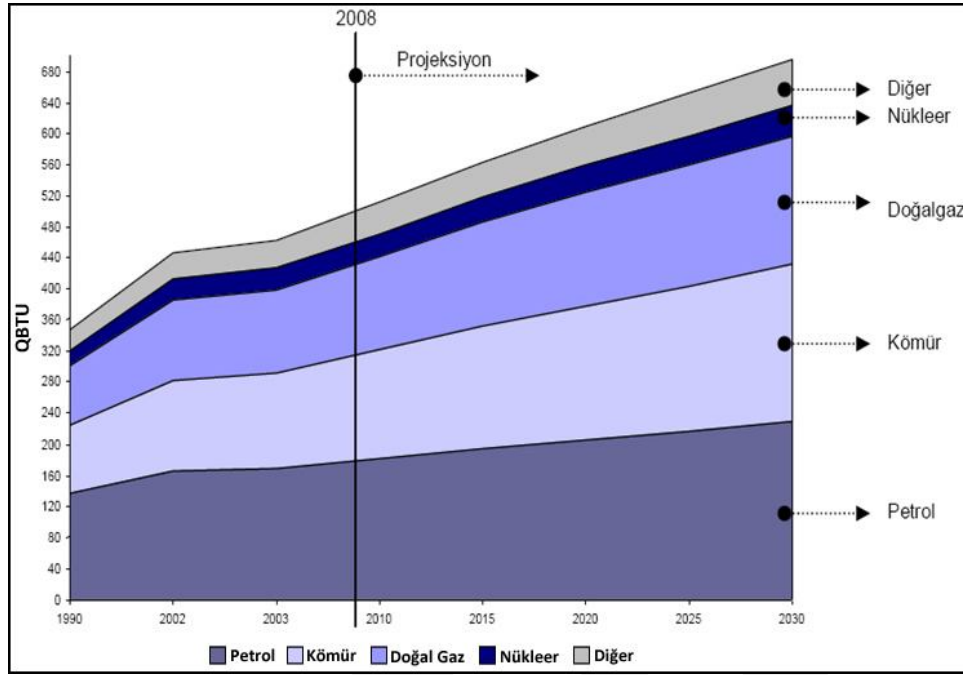
\* İç talep+uluslararası havacılık ve denizcilik yakıtı, rafineri yakıtı ve kayıp. Yakıt etanol ve biyodizel tüketimi de dahil edilmmiştir.

♦ 0.05%'den az.



**Şekil 1- 7:** 2008 yılı dünya petrol tüketim miktarları (milyon varil/gün) (BP, 2009.)

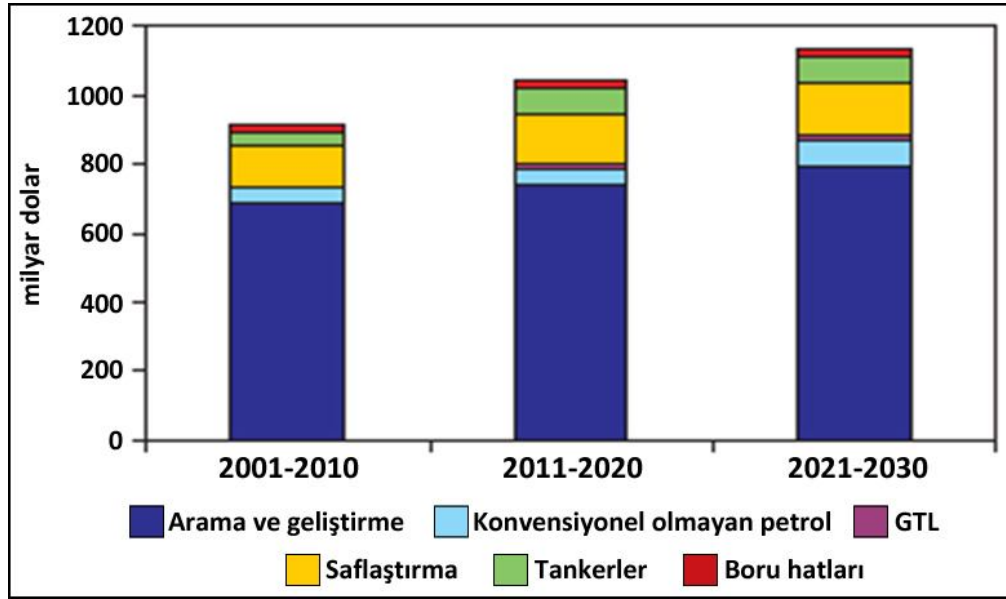
Tüm dünyada, birincil enerji kaynakları arasında ilk sırada yer alan fosil yakıtlardan petrolün, stratejik konumunu uzun yıllar sürdürmesi beklenmektedir (Şekil 1-8). 2008 itibariyle global enerji ihtiyacının %34,6'sını karşılayan petrolün Uluslararası Enerji Ajansının projeksiyonlarına göre 2030 yılında toplam enerji tüketimindeki oranının %33 olması beklenmektedir.



**Şekil 1-8:** 2008 yılı dünya birincil enerji tüketimi (IEA, 2009.)

Petrol sektörü 2030'a kadar 3 trilyon doların biraz altında yatırıma ihtiyaç duyacaktır. Yatırımlar için yılda ortalama 103 milyar dolara ihtiyaç duyulmaktadır ancak talep arttıkça bu miktar da artacaktır. Mevcut on yılda 92 milyar dolar olan yıllık sermaye harcamaları projeksiyonun son on yıllık döneminde 114 milyar dolara kadar artacaktır (Şekil 1-9).<sup>28</sup>

<sup>28</sup> IEA, World Energy Investment Outlook, 2003, s.103.



Şekil 1-9: Dünya kümülatif petrol yatırımları (IEA, 2003.)

2010 yılında dünya petrol talebinin 84,6 mb/d olması öngörülürken, bu sayı 2013 yılında 3,3 mb/d artarak 87,9 mb/d olacaktır. Dünya petrol talebi içerisinde orta vadede OECD'nin talebi ise 45,5 mb/d 'dir (Tablo 1-7). Uzun dönem dünya petrol talebine bakıldığında projeksiyon, sürekli bir artışın 2030 yılına kadar devam edeceğini ve 2010 yılında 84,6 mb/d olan talebin, 2030 yılında yaklaşık 106 mb/d olacağını göstermektedir (Tablo 1-8).

**Tablo 1-7:** Orta vadeli petrol talebinin görünümü (mb/d) (IEA, 2009.)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Kuzey Amerika	24.3	23.7	23.4	23.4	23.5	23.5
Batı Avrupa	15.2	14.8	14.6	14.6	14.6	14.5
OECD Pasifik	8.0	7.6	7.5	7.5	7.5	7.4
<b>OECD</b>	<b>47.5</b>	<b>46.0</b>	<b>45.5</b>	<b>45.5</b>	<b>45.5</b>	<b>45.5</b>
Latin Amerika	4.8	4.8	4.8	4.9	5.0	5.0
Orta Doğu ve Afrika	3.2	3.2	3.3	3.4	3.5	3.6
Güney Asya	3.5	3.3	3.5	3.6	3.8	4.0
Güneydoğu Asya	5.8	5.8	5.9	6.0	6.1	6.3
Çin	8.0	8.0	8.3	8.7	9.1	9.5
OPEC	7.7	8.0	8.2	8.3	8.5	8.6
<b>DCler</b>	<b>33.0</b>	<b>33.1</b>	<b>34.0</b>	<b>34.9</b>	<b>36.0</b>	<b>37.1</b>
Rusya	3.1	3.1	3.2	3.2	3.2	3.3
Diğer geçiş ekonomileri	2.0	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0
<b>Geçiş ekonomileri</b>	<b>5.1</b>	<b>5.0</b>	<b>5.1</b>	<b>5.1</b>	<b>5.2</b>	<b>5.3</b>
<b>Dünya</b>	<b>85.6</b>	<b>84.2</b>	<b>84.6</b>	<b>85.6</b>	<b>86.7</b>	<b>87.9</b>

**Tablo 1-8:** Dünya petrol talebinin görünümü (mb/d) (IEA, 2009.)

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
Kuzey Amerika	24.3	23.4	23.6	23.4	23.1	22.8
Batı Avrupa	15.2	14.6	14.5	14.3	14.1	13.8
OECD Pasifik	8.0	7.5	7.4	7.2	7.0	6.8
<b>OECD</b>	<b>47.5</b>	<b>45.5</b>	<b>45.5</b>	<b>45.0</b>	<b>44.3</b>	<b>43.4</b>
Latin Amerika	4.8	4.8	5.2	5.6	5.9	6.2
Orta Doğu ve Afrika	3.2	3.3	3.7	4.2	4.7	5.2
Güney Asya	3.5	3.5	4.4	5.5	6.7	8.2
Güneydoğu Asya	5.8	5.9	6.6	7.4	8.2	9.0
Çin	8.0	8.3	10.4	12.3	14.1	15.9
OPEC	7.7	8.2	9.0	9.8	10.6	11.5
<b>DCler</b>	<b>33.0</b>	<b>34.0</b>	<b>39.3</b>	<b>44.8</b>	<b>50.2</b>	<b>56.1</b>
Rusya	3.1	3.2	3.3	3.5	3.6	3.7
Diğer geçiş ekonomileri	2.0	1.9	2.1	2.2	2.3	2.4
<b>Geçiş ekonomileri</b>	<b>5.1</b>	<b>5.1</b>	<b>5.4</b>	<b>5.7</b>	<b>5.9</b>	<b>6.1</b>
<b>Dünya</b>	<b>85.6</b>	<b>84.6</b>	<b>90.2</b>	<b>95.4</b>	<b>100.4</b>	<b>105.6</b>

Orta vadede, 2010 yılında dünya petrol arzının 84,7 mb/d'den 2013 yılında 88,2 mb/d'ye yükselmesi öngörülmektedir. OECD'nin arzı 19 mb/d'den 18,7 mb/d'ye düşmektedir (Tablo 1-9). 2030 yılına kadar sürekli artan talebi karşılamak üzere petrol arzı yaklaşık 106 mb/d olacaktır. (Tablo 1-10).

**Tablo 1-9:** Dünya petrol arzının orta vadede görünümü (mb/d) (IEA, 2009.)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ABD ve Kanada	10.8	10.7	10.9	11.0	11.2	11.2
Meksika	3.2	3.0	2.8	2.7	2.7	2.6
Batı Avrupa	5.0	4.8	4.6	4.4	4.3	4.2
OECD Pasifik	0.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7
<b>OECD</b>	<b>19.6</b>	<b>19.2</b>	<b>19.0</b>	<b>18.9</b>	<b>18.8</b>	<b>18.7</b>
Latin Amerika	4.1	4.3	4.4	4.4	4.5	4.6
Orta Doğu ve Afrika	4.4	4.4	4.4	4.4	4.3	4.2
Asya	3.8	3.9	4.1	4.1	4.2	4.2
Çin	3.8	3.9	3.9	3.9	4.0	4.0
<b>OPEC harici DCler</b>	<b>16.1</b>	<b>16.5</b>	<b>16.7</b>	<b>16.8</b>	<b>16.9</b>	<b>17</b>
Rusya	9.8	9.7	9.6	9.8	9.8	9.9
Diğer geçiş ekonomileri	2.9	3.2	3.4	3.5	3.7	3.7
<b>Geçiş ekonomileri</b>	<b>12.7</b>	<b>12.9</b>	<b>12.9</b>	<b>13.3</b>	<b>13.5</b>	<b>13.6</b>
Üretim kazançları	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.1
<b>OPEC olmayan</b>	<b>50.3</b>	<b>50.4</b>	<b>50.6</b>	<b>50.9</b>	<b>51.2</b>	<b>51.4</b>
Konvensiyonel olmayan	3.1	3.2	3.5	3.7	4.0	4.2
NGLler	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.0
<b>OPEC NGLler</b>	<b>4.3</b>	<b>4.6</b>	<b>4.7</b>	<b>4.9</b>	<b>5.2</b>	<b>5.5</b>
<b>OPEC GTLLer</b>	<b>0.0</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.1</b>	<b>0.2</b>
<b>OPEC ham</b>	<b>31.2</b>	<b>28.0</b>	<b>29.3</b>	<b>29.9</b>	<b>30.5</b>	<b>31.0</b>
<b>Dünya arzı</b>	<b>85.8</b>	<b>83.1</b>	<b>84.7</b>	<b>85.8</b>	<b>87.0</b>	<b>88.2</b>

**Tablo 1-10:** Dünya petrol arzının uzun vadede görünümü (mb/d) (IEA, 2009.)

	2008	2010	2015	2020	2025	2030
ABD ve Kanada	10.8	10.9	11.5	12.1	12.5	13.1
Meksika	3.2	2.8	2.5	2.5	2.4	2.3
Batı Avrupa	5.0	4.6	4.0	3.8	3.7	3.6
OECD Pasifik	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
<b>OECD</b>	<b>19.6</b>	<b>19.0</b>	<b>18.7</b>	<b>19.1</b>	<b>19.3</b>	<b>19.6</b>
Latin Amerika	4.1	4.4	4.9	5.6	6.0	6.2
Orta Doğu ve Afrika	4.4	4.4	4.2	4.1	4.0	3.8
Asya	3.8	4.1	4.2	4.3	4.2	3.8
Çin	3.8	3.9	4.0	4.0	4.2	4.4
<b>OPEC harici DCler</b>	<b>16.1</b>	<b>16.7</b>	<b>17.3</b>	<b>18.0</b>	<b>18.3</b>	<b>18.3</b>
Rusya	9.8	9.6	10.2	10.5	10.6	10.6
Diğer geçiş ekonomileri	2.9	3.4	4.0	4.4	4.7	5.1
<b>Geçiş ekonomileri</b>	<b>12.7</b>	<b>12.9</b>	<b>14.2</b>	<b>14.9</b>	<b>15.4</b>	<b>15.7</b>
Üretim kazançları	1.9	1.9	2.2	2.3	2.5	2.7
<b>OPEC dışı</b>	<b>50.3</b>	<b>50.6</b>	<b>52.4</b>	<b>54.3</b>	<b>55.4</b>	<b>56.3</b>
Konvensiyonel olmayan	3.1	3.5	5.0	6.8	8.6	10.7
NGLler	5.5	5.7	6.2	6.8	7.0	7.2
<b>OPEC NGLler</b>	<b>4.3</b>	<b>4.7</b>	<b>5.8</b>	<b>6.7</b>	<b>7.4</b>	<b>8.0</b>
<b>OPEC GTLler</b>	<b>0.0</b>	<b>0.1</b>	<b>0.3</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.5</b>
<b>OPEC ham</b>	<b>31.2</b>	<b>29.3</b>	<b>32.0</b>	<b>34.3</b>	<b>37.4</b>	<b>41.1</b>
<b>Dünya arzı</b>	<b>85.8</b>	<b>84.7</b>	<b>90.5</b>	<b>95.7</b>	<b>100.7</b>	<b>105.9</b>

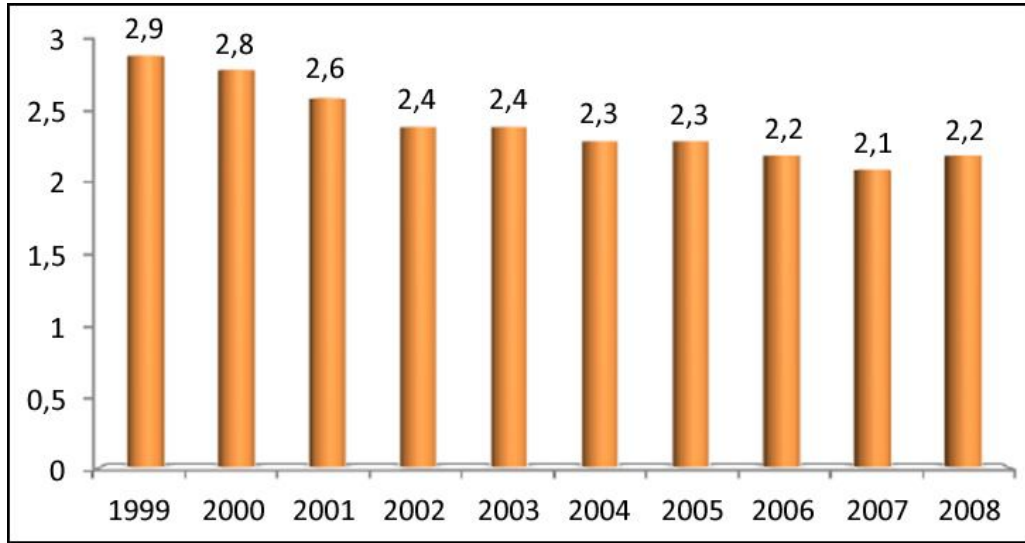
### 1.5.Türkiye'nin Yurt İçi ve Yurt Dışı Petrol Arama ve İşletme Faaliyetleri

2008 yılında, TPAO üretim sahalarından 10.284.655 varil (1.517.902 ton) hampetrol üretmiş olup, bu rakam Türkiye'nin toplam petrol üretiminin % 70'ine karşılık gelmektedir. Bu üretimin, % 68'i Batman, % 31'i Adıyaman ve % 1'i Trakya Bölgesinden elde edilmiştir. 2008 yılı başında 823 olan üretim kuyusu sayısı, 38 yeni, 25 eski kuyunun devreye girmesi ve 13 kuyunun da devreden çıkmasıyla 873 olmuştur.

Raman Sahasında, 1994 yılından itibaren periyotlar halinde devam edilen üretimi artırma çalışmaları sonucu 2008 yılı sonu itibariyle yaklaşık 13,9 milyon varil ilave petrol üretilmiştir. 2007 yılı içerisinde jel uygulaması yapılan 7 kuyudan 2008 sonuna kadar yaklaşık toplam 70.000 varil ekstra üretim yapılmıştır. Yıl içerisinde proje kapsamında 12 kuyuda debi artırımı yapılmış ve 11'i jel operasyonu sonrası, 3'ü kuyu tamamlama operasyonları sonrası toplam 14 dinlenme/terk durumda bulunan kuyu tekrar devreye alınmıştır. Yapılan bu operasyonlarla, 2008 yılında yaklaşık 130 bin varil ilave petrol üretilmiştir. Garzan Su Enjeksiyonu Projesi ile 2008 yılı sonu itibariyle Garzan-B sahasında yaklaşık 25 milyon varil, Garzan-C sahasında ise yaklaşık 12 milyon varil ilave petrol üretilmiştir. Bugün, ispatlanmış hampetrol rezervlerinin üçte ikisini barındıran Ortadoğu, Kuzey Afrika ve Hazar Bölgesi, önümüzdeki 5 yıl için TPAO'nun öncelikli iş geliştirme alanlarını oluşturmaktadır.<sup>29</sup>

---

<sup>29</sup> TPAO, Yıllık Rapor, 2008



**Şekil 1-10:** Yıllar itibariyle Türkiye ham petrol üretimi (milyon ton)  
(TPAO, 2008.)

### 1.5.1. TPAO'nun Kazakistan'daki faaliyetleri

Ortak şirketi KazakTürkMunay (KTM) Ltd. tarafından yürütülmekte olup, KTM Ltd.'de TPAO %49, KazMunayGaz ise %51 hisse ile yer almaktadır. Ortak Şirket, Aktau Bölgesinde 1, Aktöbe Bölgesinde ise 2 adet ruhsat sahasına sahiptir. Bu üç ruhsatta yer alan toplam 7 sahadaki 24 adet kuyuda arama ve üretim faaliyetleri devam etmektedir.

2008 yılında Aktau Bölgesindeki sahalarda ortalama 1700 varil/gün, Aktöbe Bölgesindeki sahalarda ise ortalama 2700 varil/gün petrol (toplam TPAO payı 2500 v/g) üretilmiştir. 2008 yılında hampetrol üretimi 1,6 milyon varil (TPAO payı 0,90 milyon varil); 2008 yılı sonu itibariyle kümülatif hampetrol üretimi, 21,7 milyon varil (TPAO payı 13,97 milyon varil), hampetrol rezervi 34,1 milyon varildir (TPAO payı 17,57 milyon varil).<sup>30</sup>

### 1.5.2. Azerbaycan Arama-Üretim ve Taşıma Projeleri

TPAO, Azerbaycan'da 3 adet arama, geliştirme ve üretim projesine ortaktır. Bunlar, ACG (Azeri-Çıralı-Güneşli) Projesi (%6,75), Şah Deniz Projesi (%9) ve Alov Projesi (%10)'dir. Ayrıca, TPAO, Bakü-Tiflis-Ceyhan Ana İhraç Ham Petrol

<sup>30</sup> TPAO, Yıllık Rapor, 2008

Boru Hattı Projesini hayata geçirmek amacıyla kurulan BTC Co.'da % 6,53, Şah Deniz gazını Gürcistan-Türkiye sınırına taşıyacak Güney Kafkasya Doğal Gaz Boru Hattı Projesinde ise % 9 hisseyle yer almaktadır.<sup>31</sup>

### 1.5.3. ACG (Azeri-Çıralı-Güneşli) Projesi

Azerbaycan Cumhuriyeti Devlet Petrol Şirketi (SOCAR) ile yabancı şirketlerin oluşturduğu konsorsiyum arasında ACG Projesine ilişkin olarak Ortak Geliştirme ve Üretim Paylaşımı Anlaşması 1994 yılında Bakü'de imzalanmıştır. 5,4 milyar varil rezerve sahip olan ve bugüne kadar 1,044 milyar varil (TPAO hissesi 65 milyon varil) ham petrol üretilen ACG Projesinde; 2008 yılında ortalaması yaklaşık 690.000 varil/gün'ü bulan hampetrol üretiminin 2010 yılında 1,0 milyon varil seviyesine ulaşacağı öngörülmektedir. Projede 2008 yılında 251,99 milyon varil (TPAO hissesi 7,36 milyon varil) ham petrol üretilmiştir. ACG Projesi safhalar halinde geliştirilmektedir.

İlk petrol Çıralı sahasından, Erken Üretim Projesi kapsamında Kasım 1997'de üretilmeye başlanmıştır. Faz-1 (Merkezi Azeri Sahasının Geliştirilmesi) Şubat 2005'de üretime konulmuştur. Faz-2 (Batı Azeri ve Doğu Azeri Sahalarının Geliştirilmesi) üretimine Ocak 2006 (Batı Azeri) ve Ekim 2006 (Doğu Azeri) tarihlerinde başlanmıştır. Faz-3 (Derin Su Güneşli Sahasının Geliştirilmesi) Projesinde ise üretime Nisan 2008 yılında başlanmıştır. Çıralı ve Derin Su güneşli sahaları arasında yer alan ve mevcut platformlarca sağılamayan alandaki petrolü üretmek amaçlı Çıralı Petrol Projesinin (COP) mühendislik ve tasarım çalışmaları devam etmektedir.<sup>32</sup>

### 1.5.4.Şah Deniz Projesi

Şah Deniz yapısı, Güney Hazar'da Bakü'nün 70 km güneydoğusu ve Azeri-Güneşli-Çıralı Sahasının 70 km güneybatısında yer almaktadır. Ruhsat bölgesi yaklaşık 860 km<sup>2</sup>'lik bir alanı kapsamaktadır. 2001 yılında projenin arama ve uzatma-arama dönemi mükellefiyetleri tamamlanmış olup, "Ticari Doğal Gaz ve Kondensat Keşfi" ilanı yapılmıştır. 625 milyar m<sup>3</sup> doğal gaz ile 750 milyon varil

<sup>31</sup> TPAO, Yıllık Rapor, 2008

<sup>32</sup> TPAO, Yıllık Rapor, 2008

kondensat rezervine sahip olan projede keşfedilen doğal gaz için Aşama-1 kapsamında BOTAŞ- SOCAR arasında Alım-Satım Anlaşması ve Türkiye-Gürcistan ve Türkiye-Azerbaycan arasında da hükümetler arası anlaşma imzalanmıştır. Satış anlaşması yılda (plato seviyede) 6,6 milyar m<sup>3</sup> doğal gazın 15 yıl boyunca Türkiye'ye ulaştırılmasını kapsamaktadır.

Projede ayrıca; Azerbaycan'a, Gürcistan'a ve yakıt gazı olarak da BTC Projesine gaz satışları gerçekleştirilecektir. Toplam plato satışı Aşama-1 için yılda 8,6 milyar m<sup>3</sup> olarak planlanmaktadır. Şah Deniz Aşama-1, Saha Geliştirme ve İnşaat Kararı ile 2003 yılında inşaat dönemine girilmiştir. 7 Mart 2007 tarihinde sürekli ticari üretime geçilmiş olup, halen 4 kuyu ile üretim sürmektedir. Projeden 2008 yılında 7,2 milyar m<sup>3</sup> doğal gaz ile 14,9 milyon varil kondensat üretilmiş olup 2008 sonu itibariyle kümülatif olarak 10,5 milyar m<sup>3</sup> doğal gaz ve 22 milyon varil kondensat üretimine ulaşılmıştır. Aşama-2 için ise; 2010 yılında inşaat kararının alınması ve 2015 yılında ilk gaz tesliminin gerçekleştirilmesi öngörülmektedir. 2008 yılında Şah Deniz Projesi Aşama-1 gazından TPAO hissesi olarak 494 milyon m<sup>3</sup> doğal gaz satılmıştır. Ayrıca, yıl içinde TPAO payına düşen 1,04 milyon varil kondensatın satışı gerçekleştirilmiştir.<sup>33</sup>

#### **1.5.5. Alov Projesi**

Alov Arama Projesi, Güney Hazar Denizinin orta kesiminde yer alan 385 milyar m<sup>3</sup> doğal gaz, 5 milyar varil petrol rezervine sahip Sharg, Alov ve Araz adlı 3 ayrı prospektten oluşmaktadır. 1998 yılında, Arama, Geliştirme ve Üretim Paylaşımı Anlaşması imzalanan projeye TPAO, 29 Temmuz 1998 tarihinde imzaladığı "Katılım Anlaşması" ile dahil olmuştur. Üç yıllık arama süresi olan bu projede; 1.400 km<sup>2</sup> 3B sismik etüd yapılmış olup, proje mükellefiyeti olan 3 adet arama kuyusundan ilkinin kazılması için Hazar Denizi'nin statüsünün belirlenmesi ve sondaj kulesi sırası beklenmektedir.<sup>34</sup>

<sup>33</sup> TPAO, Yıllık Rapor, 2008

<sup>34</sup> TPAO, Yıllık Rapor, 2008

## 1.6. Türkiye'nin Sahip Olduğu Ham Petrol Boru Hatları

### 1.6.1. 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. 35 milyon ton yıllık taşıma kapasitesine sahip bulunan söz konusu boru hattı, 1976 yılında işletmeye alınmış ve ilk tanker yüklemesi 25 Mayıs 1977'de gerçekleştirilmiştir. 1983 yılında başlayıp, 1984 yılında tamamlanan I. Tevsi Projesi ile hattın kapasitesi 46,5 milyon ton/yıl'a yükseltilmiştir. I. Boru Hattı'na paralel olan ve 1987 yılında işletmeye alınan II. Boru Hattı ile de yıllık taşıma kapasitesi 70,9 milyon tona ulaşmıştır.<sup>35</sup>

**Tablo 1-11:** Irak-Türkiye ham petrol boru hattının iki ülke sınırları içindeki hat uzunlukları (km) (<http://www.botas.gov.tr/index.asp>, (Erişim) 7 Ekim 2009)

	IRAK	TÜRKİYE	TOPLAM
<b>I. HAT</b>	345	641	986 km
<b>II.HAT</b>	234	656	890 km
<b>TOPLAM</b>	579	1.297	1876 km

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 tarih ve 986 sayılı kararına istinaden, 16 Aralık 1996 tarihinde, sınırlı petrol sevkiyatı için tekrar işletmeye alınmış olup, altışar aylık dönemler itibariyle petrol sevkiyatına devam edilmektedir.

Birleşmiş Milletler tarafından Irak'a verilen izinler doğrultusunda 2008 yılında Irak-Türkiye Ham Petrol Boru Hattı ile taşınan ham petrol miktarı 135,522 bin varildir.

<sup>35</sup> <http://www.botas.gov.tr/index.asp>, (Erişim) 7 Ekim 2009.

### **1.6.2. Ceyhan - Kırıkkale Ham Petrol Boru Hattı**

Kırıkkale Rafinerisi ham petrol ihtiyacını karşılayan bu boru hattı, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'ndan Ekim 1983 tarihinde devralınmış olup, Eylül 1986 tarihinde işletmeye açılmıştır. 448 km uzunluğundaki hattın yıllık taşıma kapasitesi ise 5 milyon ton'dur. Ceyhan Deniz Terminali'nden başlayarak, Kırıkkale Rafinerisi'nde son bulan boru hattı üzerinde 2 pompa istasyonu, 1 pig istasyonu ve 1 adet dağıtım terminali mevcuttur.

Ceyhan-Kırıkkale Ham Petrol Boru Hattı ile 2008 yılında 21.427 bin varil ham petrol taşınmıştır.<sup>36</sup>

### **1.6.3. Batman - Dörtyol Ham Petrol Boru Hattı**

Batman ve çevresinden çıkarılan ham petrolü tüketim noktalarına ulaştırmak üzere 4 Ocak 1967 tarihinde Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı tarafından işletmeye açılan bu hattın mülkiyeti, 10 Şubat 1984 tarihinde BOTAŞ'a devredilmiştir. Yıllık taşıma kapasitesi 3,5 milyon ton olan boru hattının uzunluğu ise 511 km'dir.

2008 yılında, Batman-Dörtyol Ham Petrol Boru Hattı ile taşınan ham petrol miktarı 11.060 milyon varildir.<sup>37</sup>

<sup>36</sup> <http://www.botas.gov.tr/index.asp>, (Erişim) 7 Ekim 2009.

<sup>37</sup> <http://www.botas.gov.tr/index.asp>, (Erişim) 7 Ekim 2009.

**Tablo 1-12:** Yıllar itibariyle taşınan ham petrol miktarları (bin varil).  
(<http://www.botas.gov.tr/index.asp>, (Erişim) 7 Ekim 2009.)

	Irak-Türkiye hpbh	Ceyhan-Kırıkkale hpbh	Batman-Dörtyol hpbh	Şelmo-Batman hpbh	BTC (bil) hpbh
1990	339.939	21.130	22.544	1.526	-
1991	-	17.697	27.944	1.332	-
1992	-	20.374	25.732	1.295	-
1993	-	24.210	23.041	804	-
1994	-	22.648	22.289	1.088	-
1995	-	24.887	20.146	832	-
1996	5.215	29.642	16.979	751	-
1997	134.562	27.644	18.753	703	-
1998	277.671	23.435	17.128	644	-
1999	305.603	28.897	17.767	611	-
2000	285.716	24.751	18.904	825	-
2001	230.855	24.779	19.836	793	-
2002	175.667	26.510	18.482	691	-
2003	60.824	26.357	9.417	851	-
2004	37.685	24.601	9.488	767	-
2005	13.166	25.986	10.108	634	-
2006	12.930	27.381	10.822	535	57
2007	39.833	23.003	10.147	507	210.352
2008	135.522	21.427	11.060	-	264.092
2009	154.158	18.923	11.489	-	263.098

#### 1.6.4. Bakü-Tiflis-Ceyhan Petrol Boru Hattı

Türkiye, enerji ihtiyacı olarak dışa bağımlı bir ülkedir ve petrol tüketiminin yaklaşık %90'ını ithalat ile karşılamaktadır. 1990'lı yıllarda doğalgaz kullanımına son derece yoğun bir biçimde geçiş yaşanmış ve özellikle büyük kentlerin ısınma sistemleri doğalgazla çalışır hale getirilmiştir. Hidroelektrik üretim biçimi açısından elinde çok büyük fırsatlar olan bir ülke olmasına karşın Türkiye, doğalgazı elektrik üretiminde de kullanmaya başlamıştır. Mavi Akım projesinin planlandığı gibi gerçekleşmesi halinde, gelecek yıllarda Türkiye'nin doğalgaz tüketiminde %65 – 70 oranında Rusya'ya bağımlı olacağı hesap edilmektedir. Bu yüzden, enerji hatları konusunda alternatif arayışlar içindeki Türkiye, BTC boru hattının kendi sınırları içindeki bölümünün inşasının maliyeti 1,4 milyar doları geçmesi durumunda, bu sınırın üzerinde kalan miktarı kendisi ödemeyi taahhüt etmiştir.<sup>38</sup>

<sup>38</sup> <http://tr.wikipedia.org>, (Erişim) 15 Ekim 2009.

Azerbaycan bütçesindeki toplam gelirin yaklaşık olarak %50'si petrol ihracından gelmektedir. Azerbaycan'ın toplam ihracatının %90'ı da petrol ve doğalgazdan oluşmaktadır. Petrol ve doğal gaz bu denli bağlı bir ülke için, bu ürünleri taşıyacak boru hatları da son derece önemlidir. Azerbaycan'ın Ermenistan'la yaşadığı problemler yüzünden, Bakü – Ceyhan boru hattının güzergahı Gürcistan üzerinden geçerek uzamış ve toplamda 1760 kilometreyi bulmuştur.<sup>39</sup>

Kullanılacak boruların çapları, Azerbaycan'dan başlamak üzere üç ülke içinde sırasıyla; 105, 115 ve 85 santimetre olacaktır. Yıllık 50 milyon ton kapasitesi olması beklenen hattın üzerinde 8 pompalama istasyonu bulunacaktır. Boru hatlarında en stratejik yerler pompalama istasyonlarıdır. Boru hattının kendisine zarar vermek hem daha zor hem de meydana gelecek muhtemel bir hasar hızlı bir şekilde onarılabilir. Fakat pompalama istasyonlarından birinin devre dışı kalması, boru hattından uzunca bir müddet faydalanamamak anlamına gelmektedir. Bu yüzden pompalama istasyonları çok sıkı bir koruma altında bulundurulmaktadır. BTC boru hattının planlanan toplam maliyeti 3 milyar dolardır. Fakat bu rakamın 4 milyara kadar çıkabileceği tahmin edilebilmektedir. BTC boru hattının ortaklarına baktığımızda ise şöyle bir tabloyla karşılaşmaktayız. ADPŞ %45, BP Amoco %25, Unocal %7,48, Statoil %6,37, ENI Agip %5 ve TPAO %5 paya sahipleridir. Ceyhan'dan ilk petrol sevkiyatı, 2006 yılının haziran ayı içinde gerçekleşmiştir.<sup>40</sup>

Hazar bölgesindeki ispatlanmış petrol miktarı yaklaşık 34 milyar varil ve tahmin edilen ise 270 milyar varildir. 2010 yılında bölgede günde 3,7 milyon varil petrol üretimi yapılacağı tahmin edilmektedir. Topraklarında pek petrol bulunmayan Gürcistan da transit geçişten pay alarak ekonomisine ciddi katkılarda bulunmayı tasarlamaktadır (Şekil 1-11). İlk beş yıl için varil başına 12 sent alacak olan Gürcistan, sonraki 10 yıl için 14, ondan sonraki dönem için ise minimum 17 sent geçiş ücreti almaya hak kazanacaktır.<sup>41</sup>

<sup>39</sup> <http://tr.wikipedia.org>, (Erişim) 15 Ekim 2009.

<sup>40</sup> <http://tr.wikipedia.org>, (Erişim) 15 Ekim 2009.

<sup>41</sup> <http://tr.wikipedia.org>, (Erişim) 15 Ekim 2009.



Şekil 1-11: BTC boru hattı güzergahı (<http://tr.wikipedia.org.>, (Erişim) 15 Ekim 2009.)

#### Boru Hattı Hissedarları:

- BP (Birleşik Krallık): %30,1
- State Oil Company of Azerbaijan (SOCAR) (Azerbaycan): %25
- Chevron (ABD): %8,9
- StatoilHydro (Norveç): %8,71
- Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) (Türkiye): %6,53
- Eni/Agip (İtalya): %5
- Total (Fransa): %5
- Itochu (Japonya): %3,4
- Inpex (Japonya): %2,5
- ConocoPhillips (ABD): %2,5
- Hess Corporation (ABD) %2,36.<sup>42</sup>

<sup>42</sup> <http://tr.wikipedia.org.>, (Erişim) 15 Ekim 2009.

## İKİNCİ BÖLÜM

### ULUSLARARASI PETROL ARAMA VE ÜRETİM ANLAŞMALARININ FİNANSAL YAPISI

#### 2.1. Petrol Yatırımlarının Sınıflandırılması

Petrol aramacılığı ve üretiminde dünya genelinde kabul gören yatırımların sınıflandırılması; arama yatırımları geliştirme yatırımları ve üretim yatırımları şeklindedir.<sup>43</sup> Petrol arama ve geliştirme faaliyetleri büyük ölçekli yatırımlar gerektirmektedir. Jeolojik ve jeofizik çalışmalar, sondaj, kule maliyetleri, kuyu tamamlama ve yüzey tesisleri, petrol yatırımlarının çeşitli safhalardaki temel bileşenleri olarak ifade edilebilir.

Petrol şirketleri önemli miktarlardaki arama yatırımlarını değerli petrol rezervleri bulmak umuduyla gerçekleştirmektedir. Bu yatırımların üç temel özelliği, yatırım projesinin değerine ilişkin önemli bir belirsizliğin bulunması, şirket zaman içinde yatırım yaptığı ve belirsizlikler ortadan kalktığı anda projenin değeri hakkında daha fazla bilgiye sahip olunması ve şirketin yeni bilgiye göre kararlarını uyarlaması için gerekli esnekliğe sahip olmasıdır.<sup>44</sup>

#### 2.1.1. Arama Yatırımları

Arama ruhsatının alınmasından ticari petrol keşfinin yapılmasına kadar ki süre içerisinde yapılan harcamalardır. Arama yatırımlarında varlıklar ve/veya harcamalar genellikle maddi duran varlıklar ve maddi olmayan varlıklar şeklinde ayrılırlar.

- Jeolojik ve jeofizik çalışmalar
  - Gravimetrik, manyetik ve sismik çalışmalar
  - Processing ve reprocessing
  - Harita hazırlama ve yorumlama çalışmaları
  - Veri satın alımları

<sup>43</sup> Ercan, a.g.e.,s.21.

<sup>44</sup> Karsak, 2001.

- Paleontolojik ve sedimantolojik çalışmalar
- Kayıt depolama
- Yeniden veri işleme
- Sentetik sismograf ve yer sarsıntılarını kaydetme
- Patlayıcılar
- Bilgisayar programları ve terminal bağlantıları
- Kalite kontrol
- Mayın temizleme ve diğer saha çalışmaları
- Sondaj
  - Yol ve lokasyon hazırlanması
  - Taşıma ve ulaşım
  - Yakıt
  - Sondaj çamuru ve kimyasal maddeler
  - Log operasyonları
  - Diğer fiziksel testler
  - Kuyubaşı işlemleri
  - Yönlü sondaj harcamaları
  - Delme
  - Formasyon testleri
  - Çimento ve çimentolama işlemleri
  - Muhafaza borusu
  - Kiralanan özel aletler
  - Sondaj matkapları ve genişleticiler
  - Kuyubaşı donanımları
  - Diğer donanım ve malzemeler
  - Tıkama ve tapalama
  - Diğer sondaj giderleri
- Kule maliyetleri
  - Kule kiralama maliyetleri

- Günlük esasına göre
- Günlük metraj esasına göre
- Anahtar teslimi esasına göre

### 2.1.2. Geliştirme Yatırımları

Bir ruhsat sahasında ticari petrol keşfi yapılmadan geliştirme yatırımı yapılamaz. Petrol arama aşamasını izleyen bu ikinci aşamada petrolün üretilebilmesi için boru hatları, depolama tankları gibi yüzey tesislerinin yapılması gerekmektedir.

Burada özellik gösteren bir durum üretim paylaşımı anlaşmalarında bulunmaktadır. Genellikle üretim paylaşımı anlaşmalarında ticari keşfin ilanı ile arama aşaması tamamlanmış, geliştirme ve üretim aşaması başlamış olmaktadır. Geliştirme aşamasında açılan kuyular geliştirme kuyuları olmasına rağmen, bu anlaşmalarda geliştirme yatırımlarının altında arama yatırımları olarak gösterilmektedir. Dolayısıyla geliştirme yatırımlarının altında yukarıda detaylandırılan arama yatırımları da bulunmaktadır.

- Geliştirme kuyuları için arama yatırımları
  - Jeolojik ve jeofizik çalışmalar
  - Sondaj
  - Kule maliyetleri
- Kuyu tamamlama ve yüzey tesisleri
  - Kuyu donanımları
  - Work-over kulesi
  - Transfer pompaları
  - Saha boru hatları
  - Ana boru hatları
  - Depolama tankları
  - Ayırıştırıcılar
  - Jeneratörler
  - Kompresörler

- Su tankları ve pompaları
- Tesis binaları ve kamplar
- Haberleşme cihazları
- Yangın söndürme sistemi
- Laboratuvar ve ölçüm merkezleri
- Taşıt araç ve gereçleri
- Diğer geliştirme yatırımları

### 2.1.3. Üretim Yatırımları

Üretilebilir hale getirilmiş petrolün üretimi için gerekli olan harcamaları içermektedir. Bu harcamalar üretilen petrol miktarına bağlı olarak değişkenlik gösterir. Bunlar;

- Doğrudan üretim giderleri
  - İşçilik giderleri
  - Boru hattı ve terminal geçiş ücretleri
  - İşlem için kimyasal madde giderleri
  - Yedek parça giderleri
  - Donanım kiralari
  - Sigorta bedelleri
  - Petrol depolama giderleri
  - Petrol inceltme giderleri
  - Diğer doğrudan üretim giderleri
- Dolaylı üretim giderleri
  - Yeme, içme ve temizlik giderleri
  - Sahada ulaşım giderleri
  - Sosyal faaliyet ve sağlık giderleri
  - Dışarıdan sağlanan diğer hizmetler
- Genel giderler' dir.

## 2.2. Petrol Anlaşmalarının Kısa Tarihi

Anlaşmalar; imtiyaz anlaşmaları, üretim paylaşımı anlaşmaları, hizmet anlaşmaları ve ortak girişim anlaşmaları olarak 4 temel türe ayrılmaktadır. Her bir tür aynı amacı gerçekleştirmek için kullanılabilir. Anlaşma türleri arasında; ulusal petrol şirketlerinin katılım seviyeleri, tazminat düzenlemeleri ve özellikle yabancı yatırımcılara verilen kontrol seviyeleri ile ilgili kavramsal farklılıklar vardır.

Klasik imtiyazlar ile Orta Doğu deneyimi, dört özelliği ile karakterize edilmiştir. İmtiyazlardan ilki, geliştirme hakları yabancı şirketlere verilen kapalı geniş alanlar ve hatta bazen bütün bir ülke olmaktadır. İkinci olarak, anlaşmalar uzun süre için imzalanmaktaydı. Üçüncüsü, yabancı yatırımcının geliştirilmiş maden rezervlerinin çizelgesi ve şekli üzerinde tam kontrolü olmasıydı ve üretime ihtiyaç duyulmamasıydı. Bu nedenle, petrol fiyatlarının düşük olduğu zamanlarda firma, ceza ödemedi üretim azaltabilmekteydi. Üretime dayalı düzenli bir ödeme dışında ev sahibi ülkenin hiç bir hakkı bulunmamaktaydı.

Aşağıda verilen örnekler arketipik Orta Doğu imtiyazlarını tanımlamaktadır. 1901 yılında William D'Arcy Şah Persia'dan 500.000 m<sup>2</sup>'lik bir araziye 60 yıl süreyle araştırmak için imtiyaz elde etmiş ve karşılık olarak şirket, 100.000 dolar kar payı, % 16 imtiyaz ödemek ve hükümete 100.000 dolar değerinde bir pay vermek zorunda kalmıştır. Aynı şekilde Suudi Arabistan kralı ile Standard Oil of California arasında 1933'te imzalanan anlaşmada, yabancı yatırımcı 66 yıl süreyle 500.000 m<sup>2</sup>'yi kapsayan bir imtiyaz için 50.000 poundluk altın ödemek zorunda kalmıştır. Abu Dabi, 1939'da, 75 yıl süreyle tüm ülkeyi keşfetmek için beş büyük petrol şirketlerinden oluşan bir konsorsiyuma imtiyazlar vermiştir.

Aynı tür imtiyazlar (uzun dönemli ve tüm mülkiyeti kapsayan tek kiralama) 1930'a kadar Amerika'da da kullanılmaktaydı. Ancak 1930'da standart ABD anlaşmaları Orta Doğu imtiyazlarından önemli ölçüde değişiklik göstermeye başlamıştır. Belirlenen yılın sonunda üretim yoksa ruhsatların süresi dolmuş sayılmış ve üretimin 1/8'ini royalti olarak belirleyen bir madde yeni anlaşmalara eklenmiştir. 1950'lerden itibaren birçok Orta Doğu anlaşması yeniden müzakere edilmiş ve müzakereler, Aramco'dan alınan imtiyazları düşürmek için Suudi Arabistan'ın girişimiyle başlatılmıştır. Bir varil 2 ABD dolarından fazla satıldığında hükümetin

varil başına 21 sent alması gerektiği anlaşmada belirtilmiş, kar taraflar arasında yarı yarıya paylaşılmış ve şirket royalti ödemek zorunda kalmıştır. İran ve Irak imtiyazları için de benzer değişiklikler uygulandığı için bu durum vergileri de değiştirmiştir. Üretici ülkeler lehine değişen pazarlık ve denge gücü, fiyatları değiştirmiştir. Böylece yeniden yapılan müzakereler geleneksel imtiyaz sisteminin yeniden yapılandırılmasında önemli bir araç olmuştur.

Petrol şirketlerinin bu güne kadar iyi hizmet vermiş anlaşmaların yeniden müzakere edilmesi isteğini açıklayan 3 ana neden vardı. İlki orijinal koşulların makul olmadığını bilen şirketler, yeni pazarlık koşullarının reddilmesinin yabancı firmalara karşı düşmanlıkları arttırabileceğinden ve potansiyel sanayi millileştirme ile de varlıkların kaybına neden olabileceğinden korkuyorlardı. İkincisi, imtiyazlar yüksek karlı ve daha az elverişli koşullara sahip olduğundan, bunun devamının istenmesi karlı üretim anlamına gelmekteydi. Bu nedenle, çok uluslu büyük petrol kaynaklarının meyvelerini toplamaya izin veren herhangi bir düzenleme kabul edilebilir görüldü. Üçüncüsü, büyük petrol şirketleri dikey entegre ediliyordu. Rezervlere erişim, karın düşmesinden daha önemliydi çünkü rezervlere ulaşıldığı sürece karlılık sağlanıyordu.

Umman (1967) ve Abu Dabi'de (1974) geliştirilen imtiyaz anlaşmaları modern imtiyazlara ve lisanslara örnektir. Yabancı yatırımcılara arama, geliştirme ve petrol ihracatı için özel haklar veriliyordu. Aynı zamanda daha kısa anlaşma süreleri, yüksek royalti, feragat hükümleri, çalışma yükümlülüğü ve prim ödemeleri şartlarını getiriyorlardı. Devlet veya ulusal petrol şirketi için girişime katılmak oldukça yaygın hale gelmişti. İmtiyaz sisteminin yeniden yapılandırılması, bu araştırma boyunca bize eşlik edecek 3 temel soruyu beraberinde getirir.

- Yabancı şirkete ne kadar kontrol verilir?
- Gelir paylaşımı nasıl belirlenir?
- Yabancı şirket ülke içerisinde nasıl yer alır?

Endonezya hükümeti 1960'ların ortasında artan eleştirilere ve mevcut imtiyaz sistemi düşmanlığına cevap olarak üretim paylaşım anlaşmalarını ortaya koydu. Burada, bu üretim paylaşım anlaşmalarının temel özelliklerine değinilecektir. Bu anlaşmalara göre, petrol sahibi ülke arama, ticari keşif durumunda da kaynak geliştirme için, yabancı şirket getirmekteydi. Yabancı petrol şirketleri riski ve

giderleri üstlenerek çalışır ve ödül olarak da üretimden belirli bir pay alırlardı. Bu nedenle, üretim paylaşım anlaşmalarını, imtiyaz anlaşmalarından ayıran temel fark maden kaynaklarının mülkiyetidir. İmtiyazlar altında, tüm petrol üretimi yabancı petrol şirketlerine aitken, üretim paylaşımı anlaşmaları altında üretimin sahibi, ev sahibi ülkedir ve üretim için yabancı petrol şirketlerine ayrılan pay ödeme ya da risk alınan hizmetler için tazminat olarak kabul edilebilir. Üretim paylaşım anlaşmaları Endonezya'dan sonra Afrika, Asya, Orta Doğu, Güney ve Orta Amerika'da da kullanılmaya başlandı. Bu anlaşmalar, zamanla Eski Sovyetler Birliği (FSU) ve özellikle Hazar bölgesinde de popüler olmuştur.

Servis anlaşmalarının bazı türleri üretim paylaşım anlaşmalarıyla benzer özelliklere sahipken, sonradan gelen tam servis anlaşmaları önemli farklılıklar göstermektedir. Yabancı petrol şirketleri, finansal riskin sabit ücret ya da diğer tazminatlar ile tek taşıyıcısı ya da yüklenicisidir. Anlaşmanın adından da anlaşılacağı gibi, yabancı petrol şirketleri teknik bilgi ve hizmetleri tedarik etmektedirler. Ancak bu girişimde özsermaye durumu yoktur.

Risk ve hizmetlerin birleşimi nedeniyle bu anlaşmalar artık çoğunlukla risk hizmet anlaşmaları diye anılır. Bazı ilk hizmet anlaşmaları 1950'lerde Petroleos Mexicanos (PEMEX) ve Yacimientos Petroliferos Fiscales (YPF) tarafından imzalanmıştır. Ancak kavram özellikle İran ve Irak'ın bu türden birkaç anlaşma yaptığı 1960'ların sonunda daha geniş ölçüde popüler oldu. Bazı hizmet anlaşmaları PSA'ları gizlemesine rağmen, özellikle kaynak mülkiyetiyle ilgili, bu iki anlaşma türü arasında yatırımcının hakları ve operasyonlar üzerindeki kontroller bakımından temel farklılıklar vardır (Şekil 2-1).

Ortak girişim anlaşmalarında, yabancı petrol şirketi ve/veya hükümet petrol sahası operasyonlarına aktif katılmakla beraber, üretimin belirli bir kısmının mülkiyetine de sahiptir. Bu nedenle, telif hakları, vergi ve kar petrolüne ek olarak, hükümet kar payı hakkına sahiptir. Ancak bu yarar, geliştirme ve işletim maliyetleri ortaklar arasında paylaşıldığından bu yana bir maliyetide beraberinde getirmektedir. Her ne kadar yabancı petrol şirketleri için bu normal olsada, ticari keşife kadar hükümetin katılımı, tüm arama riskini üstlenmeyi gerektirmektedir. Ortak girişim anlaşmaları ya öz sermayeye ya da sözleşmesel sistemlere dayanmaktadırlar. Birinci durumda bir anonim şirket kurulur her bir ortak hisse özsermayenin belirli bir

yüzdesine sahiptir. İkincisi, ortak çalışma anlaşması ile yönetilmektedir ve her ortak üretimde bir pay sahibidir. Yabancı petrol şirketleri (FSCs) ve hükümetler arasında ilk ortak girişimlerin genellikle 50-50 payı vardı ancak 1973 yılında Libya ve Occidental arasındaki anlaşma sonrası hükümetler %51 ve daha fazlası ile ortak olmuşlardır.

Özetlemek gerekirse, petrol arama ve geliştirme sadece hükümet veya onun ulusal petrol şirketleri tarafından verilen anlaşmaların çeşitli biçimleri sayesinde yapılabilmektedir. Büyük ya da potansiyel olarak büyük petrol yatakları olan ülkelerde kaynak ve onun çıkarılması o ülkenin ekonomisinin temel taşlarından. Doğal olarak, hükümetler petrol sektörüne katılımlarını arttırmıştır. Artan devlet katılımı, ulusal petrol şirketlerinin (NOCs) kurulması, petrol operasyonlarının finansal ödülleriyle kaynaklanan büyük devlet payları da bunun önünü açmıştır.

Anlaşmaların mevcut türleri genel risk içinde kategorize edilebilir ve anlaşmaların büyük kısmıyla beraber risk taşımayan anlaşmalar eski kategoriler içinde yer almaktadır. Türleri gibi anlaşmaların koşulları sadece kendi aralarında değil, aynı zamanda ülke içinde de değişiklik göstermektedir. Ayrıca, birçok anlaşma türü, bazı örtüşen özelliklere sahiptir. Önerilen anlaşma türü ve başvuru koşulları serbest müzakereler ve belirli mevzuat ile belirlenebilir. Büyük birçok parametre anlaşmanın niteliğini belirlemektedir. Petrol sektörünün gelişimi; mali rejim, ithalat veya ihracat bağımlılığı, jeolojik özellikler ve maliyetleri düzenleyici çerçeve arasında gerçekleşir.<sup>45</sup>

---

<sup>45</sup> Bindemann, 1999:9.

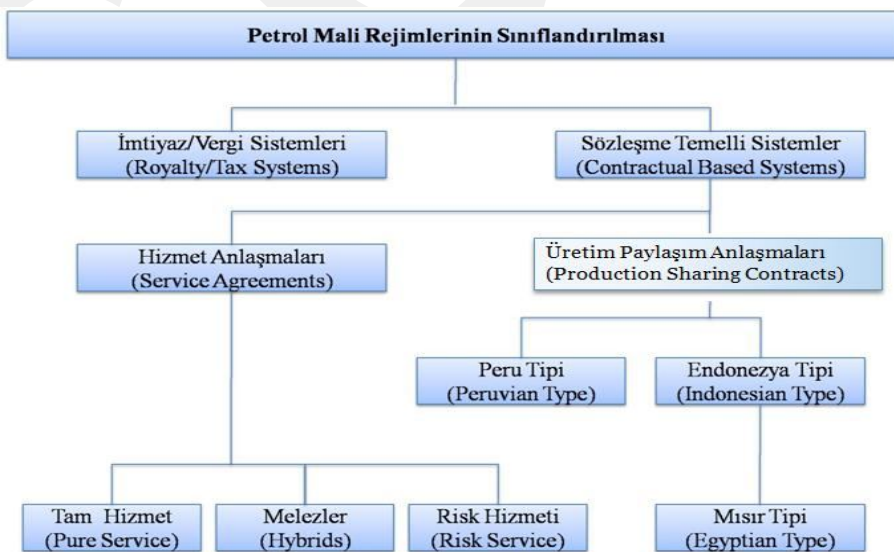
**Tablo 2-1:** Ana anlaşma tiplerinde riskler ve kazançlar (Bindemann, 1999.)

Anlaşma	Yabancı yatırımcı	Hükümet
İmtiyaz/Vergi Anlaşmaları	Tüm risk/ tüm ödül	Ödül; üretim fonksiyonu ve fiyat
Üretim Paylaşım Anlaşmaları (PSA)	Arama riski/ ödül paylaşımı	Ödül paylaşımı
Ortak girişim (Joint Venture)	Risk paylaşımı ve ödül	Risk paylaşımı ve ödül
Tam Hizmet Anlaşmaları (Pure Service Agreements)	Risksiz	Tüm risk

### 2.3.Petrol Arama ve Üretim Anlaşmaları

Ülkeler, değişik finansal modeller geliştirerek birbirleriyle rekabet etmekte ve arama risklerine göre yatırımcı çekmeye çalışmaktadırlar. Bunu yaparken temelde iki sistem kullanılmaktadır:

- 1) İmtiyaz (concession) sistemi
- 2) Anlaşmasal (contractual) sistemler

**Şekil 2-1:** Mali sistem taksonomisi (Johnston, 1994.)

### 2.3.1. İmtiyaz/ Vergi Anlaşmaları ve Finansal Analizi

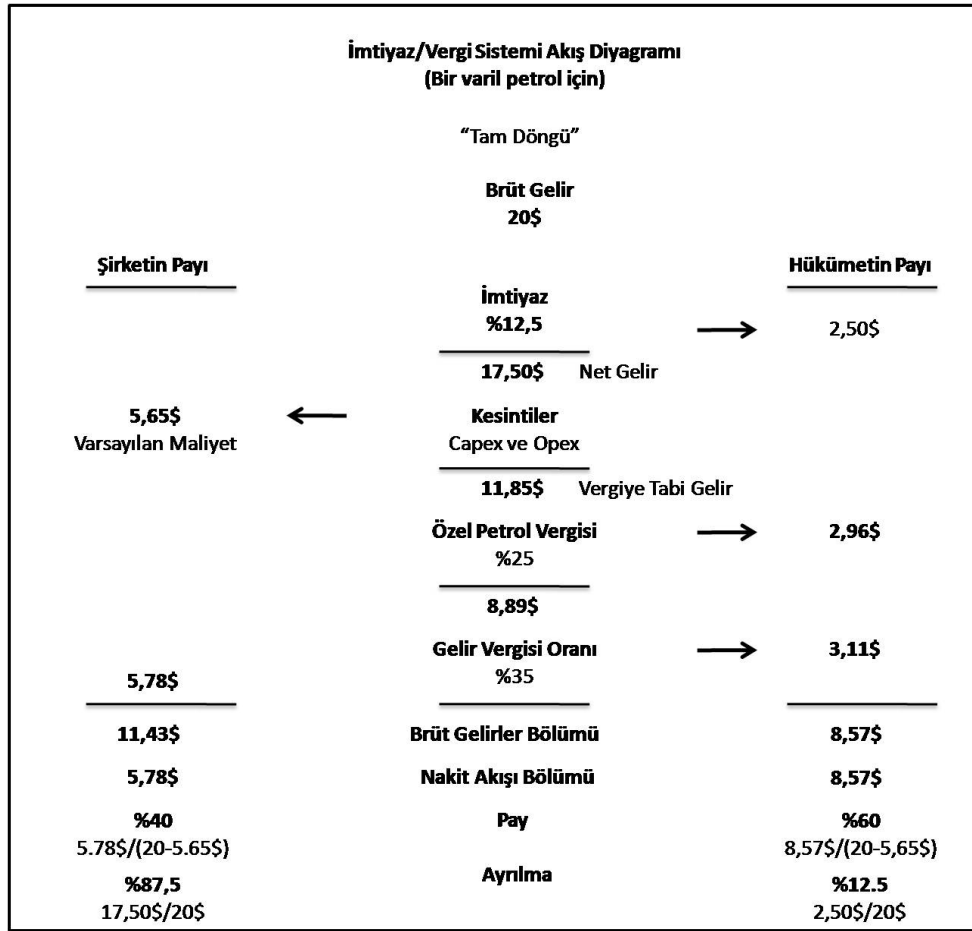
Bir imtiyaz/vergi anlaşmasında, arama ve üretimi gerçekleştirecek şirket ile hükümet arasında anlaşma imzalandığında ya da belirtilen geliştirme ve/veya üretim sırasında kar payı ödenir. Üretilen petrol ve gazın belirli bir yüzdesi için imtiyaz ödemesi ya da üretimin belirli yüzdesi için aynı ödeme yapılır. Aynı ödeme, para yerine fiziksel petrol ve gaz ödemesini içerir. Yatırımcı tüm maliyetlerden, geri ödeme olmadan arama, geliştirme ve üretim ile ilişkili tüm risklerden sorumludur. Anlaşma, anlaşma alanında üretim devam ettiği sürece yürürlükte kalır.

Petrol ve gaz şirketi, mülkiyet gelişimi ve işletimi ile ilgili tüm maliyetlerin tahakkukuyla sorumludur. Şirket, ayrıca çeşitli katma değer vergileri ödemek zorundadır. Gelir vergisi ve kıdem türü vergileri içeren bu vergiler sık sık katma değer vergisinin yerini tutar. Ayrıca bazı ülkelerde (İngiltere, Avustralya ve Trinidad gibi) petrol karları üzerinden özel vergiler de ödenir.<sup>46</sup>

İmtiyaz terimi; oldukça açıklayıcı bir terim olarak uygundur, çünkü çoğu imtiyaz/vergi sistemi gerçekten imtiyaz ve vergi birleşiminden fazlası değildir. Şekil 2-2, R/T sisteminde gelir dağılımını göstermektedir. Diyagram, royalti hiyerarşisini, kesintileri ve vergilendirmeyi göstermektedir. Bu örnekte vergilendirme iki kez yapılmıştır. Açıklama amacıyla sistem, bir varil petrol üzerinden anlatılmıştır.<sup>47</sup>

<sup>46</sup> Wright ve Gallun, 2004:12.

<sup>47</sup> Johnston, a.g.e.,s.18.



Şekil 2-2: İmtiyaz/Vergi Sistemi akış diyagramı (Johnston, 2003.)

**Devlet payı (Royalty):** Bu örnekte, % 12,5 olarak kullanılan royalti sağ üst köşede “hükümet payı” ile gösterilmektedir.

**Kesintiler (Deductions):** Vergi hesaplamalarından önce, yatırımcıya aşınma payı, tükenme ve amortismanı (DD&A) ve maddi olmayan net gelirlerinden; sondaj maliyetlerini (ICDs) ise işletim maliyetlerinden düşürmesine izin verilir. Genellikle amortisman maddi maliyetler için kullanılır fakat DD&A terimi genellikle herhangi bir maliyeti aktifleştirir.

**Vergilendirme (Taxation):** Royalti ve kesintilerden sonra kalan gelire, vergiye tabi gelir denir. Bu örnekte, vergilendirme katmanı çifttir, yani: %25 ek petrol vergisi (SPT) ve %35 kurumlar gelir vergisi (CIT)’dir. SPT, gelir vergisi karşında düşülebilmektedir böylece efektif vergi oranı % 51,2 dir. Vergi indirimleri ile brüt gelirlerin yatırımcı payı %57’dir (11,43dolar/20dolar). Yatırımcı kar payı

%40'tır (5,78dolar/14,35dolar). Buna yatırımcının payı denir. Pay, karın paylaşımıdır.

Nakit akış modelinde de (Şekil 2-3) ilgili paylar özetlenmektedir. Hükümet payı %60'tır ve elde edilen sonuçlar akış diyagramında gösterilmektedir. Kar elde etmek için brüt gelirden maliyetler düşülmektedir. Hükümet payı ( bileşenleri bonus, royalti, ve 2 kat vergi kesintisi) toplam 860.563dolar'dır. Yatırımcı payı ise 574.438 dolar'dır. Pay hesabı % 60/40 hükümet lehinedir.

<b>Brüt Gelir</b>	2.000.000 \$	
<b>Toplam Maliyetler</b>	- 565.000	(%28,25)
<b>Toplam Kar</b>	1.435.000 \$	
Bonus	- 5.000	
Royaltiler (%12,5)	- 250.000	
Ek Petrol Vergisi (%25)	- 296.250	
Gelir Vergisi (%35)	- 309.314	860.563 (Toplam Hükümet Payı)
<b>Yatırımcı Nakit Akışı</b>	<b>574.438 \$</b>	
Yatırımcı Payı	%40	(574.438/1.435.000\$)
Hükümet Payı	%60	(%100 - Yatırımcı Payı) yada (860.563/1.435.000\$) (indirgenmemiş)
Hükümet DCF (%12,5)	308.854 \$	
Yatırımcı DCF (%12,5)	142.492 \$	
İndirgenmiş Hükümet Payı (%12,5)	%68.4	308.854/(308.854+142.492) \$
DCF= Discounted Cash Flow ( İndirgenmiş Nakit Akışı)		

**Şekil 2-3:** İmtiyaz/Vergi Sistemi nakit akış model özeti ve analizi (Johnston, 2003.)

**Tablo 2-2: İmtiyaz /Vergi Sistemi nakit akış projeksiyonu fizibilite çalışması**  
(Johnston, 2003.)

Yıllar	Yıllık Petrol Üretimi (MMBBLs)	Petrol Fiyatı (\$/BBL)	Brüt Gelir (\$M)	Royalti %12,5 (\$M)	Net Gelir (\$M)	Sermaye Maliyeti (\$M)	İşletme Maliyeti (\$M)	Amortisman (\$M)	SPT TLFCF (\$M)	SPT Kesintiler (\$M)
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	0	20\$				30.000			0	0
2	0	20\$				40.000			0	0
3	578	20\$	11.560	1.445	10.115	100.000	3.156	34.000	0	10.115
4	6.100	20\$	122.000	15.250	106.750	60.000	16.200	46.000	27.041	89.241
5	9.420	20\$	188.400	23.550	164.850	70.000	22.840	60.000		82.840
6	12.400	20\$	248.000	31.000	217.000		28.800	60.000		88.800
7	10.850	20\$	217.000	27.125	189.875		25.700	60.000		85.700
8	9.494	20\$	189.880	23.735	166.145		22.988	26.000		48.988
9	8.307	20\$	166.140	20.768	145.373		20.614	14.000		34.614
10	7.269	20\$	145.380	18.173	127.208		18.538			18.538
11	6.360	20\$	127.200	15.900	111.300		16.720			16.720
12	5.565	20\$	111.300	13.913	97.388		15.130			15.130
13	4.869	20\$	97.380	12.173	85.208		13.738			13.780
14	4.261	20\$	85.220	10.653	74.568		12.522			12.522
15	3.728	20\$	74.560	9.320	65.240		11.456			11.456
16	3.262	20\$	65.240	8.155	57.085		10.524			10.534
17	2.854	20\$	57.080	7.135	49.945		9.708			9.708
18	2.498	20\$	49.960	6.245	43.715		8.996			8.996
19	2.185	20\$	43.700	5.463	38.238		7.370			7.370
20										
<b>TOPLAM</b>	<b>100.000</b>		<b>2.000.000</b>	<b>250.000</b>	<b>1.750.000</b>	<b>300.000</b>	<b>265.000</b>	<b>300.000</b>		<b>565.000</b>

**Tablo 2-3: İmtiyaz/Vergi Sistemi yatırımcı nakit akış projeksiyonu.**  
(Johnston, 2003.)

Yıllar	SPT (\$M)	SPT Vergi %25 (\$M)	Bonus (\$M)	Gelir Vergisi TLFCF (\$M)	Vergilendirilebilir Gelir (\$M)	Gelir Vergisi %35 (\$M)	İndirgen memiş Nakit Akışı	%12,5 DCF
	K	L	M	N	P	Q	R	S
1	0	0	5.000	0	-5.000	0	-35.000	-32.998
2	0	0		-5.000	-5.000	0	-40.000	-33.522
3	0	0		-5.000	-32.041	0	-93.041	-69.310
4	17.509	4.337		-32.041	8.132	2.846	23.327	15.446
5	82.010	20.503			61.508	21.528	29.980	17.646
6	128.200	32.050			96.150	33.653	122.498	64.090
7	104.175	26.044			78.131	27.346	110.785	51.522
8	117.157	29.289			87.868	30.754	83.114	34.358
9	110.759	27.690			83.069	29.074	67.995	24.985
10	108.670	27.167			81.502	28.526	52.976	17.303
11	94.580	23.645			70.935	24.827	46.108	13.387
12	82.258	20.564			61.693	21.593	40.101	10.349
13	71.470	17.867			53.602	18.761	34.841	7.993
14	62.046	15.511			46.534	16.287	30.247	6.168
15	53.784	13.446			40.338	14.118	26.220	4.752
16	46.561	11.640			34.921	12.222	22.698	3.657
17	40.237	10.059			30.178	10.562	19.616	2.809
18	34.719	8.680			26.039	9.114	16.926	2.155
19	30.868	7.717			23.151	8.103	15.048	1.703
20								
<b>TOPLAM</b>	<b>1.185.003</b>	<b>296.250</b>				<b>309.313</b>	<b>574.438</b>	<b>142.492</b>

**Tablo 2-4:** İmtiyaz /Vergi Sistemi hükümet nakit akış projeksiyonu  
(Johnston, 2003.)

Yıl	Bonus (\$M)	Royalti (\$M)	SPT Vergi %25 (\$M)	Gelir Vergisi %35 (\$M)	Hükümet Nakit Akışı (\$M)	
					İndirgenmemiş	DCF %12,5
	M	D	L	Q		
1	5.000		0	0	5.000	4.714
2			0	0	0	0
3		1.445	0	0	1.445	1.076
4		15.250	4.377	2.846	22.473	14.881
5		23.550	20.503	21.528	65.580	38.600
6		31.000	32.050	33.653	96.703	50.594
7		27.125	26.044	27.346	80.515	37.444
8		23.735	29.289	30.754	83.778	34.633
9		20.768	27.690	29.074	77.531	28.489
10		18.173	27.167	28.526	73.866	24.126
11		15.900	23.645	24.827	64.372	18.689
12		13.913	20.564	21.593	56.069	14.470
13		12.173	17.867	18.761	48.801	11.195
14		10.653	15.511	16.287	42.451	8.656
15		9.320	13.446	14.118	36.884	6.685
16		8.155	11.640	12.222	32.018	5.159
17		7.135	10.059	10.562	27.756	3.975
18		6.245	8.680	9.114	24.038	3.060
19		5.493	7.717	8.103	21.282	2.408
20						
<b>TOPLAM</b>	<b>5.000</b>	<b>250.000</b>	<b>296.250</b>	<b>309.314</b>	<b>860.562</b>	<b>308.854</b>

- |   |  |
|---|--|
| A) Üretim Profili bin (M)varil/yıl        | J) Ek Petrol Vergisi Kesintileri = (G+H+I)     |
| B) Ham Petrol Fiyatı                      | K) Ek Petrol Vergisi Tabanı = (C-D-J)          |
| C) Brüt Gelirler bin dolar(\$M)           | L) Ek Petrol Vergisi %25 =(K*0,25)             |
| D) %12,5 Royalti = (C*0,125)              | M) İmza Bonusu                                 |
| E) Net Gelirler = (C-D)                   | N) Kurumsal Gelir Vergisinin ileriye taşınması |
| F) Sermaye Maliyetleri                    | O) Vergilendirilebilir Gelir = (C-D-G-H-L-N)   |
| G) İşletme Maliyetleri                    | P) Gelir Vergisi %35                           |
| H) Sermaye Maliyetleri Amortismanı        | Q) Şirket Nakit Akışı =(E-F-G-L-M-Q)           |
| I) Ek Petrol Vergisinin ileriye taşınması | T) Hükümet Nakit Akışı =(D+L+M+Q)              |

### 2.3.2. Üretim Paylaşımı Anlaşmaları ve Finansal Analizi

Bu anlaşmalar, imtiyaz ve vergi anlaşmalarından oldukça farklı görünmektedir. PSC'ler büyük sembolik ve felsefi farklılıklara sahiptirler ve her şeyden çok siyasi amaçlara hizmet etmektedirler. Kullanılan tek teknik fark ise maliyet kurtarımıdır (C/R limit). PSC'lerin temel karakteristiği kaynakların mülkiyetinin devlete ait olmasıdır. Yatırımcı verdiği hizmetler için üretimden bir pay alır.<sup>48</sup>

İlk PSC, IIAPCO tarafından Ağustos 1966'da Permina (Endonezya ulusal petrol şirketi, bugünkü adı Pertamina) ile imzalandı. Bu sözleşme üretim paylaşımı kavramının temel özelliklerini somutlaştırmıştır:

- Hidrokarbon sahipliği ev sahibi ülkede kalmıştır.
- Permina yönetim kontrolünü muhafaza ederken, yatırımcı sözleşme şartlarına uygun olarak petrol operasyonlarının yürütülmesi konusunda Permina'ya karşı sorumlu tutulmuştur.
- Yatırımcıya Permina tarafından incelenmesi ve onaylanması için bütçe ve yıllık raporların gönderilmesi gerekliliği getirilmiştir.
- Sözleşme, üretim paylaşımına dayandırılarak, kar paylaşımı kaldırılmıştır.
- Yatırımcı operasyonlar ve yol açtığı riskler için gereken tüm finansmanı ve teknolojiyi sağlamıştır.
- Sözleşme süresi boyunca, maliyet kurtarımı için yıllık petrol üretiminin maksimum %40'ına kadarı ayrıldıktan sonra, geriye kalan üretim %65-35 oranlarında Permina lehine paylaşılmıştır. Yatırımcının vergileri Permina'nın kar petrolü (P/O) payının dışında ödenmiştir.
- Yatırımcı tarafından Endonezya içinde hizmet şirket donanımı ve kiralık donanımlar haricinde, satın alınan ve ithal edilen tüm donanım Permina'nın malı olmuştur.

<sup>48</sup> Johnston, a.g.e., s.28-29.

Bu özellikler, PSC ve hizmet anlaşmalarındaki hükümet/yatırımcı ilişkilerinin doğal çerçevesi olmaya devam etmektedir.<sup>49</sup>

Bugün uluslararası petrol endüstrisinde en sık kullanılan anlaşmadır. Şirketler hükümetlerden petrol ve gaz arama, geliştirme ve üretim hakları elde etmektedirler. PSC'nin kesin şekli ve türü ülkeden ülkeye hatta aynı ülke içinde bile değişmektedir. Özellikleri ise aşağıdaki gibidir;

- a- Yatırımcı bir anlaşma imzaladığı zaman hükümete bir kar payı öder. Ek olarak önceden tanımlanmış üretim seviyeleri gerçekleştiğinde de yani geliştirme ve/veya üretim faaliyetine geçildiğinde kar payları geliştirme kar payı olarak ödenebilir. Yatırımcı üretim meydana geldiğinde ulusal hükümete işletme paylarını öder.
- b- Ulusal hükümet rezervlerin mülkiyetini elinde bulundurur. Bu, yatırımcıya sadece rezervleri arama, geliştirme ve üretim hakkı verir.
- c- Yatırımcı, hükümetle (ulusal petrol şirketleri üzerinden) birlikte tüm maliyetleri ve arama ile ilgili tüm riskleri üstlenir.
- d- Yatırımcının, ya yerel personelin eğitimi için önceden belirlenmiş bir miktarda harcama yapması ya da hükümete bu miktarı para olarak ödemesi gerekmektedir.
- e- Yatırımcının, ev sahibi ülkede altyapının geliştirilmesi için belirli görevleri gerçekleştirmesi gereklidir.
- f- İşletme maliyetleri, arama ve üretim maliyetleri üretimin belli bir yüzdesinden geri kazanılabilir, tahmini petrol ve gaz üretim hacminin sağlanması için kabul edilen maliyete petrol maliyeti denir.
- g- Kar petrolü diye anılan üretim miktarı hükümet ve yatırımcı arasında önceden belirlenmiş olarak anlaşmaya özgü paylaşılır.
- h- Yatırımcının rezerv payına sahip olmasının yasaklanmasından bu yana, yatırımcının payı genellikle yetki belgesi payıdır. Rezerv paylaşımı, maliyet petrolü ve kar petrolünün paylaşımına karşılık gelir.

<sup>49</sup> Johnston, a.g.e., s.29-30.

Kiralama ve imtiyazların şartlarında genellikle yatırımcı ülkede oluşturulan gelir vergileri dahil olmak üzere çeşitli vergilerden sorumludur. Vergiler alternatif olarak yatırımcının kar petrolü payı üzerinden de değerlendirilebilir.<sup>50</sup>

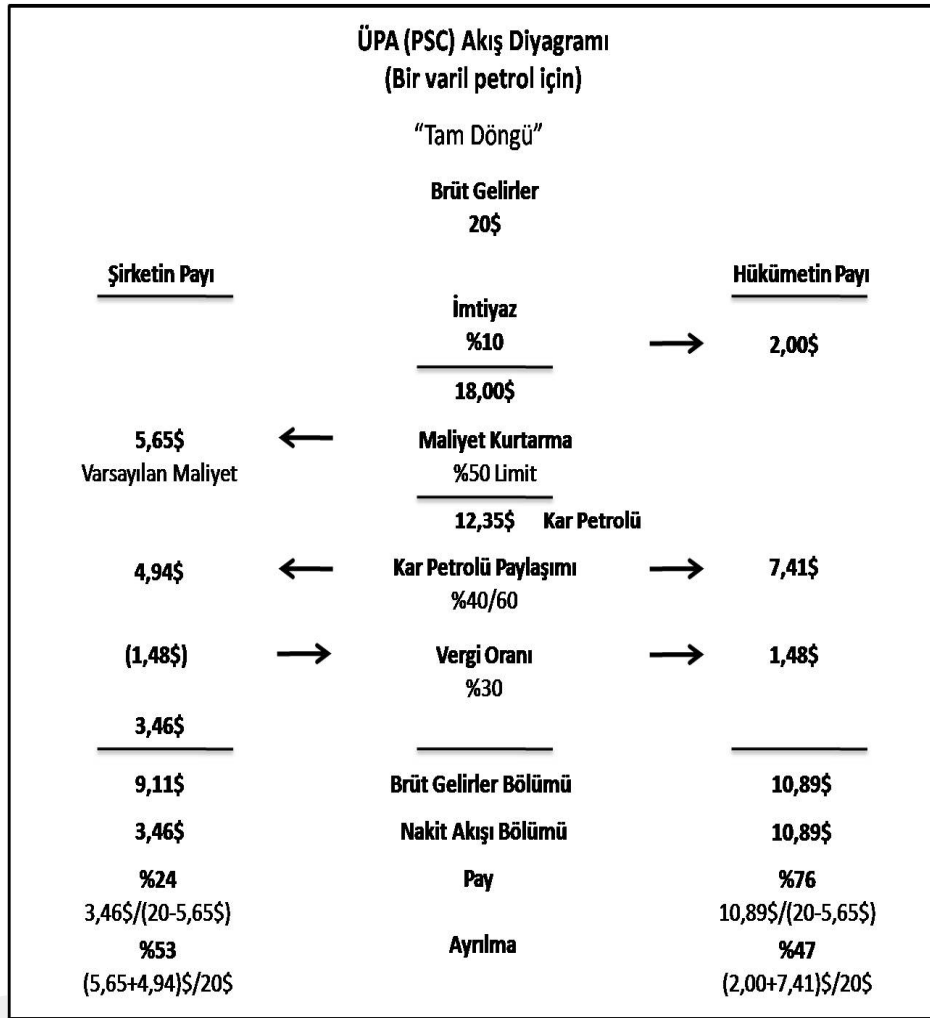
Tablo 2-5'te bir üretim paylaşımı anlaşmasının ekonomik ve finansal analizinin özeti verilmektedir. Basit bir PSC'nin temel bileşenleri bonus, royalti, maliyet kurtarımı, kar petrolünün paylaşımını ve vergileri içermektedir.

**Tablo 2-5:** PSC örneği (Johnston, 2003.)

Ticari Koşulların Özeti			
İmza Bonusu	5 milyon \$		
Royalti Oranı	%10		
Maliyet Kurtarımı Limiti	%50		
Hükümetin Kar Petrolü Payı	%60		
Kurumlar Vergisi	%30		
Amortisman Oranı	5 yıla yayılır (%20/yıl)		
Analiz Özeti			
	Dezavantaj	Ekonomik	Avantaj
Hükümetin Payı (İndirgenmemiş)	%90	%76	%75
Hükümetin Payı @ %12,5 İndirgenmiş Nakit Akışı		%86,5	
Marjinal Hükümet Payı		%74,8	
Efektif Royalti Oranı (ERR)		%34	
Brüt Gelirlere Erişim (AGR)		%66	
Hak Oranı		%53	
Tasarruf Oranı		28¢	

Şekil 2-4, PSC örneğinin akış diyagramını göstermektedir. Diyagram belirli bir hesap dönemi için terminolojiyi ve hesaplama hiyerarşisini göstermekte ve ortalama tam döngü gelirleri ve maliyetleri temsil etmektedir. Ortalama maliyetin (sermaye ve işletme) 5,65 \$/bbl olduğu kabul edilmiştir.

<sup>50</sup> Wright ve Gallun, a.g.e.,s.12.



Şekil 2-4: PSC akış diyagramı (Johnston, 2003.)

**Bonus (Signature Bonus):** Bu örnekte imza bonusu 5 milyon dolardır. Büyük bir projede, 100 MMBBL bir saha için büyük bir miktar olmayabilir. Varil başına 5¢ düşmektedir. Petrol fiyatı 20 dolar ve gelir 2 milyon dolar olduğunda; bonus, %1'in dördte biri düzeyinde olmaktadır. Bu nedenle takip eden hesaplamalarda kolayca göz ardı edilebilir ancak keşif yapılamazsa önem kazanır.<sup>51</sup>

**Devlet payı (Royalty):** Bu örnekte royalti oranı olarak %10 kullanılmıştır. Royaltiler PSC'lerde çok yaygın değildir ancak birçoğunda kullanılmaktadır.<sup>52</sup>

**Maliyet Kurtarımı (Cost Recovery –C/R):** Üretimin paylaşımından önce, yatırımcıya net gelirlerden maliyetleri çıkarmasına izin verilir, ancak birçok PSC

<sup>51</sup> Johnston, a.g.e.,s.31.

<sup>52</sup> Johnston, a.g.e.,s.32.

herhangi bir hesap dönemindeki kurtarma maliyetleri için ne kadar üretim yapılabileceği konusunda sınırlamalar getirir. Bu C/R limiti olarak bilinir. Akış diyagramında C/R limiti brüt gelirin %50'sidir. Eğer işletme maliyetleri ve amortisman tutarı bundan daha fazlaysa bakiye ileriye nakledilir ve daha sonra değerlendirilir. Herhangi bir hesap döneminde alınabiliyorsa, kesinti miktarlarında limit olduğu anlamına gelir. Birçok PSC hemen hemen sınırsız bakiye nakline izin verir (C/F). Teknik açıdan bakıldığında C/R limiti imtiyaz sistemi ile PSC arasındaki tek gerçek ayırımdır.<sup>53</sup>

**Kar Petrolü Paylaşımı (Profit Oil Split –P/O):** C/R ve royaltiden sonra kalan gelirler kar petrolü/gazı olarak adlandırılır. İmtiyaz sistemindeki örnekte vergilendirilebilir gelirdir. Mülkiyet anlamına gelen vergiye tabi gelir dönemi PSC altında henüz bulunmamaktadır. Yatırımcı bu evrede vergi vermez. Bu örnekte yatırımcı payı %40'tır. Eğer bu bir servis anlaşması olsaydı yatırımcı payı gelirlerin %40'ına eşit olmakla birlikte bu kar petrolü değil, hizmet ücreti olarak adlandırılacaktı.<sup>54</sup>

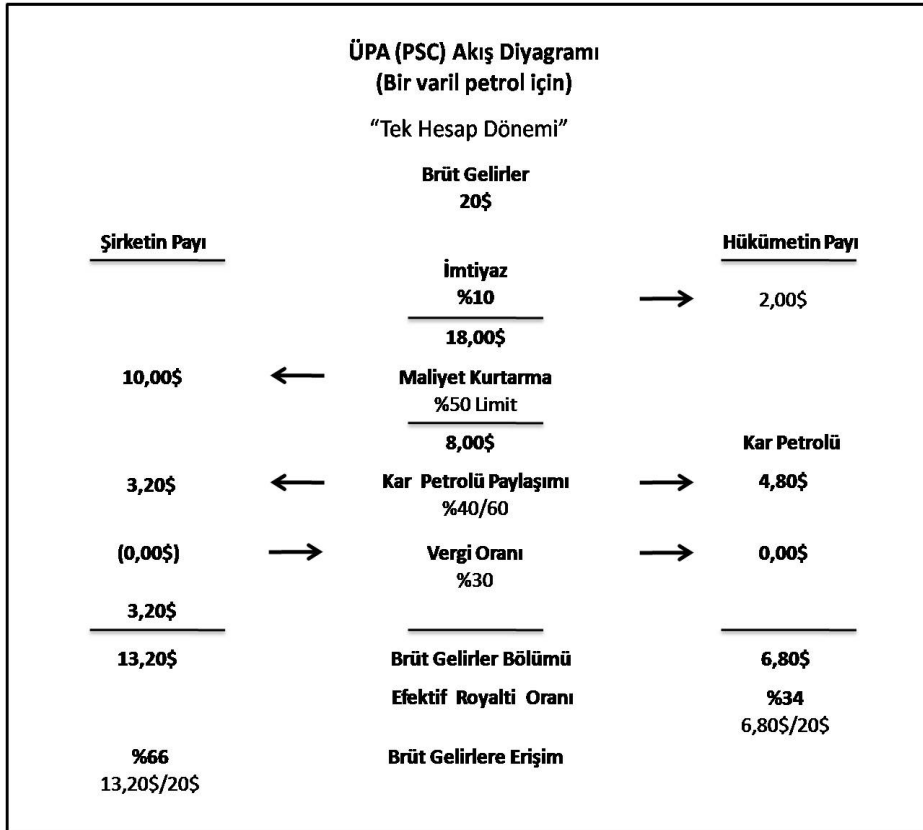
**Vergilendirme (Taxation):** Bu akış diyagramında %30 olan vergi oranının kar petrolüne uygulandığı görülmektedir. Ekonomi döngüsü açısından düşünüldüğünde bu kabul edilebilirdir. Ortalamanın üzerinde ömrü olan bir sahada, hesaplanan karın olağan vergisi P/O'nun şirket payına eşit olacaktır. Ancak P/O normalde vergi tabanını teşkil etmez. Belirlenen herhangi bir hesap dönemi içinde eğer C/R limiti varsa şirket P/O payı alır fakat şirket vergi ödeme durumunda olmayabilir. Konjonksiyonda kar petrolü paylaşımı ile birlikte C/R limitin royalti etkisi düşünüldüğünde, bu önemlidir.<sup>55</sup> Tablo 2-5'te özetlenen PSC örneğinin temel bileşenleri ve yukarıda tanımlanan nakit akış modeli Şekil 2-4 ve Şekil 2-5'te gösterilmiştir.

---

<sup>53</sup> Johnston, a.g.e.,s.32.

<sup>54</sup> Johnston, a.g.e.,s.32.

<sup>55</sup> Johnston, a.g.e.,s.32.



Şekil 2-5: PSC akış diyagramı –efektif royalti oranının hesaplanması  
(Johnston, 2003.)

**Tablo 2-6:** PSC sistemi nakit akış projeksiyonu (Johnston, 2003.)

Yıllar	Yıllık Petrol Üretimi (MBBLs)	Petrol Fiyatı (\$/BBL)	Brüt Gelir (\$M)	Royalti %10 (\$M)	Net Gelir (\$M)	Sermaye Maliyeti (\$M)	İşletme Maliyeti (\$M)	Amortisman (\$M)	C/R C/F (\$M)	C/R (\$M)
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	0	20\$				30.000				0
2	0	20\$				40.000				0
3	578	20\$	11.560	1.156	10.404	100.000	3.156	34.000		5.780
4	6.100	20\$	122.000	12.200	109.800	60.000	16.200	46.000	31.376	61.000
5	9.420	20\$	188.400	18.840	169.560	70.000	22.840	60.000	32.576	94.200
6	12.400	20\$	248.000	24.800	223.200		28.800	60.000	21.216	110.016
7	10.850	20\$	217.000	21.700	195.300		25.700	60.000		85.700
8	9.494	20\$	189.880	18.988	170.892		22.988	26.000		48.988
9	8.307	20\$	166.140	16.614	149.526		20.614	14.000		34.614
10	7.269	20\$	145.380	14.538	130.842		18.538			18.538
11	6.360	20\$	127.200	12.720	114.480		16.720			16.720
12	5.565	20\$	111.300	11.130	100.170		15.130			15.130
13	4.869	20\$	97.380	9.738	87.642		13.738			13.738
14	4.261	20\$	85.220	8.522	76.698		12.522			12.522
15	3.728	20\$	74.560	7.456	67.104		11.456			11.456
16	3.262	20\$	65.240	6.524	58.716		10.524			10.524
17	2.854	20\$	57.080	5.708	51.372		9.708			9.708
18	2.498	20\$	49.960	4.996	44.964		8.996			8.996
19	2.185	20\$	43.700	4.370	39.330		7.370			7.370
20										
<b>TOPLAM</b>	<b>100.000</b>		<b>2.000.000</b>	<b>200.000</b>	<b>1.800.000</b>	<b>300.000</b>	<b>265.000</b>	<b>300.000</b>		<b>565.000</b>

**Tablo 2-7:** PSC sistemi nakit akış projeksiyonu (Johnston, 2003.)

Yıl	Toplam Kar Petrolü	Hükümet Payı (\$M)	Şirket Payı (\$M)	Prim (\$M)	TLCF (\$M)	Vergiye Tabi Gelir (\$M)	Gelir Vergisi %30	Yatırımcı Nakit Akışı	
								İndirgenmemiş	%12,5 DCF
	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	0	0		5.000	0	(5.000)		(35.000)	(32.998)
2	0	0			(5.000)	(5.000)		(40.000)	(33.522)
3	4.624	2.774	1.850		(5.000)	(34.526)		(95.526)	(71.161)
4	48.800	29.280	19.520		(34.526)	(16.206)		4.320	2.861
5	75.360	45.216	30.144		(16.206)	25.298	7.589	23.915	14.076
6	113.184	67.910	45.274			66.490	19.947	106.543	55.742
7	109.600	65.760	43.840			43.840	13.152	90.688	42.175
8	121.904	73.142	48.762			48.762	14.628	60.133	24.858
9	114.912	68.947	45.965			45.965	13.789	46.175	16.967
10	112.304	67.382	44.922			44.922	13.476	31.445	10.271
11	97.760	58.656	39.104			39.104	11.731	27.373	7.947
12	85.040	51.024	34.016			34.016	10.205	23.811	6.145
13	73.904	44.342	29.562			29.562	8.868	20.693	4.747
14	64.176	38.506	25.670			25.670	7.701	17.969	3.664
15	55.648	33.389	22.259			22.259	6.678	15.581	2.824
16	48.192	28.915	19.277			19.277	5.783	13.494	2.174
17	41.664	24.998	16.666			16.666	5.000	11.666	1.671
18	35.968	21.581	14.387			14.387	4.316	10.071	1.282
19	31.960	19.176	12.784			12.784	3.835	8.949	1.013
20									
<b>TOPLAM</b>	<b>1.235.000</b>	<b>741.000</b>	<b>494.000</b>				<b>146.700</b>	<b>342.300</b>	<b>60.736</b>

**Tablo 2-8:** PSC Sistemi hükümet nakit akış projeksiyonu (Johnston, 2003.)

Yıllar	Primler (\$M)	Royalti %10 (\$M)	Hükümet %60 Kar Petrolü (\$M)	Gelir Vergisi %30 (\$M)	Hükümet Nakit Akışı (\$M)	
					İndirgenmemiş	%12,5 DCF
	N	D	L	Q	T	U
1	5.000				5.000	4.714
2					0	0
3		1.156	2.774		3.930	2.928
4		12.200	29.280		41.480	27.467
5		18.840	45.216	7.589	71.645	42.170
6		24.800	67.910	19.947	112.657	58.941
7		21.700	65.760	13.152	100.612	46.791
8		18.988	73.142	14.628	106.759	44.133
9		16.614	68.947	13.789	99.351	36.507
10		14.538	67.382	13.476	95.397	31.159
11		12.720	58.656	11.731	83.107	24.129
12		11.130	51.024	10.205	72.359	18.674
13		9.738	44.342	8.868	62.949	14.440
14		8.522	38.506	7.701	54.729	11.160
15		7.456	33.389	6.678	47.523	8.614
16		6.524	28.915	5.783	41.222	6.642
17		5.708	24.998	5.000	35.706	5.114
18		4.996	21.581	4.316	30.893	3.933
19		4.370	19.176	3.835	27.381	3.098
20						
<b>TOPLAM</b>	<b>5.000</b>	<b>200.000</b>	<b>741.000</b>	<b>146.700</b>	<b>1.092.700</b>	<b>390.612</b>

- |   |  |
|---|--|
| A) Üretim Profili Bin (M) varil/yıl               | K) Toplam Kar Petrolü = (C-D-J)                |
| B) Ham Petrol Fiyatı                              | L) Hükümetin Kar Petrolü Payı %60 = (K*.60)    |
| C) Brüt Gelir Bin dolar(\$M)                      | M) Yatırımcı Kar Petrolü Payı %40 = (K-L)      |
| D) Royalti %10 (C*.10)                            | N) İmza Bonusu                                 |
| E) Net Gelirler (C-D)                             | O) TLCHF (P sütununa bakınız)                  |
| F) Sermaye Maliyetleri                            | P) Vergilendirilebilir Gelir = (C-D-G-H-L-N-O) |
| G) İşletme Maliyetleri (Gider)                    | Q) Gelir Vergisi (%30) = (eğer P>O ise, P*.30) |
| H) Sermaye Maliyet Amortismanı (5 yıl)            | R) Yatırımcının Nakit Akışı = (E-F-G-L-N-Q)    |
| I) C/R C/F (G+H+I > C'nin %50'si)                 | T) Hükümetin Nakit Akışı = (D+L+N+Q)           |
| J) Maliyet Kurtarımı = (G+H+I) C'nin %50'si kadar |  |

**Hükümet Payı (Government Take):** Maliyet kurtarımıyla birlikte yatırımcının üretimden brüt payı %45'tir. Toplam kar 14,35dolar (20dolar-5,65dolar)'dır. %10 royalti, kar petrolü ve vergilendirmenin etkisi düşünüldüğünde yatırımcının kar payı 3,46 dolardır. Yatırımcı payı bu yüzden %24 (3,46/14,35dolar)'tır. Hükümet payı ise %76'dır. Şekil 2-6'da nakit akış modeli özetlenmiştir. Akış diyagramından farkı, 100 MMBBL'lik bir saha için önemsiz olduğundan 5 milyon dolar olan bonus hesaba katılmamıştır. Nakit akış modeli ile akış diyagramı arasındaki önemli fark paranın zaman değerini dikkate alarak

hükümet payının %12,5 ile iskonto edilmesidir. Böylece %76 olan hükümet payı %86,5 olmuştur.<sup>56</sup>

<b>Brüt Gelir</b>	2.000.000 \$	
<b>Toplam Maliyetler</b>	- 565.000	(%28,25)
<b>Toplam Kar</b>	1.435.000 \$	
Bonus	- 5.000	
Royaltiler	- 200.000	
Hükümet payı kar petrolü	- 741.000	
Gelir Vergisi	- 146.700	1.092.700 \$ (Hükümet Payı)
Yatırımcı Nakit Akışı	342.300 \$	
Yatırımcı Payı	%24	(342.300/1.435.000\$)
Hükümet Payı	%76	(indirgenmemiş)
Hükümet DCF (%12,5)	390.612 \$	
Yatırımcı DCF (%12,5)	60.736 \$	
İndirgenmiş Hükümet Payı (%12,5)	%86,5	390.612/(390.612+60.736) \$
DCF= Discounted Cash Flow ( İndirgenmiş Nakit Akışı)		

Şekil 2-6: PSC nakit akış modeli özeti ve analizi (Johnston, 2003.)

<sup>56</sup> Johnston, a.g.e.,s.35.

Tablo 2-9: Sözleşmesel sistemlerde temel eşitlikler (Johnston, 2003.)

<b>Brüt Gelirler</b>	= Toplam petrol ve gaz gelirleri
<b>Maliyet Kurtarımı</b> <i>Maliyet Petrolü</i>	= İşletme maliyetleri + Maddi olmayan sermaye maliyeti* + DD&A + Yatırım kredileri** + Finansman faizi + Kurtarılamayan maliyetin ileriye taşınması + Terketme maliyeti hazırlığı
<b>Kar Petrolü</b>	= Brüt üretim –Royalti petrolü –Maliyet petrolü
<b>Yatırımcı Kar Petrolü</b>	= Yatırımcı kar petrolü + Yatırımcı maliyet petrolü
<b>Yatırımcının Hakkı</b>	= Kar petrolü * Yatırımcının yüzdeler payı
<b>Hükümet Kar Petrolü</b>	= Kar petrolü * Hükümetin yüzdeler payı
<b>Vergilendirilebilir Gelir</b>	= Brüt gelirler - Royaltiler - Maddi olmayan sermaye maliyetleri* - İşletme maliyetleri + Yatırım kredileri (çeşitli teşvikler) - Hükümetin kar petrolü - Terketme maliyeti - DD&A - Bonuslar*** - TLCHF
<b>Net Nakit Akışı</b>	= Brüt gelirler - Royaltiler - Maddi sermaye maliyetleri - Maddi olmayan sermaye maliyetleri - İşletme maliyetleri + Yatırım kredileri - Bonuslar - Hükümetin kar petrolü - Vergiler
* Birçok sistemde maddi olmayan sermaye maliyetleri ve işletme maliyetleri arasında ayırım yapılmaz, her ikisinde giderdir.	
** Yatırım kredileri kurtarılabılır maliyetlerdir ve vergi indirimi yapılmaz.	
*** Bonuslar sıklıkla kurtarılamayan maliyetlerdir ve vergi indirimine tabidir.	

### 2.3.3. Risk Hizmet Anlaşmaları ve Finansal Analizi

Uluslararası operasyonların karşılaştığı bir başka anlaşma tipi risk hizmet anlaşmalarıdır. Bu anlaşmalar ilk olarak petrol ve gaz üretimi yapılan ancak yenilenmeye ihtiyacı olan sahalarda ya da üretim alanlarında kullanılmaktaydı. “Hizmet” yatırımcı tarafından, günümüz üretim sahalarında, güncel teknolojiyi içeren uygulamalarla üretimi iyileştirmek ve teşvik etmek amacıyla; genellikle performans biçimlerinde ve diğer işlemlerde değişiklik yapılması ile sağlanıyordu. Risk hizmet anlaşmaları artık keşfedilmiş herhangi bir rezervin arama, geliştirme ve üretim hizmetinin tanımlanmasıyla ispatlanmamış alanlarda da uygulanmaktadır.

Standart servis anlaşmaları yoktur ancak aşağıdaki özellikleri içeren anlaşmalarla karşılaşılabılır:

- a- Anlaşma imzalandığında ulusal hükümete bonus ödemesi yapılır.
- b- Üretim gerçekleştiğinde hükümete devlet payı ödemesi yapılır.
- c- Rezervlerin mülkiyeti ulusal hükümetin elinde bulunur.
- d- Arama, geliştirme ve üretim ile ilgili tüm maliyetler ve riskler yatırımcı tarafından karşılanır.
- e- İşletim ve sermaye maliyetleri yatırımcı tarafından üstlenilir; işletim ve sermaye ücreti ödemeleri ile geri kazanılır.
- f- Hükümet (kamuya ait petrol şirketleri üzerinden) işletimde pay sahibi olarak operasyonlara katılma hakkına sahiptir.<sup>57</sup>

### 2.3.4. Tam Servis Anlaşmaları (Pure Service Contracts)

Burada yatırımcı bir ücret karşılığında ev sahibi ülke adına arama ve /veya geliştirme çalışmaları yürütür. Tüm arama riski devlet tarafından karşılanır. Bu tür düzenlemeler Orta Doğu’da daha karakteristiktir, çünkü uzmanlık isteyen önemli sermayeye sahiptirler. Tam hizmet anlaşmaları nadir olmakla birlikte petrol hizmet endüstrisindeki düzenlemelere oldukça benzeyebilir. Yatırımcıya bir hizmet gerçekleştirme için ücret ödenir.

1950’lerin sonunda Arjantin Cumhurbaşkanı Arturo Frondizi başkanlığında Frondizi sözleşmeleri olarak da bilinen bir dizi hizmet sözleşmesi müzakere edildi. Bu sözleşmeler sondaj hizmetleri, geliştirme hizmetleri ve orta riskli arama

<sup>57</sup> Wright&Gallun, a.g.e., s. 13.

hizmetleri için müzakere edildi. Tam hizmet düzenlemeleri olan sondaj hizmet anlaşmalarıyla yatırımcıya ödeme metraj (sondaj sırasında) ve saat (test ve tamamlama operasyonları için ) esası üzerinden yapıldı. Ödemeler genellikle dolar ve peso kombinasyonuydu. Birçok hizmet anlaşması PSC'lerle aynıdır ancak ödeme yöntemi ya üretim paylaşımı ya da kar paylaşımıdır. Bununla birlikte, birçok hizmet anlaşması hizmet bedeli hesaplamasında kullanılan, kendine özgü sözleşme öğelerine sahiptir.<sup>58</sup>

### 2.3.5. R Faktörüne Dayalı Sistemler

Genellikle sözleşme, eşikleri müzakerelerle belirlenecek olan vergi oranının bir R faktörüne bağlanması şartını getirir ya da bunlar yasal hale getirilir. R, X'in Y'ye bölüdüğü bir fonksiyon olarak tanımlanır. Burada X; yatırımcı tarafından tahsil edilen henüz vergisi kesilmemiş kazançlar, Y ise sermaye maliyetleri (capex) ve işletme maliyetleri (opex) olarak tanımlanır. R faktörü her hesap dönemi için hesaplanır ve eşikleri belirlenir. Sonra gelecek hesap dönemi için yeni bir vergi oranı hesaplanır.

$$R = \frac{X}{Y}$$

X=yatırımcının kümülatif kazançları

Y=yatırımcının kümülatif harcamaları

Çoğunlukla R faktörü Tunus ve Peru sözleşmelerinde görülmektedir. Bu kontratlarda çoğunlukla,

$$R \text{ faktör} = \frac{\text{tahakkuk eden net kazançlar}}{\text{tahakkuk eden toplam maliyetler}}$$

olarak tanımlanır. Tunus'ta petrol ve gaz işlemleri royaltiler, vergiler ve hükümet iştirakleri R faktörüne dayanmaktadır. Aşağıda R faktöre dayanan royalti oranları görülmektedir.

<sup>58</sup> Johnston, a.g.e.,s.41.

**Tablo 2-10:** R faktöre dayanan royalti oranları (Johnston, 2003.)

R faktör	Royalti oranları	
	Petrol %	Gaz %
<0,5	2	2
0,5-0,8	5	4
0,8-1,1	7	6
1,1-1,5	10	8
1,5-2	12	9
2-2,5	14	10
2,5-3	15	11
3-3,5	15	13
3,5 +	15	15

Bu örnekte R=0,5 ile başlamış ve royalti oranı da giderek artmıştır. Bazı durumlarda ROR sözleşmelerine benzemektedir. ROR sözleşmeleri IRR eşliğini başlatmıştır.<sup>59</sup>

### 2.3.6. Getiri Oranı Sistemleri (Rate of Return Systems)

Bazı ülkelerde artan oranlı vergiler ya da ROR sistemine dayanan paylaşım anlaşmaları geliştirilmiştir. Projenin getiri oranı (ROR) arttıkça etkin hükümet payı artar. Kademeli değişken ölçekli vergiler ve diğer teşebbüslerin esnekliği karlılığa dayandırılmaktadır. Birçok sözleşme kademeli ögelere sahiptir fakat bunlar genellikle doğrudan karlılık ölçümleri yerine üretim seviyelerine dayandırılır. Proje karlılığını etkileyen bundan başka, ROR sözleşmelerinin niçin bu şekilde yapılandırıldığını açıklayan birçok faktör vardır:

- Üretim profilleri
- Petrol ve gaz fiyatları
- Maliyetler
- Sermaye maliyeti
- Zamanlama

<sup>59</sup> Johnston, a.g.e., s. 42.

ROR yaklaşımı devletin aldığı düşük royalti ve vergi ile karakterize edilir ancak devlet, petrol şirketi başlangıç yatırımını kurtarana kadar ve ROR eşiği belirlenene kadar şirketten başka bir ödeme almaz. Teorik olarak yatırımı teşvik etmek için ROR minimum oranda açıklanır. Hükümet payı negatif net nakit akışlarının toplamından ve onların tahmin edilen oranlarla birleştirilmesi ile kümülatif değer pozitif oluncaya kadar hesaplanır.

Tablo 2-11, klasik ROR formülleri özetlenmiştir. Bu sistemde hükümet %10 royalti almaktadır. Gelir vergisi %40 oranındadır ancak bu yatırımcının vergilendirilebilir gelirinin oluşması durumunda gerçekleşir.<sup>60</sup>

**Tablo 2-11:** ROR sistemi örneği (Johnston, 2003.)

Ticari Koşullar	
Bonus	5 milyon \$
Royalti Oranı	% 10
Temel Gelir Vergisi	% 40
Kaynak Kira Vergisi (@%30 IRR)	% 50
Ekonomik Analiz	
Hükümet Payı (indirgenmemiş)	% 60,7
Hükümet Payı (@ %12,5 iskonto)	% 64,2
Efektif Royalti Oranı (ERR)	% 10
Brüt Gelirlere Ulaşım (AGR)	% 90
Paylaşım Oranı	% 56

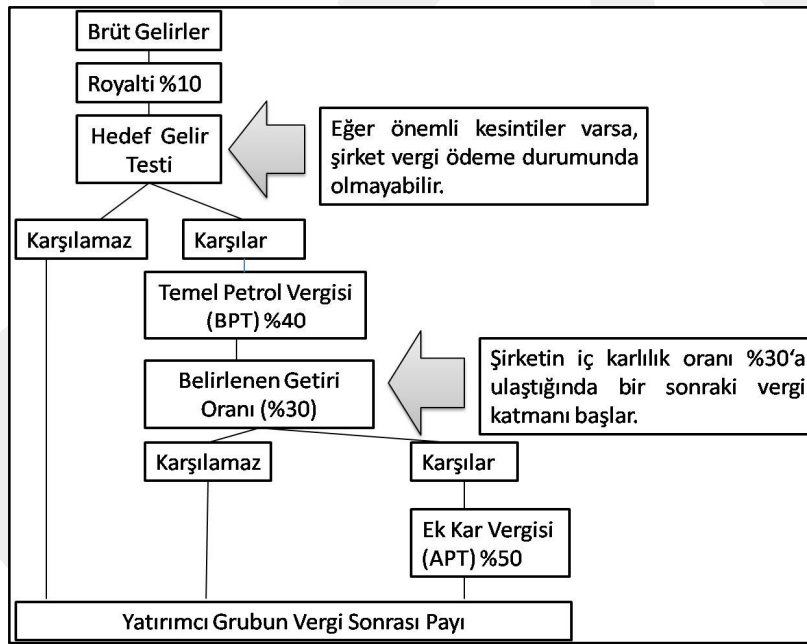
Burada vergiye ek olarak, kaynak kira vergisi yatırımcının getiri oranı %30'u aşarsa vergilendirilir. Kaynak kira vergisi, toplanan negatif net nakit akışlarının %30 oranı ile birleştirilmesi ile belirlenir. Buna *birleşik yükseltme* (compound uplifting) denilmektedir. Kümülatif net yükseltilmiş nakit akışı pozitif olduğunda ek kaynak kira vergisi %50 kesilir. Bu ROR sisteminin ayırt edici özelliğidir. Bu aynı zamanda *tetikleyici vergi* olarak da adlandırılır. ROR'nin (bu örnekte %30) minimuma

<sup>60</sup> Johnston, a.g.e., s. 45.

ulaşması vergiyi tetikler. Hükümet payı tablo 2-12’de özetlenmiştir. Şekil 2-7’de ROR sisteminin temel yapısı gösterilmektedir.<sup>61</sup>

**Tablo 2-12:** ROR sistemi nakit akış model özeti ve analizi (Johnston, 2003)

<b>Brüt Gelirler</b>	2.000.000 \$	
<b>Toplam Maliyetler</b>	-565.000	(%28,25)
<b>Toplam Kar</b>	1.435.000 \$	
Bonus	- 5.000	
Royaltiler(%10)	-200.000	
Kaynak Kira Vergisi	-492.000	
<b>Şirket Nakit Akışı</b>	- 174.758	871.758 \$ (hük. payı)
<b>Şirket Payı</b>	563.242 \$	
Hükümet Payı	%39	(563.242/1.435.000)
Hükümet DCF (%12,5)	%61	(indirgenmemiş)
Şirket DCF (%12,5)	289.642 \$	
Hükümet Payı		
İskonto edilmiş (%12,5)	%64	
(289.642/(161.706+289.642))		



**Şekil 2-7:** İmtiyaz/Vergi sistemi tabanlı ROR sistemi örneği (Johnston, 2003.)

<sup>61</sup> Johnston, a.g.e., s. 46.

**Tablo 2-13:** ROR sistemi nakit akış projeksiyonu (Johnston, 2003.)

Yıllar	Yıllık Petrol Üretimi (MBBLS)	Petrol Fiyatı (\$/BBL)	Brüt Gelir (\$M)	Royalti %10 (\$M)	Net Gelir (\$M)	Sermaye Maliyeti (\$M)	İşletme Maliyeti (\$M)	Amortisman (\$M)	Bonus (\$M)	TLCF (\$M)
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	0	20\$				30.000			5.000	0
2	0	20\$				40.000				5.000
3	578	20\$	11.560	1.156	10.404	100.000	3.156	34.000		5.000
4	6.100	20\$	122.000	12.200	109.800	60.000	16.200	46.000		31.752
5	9.420	20\$	188.400	18.840	169.560	70.000	22.840	60.000		
6	12.400	20\$	248.000	24.800	223.200		28.800	60.000		
7	10.850	20\$	217.000	21.700	195.300		25.700	60.000		
8	9.494	20\$	189.880	18.988	170.892		22.988	26.000		
9	8.307	20\$	166.140	16.614	149.526		20.614	14.000		
10	7.269	20\$	145.380	14.538	130.842		18.538			
11	6.360	20\$	127.200	12.720	114.480		16.720			
12	5.565	20\$	111.300	11.130	100.170		15.130			
13	4.869	20\$	97.380	9.738	87.642		13.738			
14	4.261	20\$	85.220	8.522	76.698		12.522			
15	3.728	20\$	74.560	7.456	67.104		11.456			
16	3.262	20\$	65.240	6.524	58.716		10.524			
17	2.854	20\$	57.080	5.708	51.372		9.708			
18	2.498	20\$	49.960	4.996	44.964		8.996			
19	2.185	20\$	43.700	4.370	39.330		7.370			
20										
<b>TOPLAM</b>	<b>100.000</b>		<b>2.000.000</b>	<b>200.000</b>	<b>1.800.000</b>		<b>265.000</b>	<b>300.000</b>	<b>5.000</b>	<b>565.000</b>

**Tablo 2-14:** ROR sistemi nakit akış projeksiyonu. (Johnston, 2003.)

Yıllar	Vergiye Tabi Gelir (\$M)	Temel Gelir Vergisi %40	Net Nakit Kazanç (\$M)	Tutar Yekun	Nakli Yekun	Kira Vergisi Matrahı (\$M)	Kaynak Kira Vergisi %50	Yatırımcı Nakit Akışı	
								İndirgenmemiş	%12.5 DCF
	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	(5.000)	0	(35.000)		(35.000)			(35.000)	(32.998)
2	(5.000)	0	(40.000)	(45.500)	(85.500)			(40.000)	(33.522)
3	(31.752)	0	(92.752)	(111.150)	(203.902)			(92.752)	(69.094)
4	15.848	6.339	27.261	(265.073)	(237.812)			27.261	18.051
5	86.720	34.688	42.032	(309.155)	(267.123)			42.032	24.740
6	134.400	53.760	140.640	(347.260)	(206.620)			140.640	73.582
7	109.600	43.840	125.760	(268.606)	(142.846)			125.760	58.486
8	121.904	48.762	99.142	(185.700)	(86.558)			99.142	40.984
9	114.912	45.965	82.947	(112.525)	(29.578)			82.947	30.479
10	112.304	44.922	67.382	(38.452)		28.931	14.465	52.917	17.284
11	97.760	39.104	58.656			58.656	29.328	29.328	8.515
12	85.040	34.016	51.024			51.024	25.512	25.512	6.584
13	73.904	29.562	44.342			44.342	22.171	22.171	5.086
14	64.176	25.670	38.506			38.506	19.253	19.253	3.926
15	55.648	22.259	33.389			33.389	16.694	16.694	3.026
16	48.192	19.277	28.915			28.915	14.458	14.458	2.329
17	41.664	16.666	24.998			24.998	12.499	12.499	1.790
18	35.968	14.387	21.581			21.581	10.790	10.790	1.374
19	31.960	12.784	19.176			19.176	9.588	9.588	1.085
20									
<b>TOPLAM</b>		<b>492.000</b>	<b>738.000</b>			<b>349.516</b>	<b>174.758</b>	<b>563.241</b>	<b>161.706</b>

**Tablo 2-15:** ROR sistemi nakit akış projeksiyonu hükümetin nakit akışı  
(Johnston, 2003.)

Yıllar	Bonus (\$M)	Royalti %10 (\$M)	Temel Gelir Vergisi %40 (\$M)	Kaynak Kira Vergisi %50	Yüklenici Nakit Akışı	
					İndirgenmemiş	%12.5 DCF
	I	D	L	Q	T	U
1	5.000		0		5.000	4.714
2			0		0	0
3		1.156	0		1.156	861
4		12.200	6.339		18.539	12.276
5		18.840	34.688		53.528	31.506
6		24.800	53.760		78.560	41.102
7		21.700	43.840		65.540	30.480
8		18.988	48.762		67.750	28.007
9		16.614	45.965		62.579	22.995
10		14.538	44.922	14.465	73.925	24.146
11		12.720	39.104	29.328	81.152	23.561
12		11.130	34.016	25.512	70.658	18.235
13		9.738	29.562	22.171	61.471	14.101
14		8.522	25.670	19.253	53.445	10.898
15		7.456	22.259	16.694	46.409	8.412
16		6.524	19.277	14.458	40.259	6.486
17		5.708	16.666	12.499	34.873	4.994
18		4.996	14.387	10.790	30.173	3.841
19		4.370	12.784	9.588	26.742	3.026
20						
<b>TOPLAM</b>	<b>5.000</b>	<b>200.000</b>	<b>492.000</b>	<b>174.758</b>	<b>871.758</b>	<b>289.642</b>

A) Üretim Profili bin (M)varil/yıl	J) TLCF
B) Ham Petrol Fiyatı	K) Vergilendirilebilir Gelir= (C-D-G-H-I-J)
C) Brüt Gelirler bin dolar(\$M)	L) Gelir vergisi %40 = (K*0,40)
D) %10 Royalti = (C*0,10)	M) Net Nakit Kazançlar = (K-L)
E) Net Gelirler = (C-D)	N) Amount Brought Forward ( O uplifted)
F) Sermaye Maliyetleri	O) Amount Carried Forward (M+N)
G) İşletme Maliyetleri	P) Kaynak Kira Vergisi Tabanı
H) Sermaye Maliyetleri Amortismanı	Q) Kaynak Kira Vergisi %50 = (P*0,50)
I) İmza bonusu	R) Şirket Nakit Akışı =(M-Q)
	T) Hükümet Nakit Akışı =(I+L+D+Q)

### 2.3.7. Ortak Girişim Anlaşmaları (Joint Ventures Agreements)

Sözleşmesel ortak girişim anlaşmaları, iki ya da daha fazla şirketin ya da gerçek kişinin sözleşme ile oluşturdukları ve hukuki bir tüzel kişiliğe sahip olmayan, her ortağın tek başına üçüncü kişilerle hukuki muamele yapabileceği, kurulmasının herhangi bir resmi işlemi gerektirmediği, ortakların işin sonunda kar ve zararı paylaştığı ortaklıklardır. Hukuki bir tüzel kişiliğe sahip olmamasına rağmen

ekonomik açıdan ortaklar, ortaklıktaki hisseleri oranında yönetime katılma ve elde edilen geliri paylaşma hakkına sahiptirler. Ortaklık oranları koymuş oldukları sermaye ve iş gücüne göre belirlenir. Bu ortaklıkların konusunu, genellikle, tek bir iş olmakla birlikte, niteliği itibariyle uzun süreye yayılan, teknik yardım, yönetim, araştırma-geliştirme (Research&Development), petrol çıkarma ve işletme (exploration veya joint operation agreement) gibi hususlar oluşturur. Joint venture ortaklıklarında ortak maliyet, ortakların hisseleri oranında paylaşılmaktadır. İş sahibi tarafından yapılacak ödemeler, joint venture'da taraflar arasında hisseleri oranında paylaşılır.<sup>62</sup>

Ortak girişim anlaşmaları petrol endüstrisinde ortak iş yapma şeklidir. Birçok şirket büyük ölçekli ve yüksek riskli girişimlerde riski dağıtmak ve yönetmek için ortaklık kurmaktadır. Bu ortak operasyonlar endüstri ortakları arasındaki hükümet-yatırımcı ilişkilerinden farklıdır fakat genellikle hükümetin iştiraki yerine kullanılır. Bazı anlaşmalar ulusal petrol şirketi için geliştirme projelerinde bir seçenek sunar. Ulusal petrol şirketi geliştirme çalışmalarına ortak olarak katılma hakkına sahiptir.<sup>63</sup>

Ortak girişim anlaşmaları, petrol ve doğalgaz endüstrisinin iyi karakterize edilmiş şeklidir. Genellikle daha az risklidir ve bütün birleşik organizasyonlara göre ayrılmak daha kolaydır. JV'lerin bu sektörde çok yaygın kullanılmalarının birçok sebebi vardır:

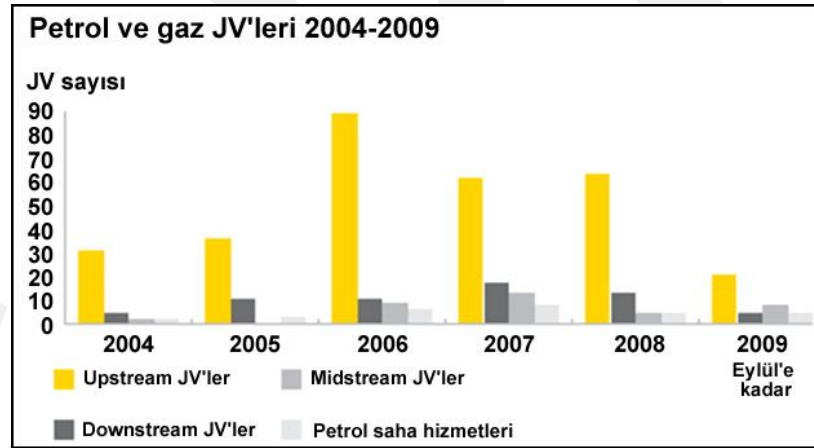
- Sermaye yoğun: Upstream projeleri tek bir şirketin finanse edemeyeceği kadar büyük projelerdir. Bu kategorideki projelerin çoğu büyük LNG (likit doğal gaz) ve derin deniz projeleridir.
- Risk konsantrasyonu: Büyük ölçekli upstream projelerinin risklerine şirketler tek başlarına maruz kalmak istemezler.
- Teknolojiye erişim: Karmaşık ve uç gelişimler özel teknoloji ve bu teknolojiye sahipliği gerektirir.
- Kaynaklara erişim: Kaynakların yasal sahibi, kaynakların potansiyelini maksimum yapacak sermayeye ve/veya teknolojiye sahip olmayabilir.
- Tedarik zincir optimizasyonu: Downstream tedarik zincirleri farklı coğrafyalar arasında varlıkların (mal ve hakların) birleşimi ile optimize

<sup>62</sup> Acar, <http://www.qafqaz.edu.az/journal/HAKAN%20ACAR.pdf>, (Erişim) 12 Ekim 2009.

<sup>63</sup> Johnston, a.g.e., s. 52.

edilebilir. Rafinaj JV'lerinin çoğu çeşitli katılımcılar için tedarik zinciri ve piyasa arz optimizasyonuna dayanır.

- Pazar konumlandırma/Portföy optimizasyonu: Mal ve hak birleşimi JV'lerin; belirli bir coğrafyada (downstream) pazar liderliği konumunu veya ürün (kimyasallar) geliştirmesine ve taraflar birleştirdiği mal ve haklar arasında portföy optimizasyonu kolaylaştırarak daha büyük mal ve haklara öncelik verildiğinden yükselen bir değer yaratmasına izin verir. Giderek artan maliyet odaklı ortamda ölçek ekonomilerinin başarılı olması durumu kritiktir.
- Düzenleyici gerekliliği: Bazı ülkelerde pazara girmek isteyen yabancı şirketler yerel kuruluşlarla ortaklık kurmak zorundadır.
- Enerji güvenliğinin siyasi hassasiyeti: JV'lerin devralma/ele geçirme karşıtı olduğu anlamına gelmektedir.<sup>64</sup>



Şekil 2-8: 2004-2009 yılları arasında petrol ve doğal gaz JV'leri (<http://www.ey.com>, (Erişim) 11 Şubat 2010.)

### JV Türleri

Petrol ve doğal gaz endüstrisinde genellikle şu üç tür kullanılmaktadır:

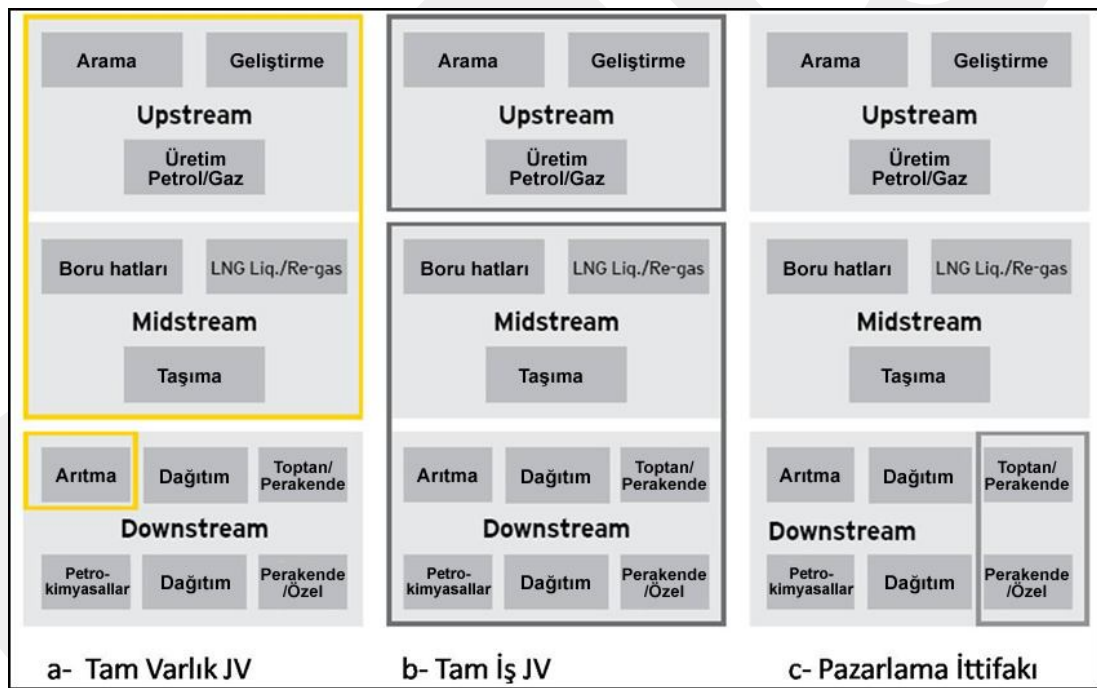
- Tam varlık JV ( the full asset JV)
- Tam iş JV (the full business JV)
- Pazarlama ittifakı (the marketing alliance)

<sup>64</sup> <http://www.ey.com>, (Erişim) 11 Şubat 2010.

**Tam varlık JV:** Bu joint venture anlaşmasının rolü belirli mevcut varlıkların düzenlenmesi ya da varlıkların geliştirilmesidir. Günümüzde giderek artan LNG projeleri, rafineri, boru hatları ve upstream JV'leri etrafındaki oluşumlara hizmet etmektedir. JV türleri arasında en çok kullanılanıdır (Şekil 19-a).

**Tam iş JV:** Bu anlaşma da tedarik zinciri, pazarlama, üretim ve ölçek sinerjisi yaratmak için tüm işletmelerin kaynaklarını birleştirmek için yapılmaktadır. (Şekil 19-b).

**Pazarlama İttifakı:** Bu anlaşmada ise birleşmenin amacı pazarlama ürünüdür. Örneğin otomobil yakıtı perakendecileri ve mağazalar güçlerini birleştirerek müşteri hizmetlerinde beraber hareket etmektedirler (Şekil 19-c).<sup>65</sup>



Şekil 2-9: JV türleri faaliyet şeması (<http://www.ey.com>, (Erişim) 11 Şubat 2010.)

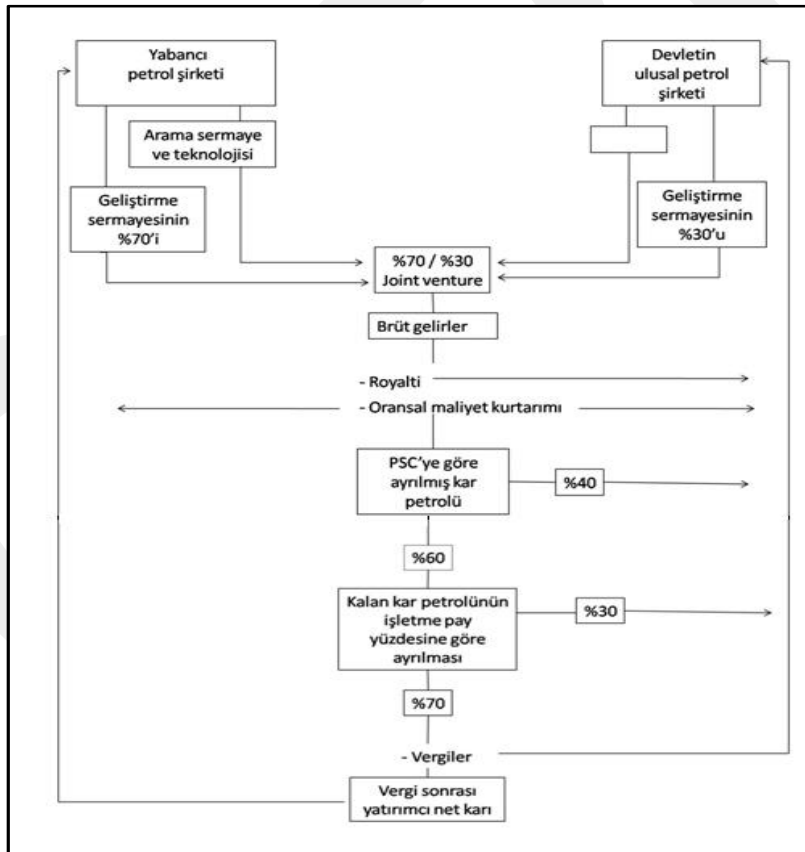
Şekil 2-10'da genel hükümet/yatırımcı ortak girişimini göstermektedir. Burada hükümet üretim- pay ortaklığı %30'dur. Bu örnekte, kazançlar yatırımcı grubun lehine %60/40 oranlarında kar petrolü ile paylaşılmıştır. Hükümet yatırımcı grubun ortağıdır. Her iki ortakta payları oranında maliyet petrolü alır. Kar petrolü üretim-pay oranlarına göre paylaşılır. Bu örnek PSC'ye göre kar petrolü paylaşımını

<sup>65</sup> <http://www.ey.com>, (Erişim) 11 Şubat 2010.

göstermektedir ve joint venture düzenlemeleri ek bir paylaşım belirler. Birçok insan hükümet payını ek vergi katmanı gibi ele alır. Bu yüzden hükümet keşiften sonra sahip olduğu payı bu noktada mali bir avantaja dönüştürebilir.

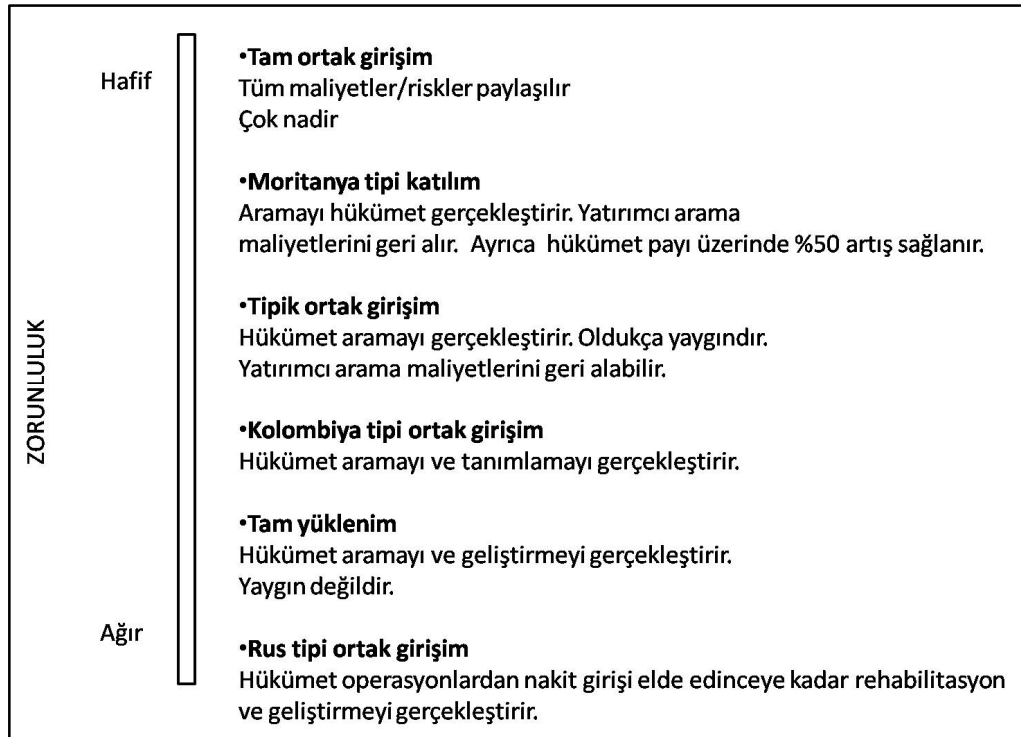
Tam ortak girişimlerde, ev sahibi ülke ve yatırımcı eşit maliyet ve risk üstlenir. Bu yüzden tam ortak girişimler ile tam ortak girişimlerin en az bulunduğu Rusya'da kullanılan ortak girişim anlaşmaları geniş bir aralıkta bulunmaktadır. Anahtar bileşen, yüklenim miktarlarıdır.

Birçok petrol şirketi/hükümet ortak girişimlerinde şirket arama maliyetlerini ve risklerini üstlenir. Diğer bir deyişle hükümet arama yaptırır. Bu oldukça normaldir ve hükümet payının belirli bir yüzdesinin fiyatlandırıldığı otomatik olarak kabul edilir.<sup>66</sup>



Şekil 2-10: Ortak girişim, PSC (Johnston, 1994.)

<sup>66</sup>Johnston, 1994:105.



**Şekil 2-11:** Ortak girişim/ hükümet katılım spektrumu (Johnston, 1994.)

### 2.3.8. Geri Alım Sözleşmeleri (Buy Back Contracts) ve Finansal Analizi

İran milli petrol şirketi (NIOC) İran'daki petrol sahası geliştirme projelerinde yabancı petrol şirketlerine karşı *buyback* kavramını kullanmaktadır. Petrol şirketinin iki rolü vardır. Yatırımı finanse eder ve NIOC tarafından işletilecek tesisin anahtar teslim inşaatını da içeren petrol sahasının gelişimini organize ederek toplam yüklenici gibi davranır.

Yatırımlar, petrol üretiminin yüzdesinden oluşturulacak gelir ile geri ödenecek krediye dönüştürülür. Faizi Libor faiz oranına göre ayarlanır. Yatırımın geri dönüş risklerini gidermek için yıllık taksitleri Remuneration Fee (RF) eklenir. RF miktarı genellikle müzakerelerde bir madde ile belirlenir; çünkü doğrudan petrol şirketi için yatırımın geri dönüşümünü ve aynı zamanda maliyet etkinliğini de etkileyecektir. NIOC'un yabancı petrol şirketlerinden veya yüklenicilerden gelecek teklifleri değerlendirme ölçüsüdür. Maliyet verimliliği, toplam maliyetin üretim kapasitesine bölünmesidir. Eğer belirli bir dönemde üretilen petrol, taksitleri ve RF'yi kapsayan geliri elde etmek için yeterli değilse buna karşılık gelen talep Libor oranına göre düzenlenerek bir sonraki döneme aktarılır. Amortisman süresinin

sonunda kalan talep aynı şekilde Grace dönemine aktarılır. Her talep bir sonraki döneme taşınır, karlılık azalır; çünkü transfer edilmiş talep sadece Libor oranına göre ayarlanır. Petrol şirketi düşük maliyetli ve verimli bir tesisi teşvik gücüne sahiptir.<sup>67</sup>

Geri alım sözleşmeleri mali sistemi; sermaye maliyeti (capex), sermaye dışı maliyetler (Non-capex), işletme maliyetleri (opex) ve banka masrafları (bank charges) şeklinde kategorize edilmektedir. Bu maliyet kategorileri belirli koşullar altında geri kazanılabilir. Bu koşullar şöyledir:

1. Sözleşme hükümleri IOC tarafından yerine getirilmelidir.
2. Maliyetler NIOC ya da NIOC tarafından kabul edilen uluslararası bir denetçi tarafından denetlenmelidir.
3. Maliyetler doğru kategorize edilmelidir. Capex, opex, non-capex ve banka masrafları gibi muhasebe prosedürüne uygun olarak sözleşmeye eklenmelidir.<sup>68</sup>

Capex olarak kategorize edilmiş maliyetler buyback sözleşmelerinde sabitlemiş bir tavan fiyattan geri ödenir. Bu limiti aşan maliyetler IOC tarafından karşılanır. Non-capex olarak kategorize edilen maliyetlerde üst limit söz konusu değildir. IOC herhangi bir non-capex maliyetini kurtarabilmektedir. Yine opex maliyetlerinde üst limit bulunmamaktadır. Opex olarak kategorize edilen maliyetler kurtarılmaktadır. Banka masrafları capex ve non-capex harcamaları için geçerlidir. İlk ayı takip eden aylardan, maliyetler ve ödemeler kurtarılanaya kadar geçen sürede hesaplanmaktadır. Ancak banka masrafları opex maliyetleri için geçerli değildir.<sup>69</sup>

Yatırımları ve aldığı risk için IOC'ye bir ödül verilir. Buyback sözleşmelerinde buna RF (remuneration fee) adı verilir. MDP'ye (master development plan) uygun olarak şartlar yerine getirildiğinde ve proje başarıyla NIOC'ye teslim edildiğinde ödenecek miktardır. Maliyetler ve RF, üretimin belli bir kısmının tahsisi ile ödenir. Bu miktar toplam üretimin %50 ile %60'ı kadardır.<sup>70</sup>

<sup>67</sup> Wright ve Byrknes, 2000:2.

<sup>68</sup> Shiravi ve Ebrahimi, 2006:199-206.

<sup>69</sup> Shiravi, **a.g.m.**, s. 202.

<sup>70</sup> Shiravi, **a.g.m.**, s. 202.

## 2.4. Türkiye’de Petrol Arama ve Üretim Anlaşmalarının Yapısı

Türkiye’de petrol sektörü 1954 yılında yürürlüğe giren, 6326 sayılı petrol kanunu ile düzenlenmektedir. Türkiye’de imtiyaz ve vergi anlaşmaları kullanılmaktadır. Kanunda, petrol hakkı sahipleri, 1 Ocak 1980 tarihinden sonra keşfettikleri petrol sahalarında ürettikleri ham petrol ve tabii gazın tamamı üzerinden, kara sahalarında % 35’ini ve deniz sahalarında % 45’ini ham veya mahsul olarak ihraç etmek hakkına sahiptirler. Geri kalan kısım ile 1 Ocak 1980 tarihinden önce bulunmuş sahalardan üretilen ham petrol ve tabii gazın tamamı ve bunlardan elde edilen petrol mahsulleri memleket ihtiyacına ayrılır.<sup>71</sup>

Kanunda arama ruhsatları ile ilgili hükme göre, bir arama sahası 50.000 hektardan fazla olamaz. Bir bölgede bir tüzel kişi aynı zamanda en fazla sekiz arama ruhsatnamesine sahip olabilir. Ancak, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, toplam ruhsat adedi petrol arama bölgesi sayısının on katını aşmamak kaydıyla her bölgede en çok on iki adet arama ruhsatı alabilir.<sup>72</sup> Bir arama ruhsatnamesinin süresi 4 yıldır. İhtiyaca göre bu süre 2 yılı aşmamak üzere uzatılabilir. Ancak, ikinci yılın sonunda arayıcının çalışmaları keşif ihtimalini doğuracak durumda ise uygun bir programla uzatma talebinde bulunulması halinde, Bakanlar Kurulu teminat karşılığında süreyi iki yıla kadar daha uzatabilir.<sup>73</sup>

Arama aşamasında petrol şirketi, her arama sahası için devlete aşağıdaki tutarları hektar esasına göre ödemektedir (Tablo 2-16).

**Tablo 2-16:** Arama sahaları için devlet hakkı miktarları

1-2-3. yıllar için	40 TL/hektar
4-5. yıllar için	80 TL/hektar
5. yıldan sonraki her yıl için	120 TL/hektar

<sup>71</sup> Petrol Kanunu, madde 13

<sup>72</sup> Petrol Kanunu, madde 53

<sup>73</sup> Petrol Kanunu, madde 55

Arayıcı, aynı bölgeye dahil arama sahalarının herhangi birinde o bölgeye ait en eski ruhsatnamesinin tarihinden itibaren en geç üç yıl içinde arama sondajlarına başlamak zorundadır. Arama sondajına başlamış bulunan bir arayıcı, bu sondajlara, bir kuyunun tamamlanması ile bir yenisine başlanması arasında altı aydan fazla müddet geçirilmeden sondajlara devam etmek zorundadır.<sup>74</sup>

Bir işletme sahası en çok 25.000 hektardır ve bir bölgede bir hükmi şahıs aynı zamanda toplamı 150.000 hektarı aşmayan işletme sahasına sahip olabilir.<sup>75</sup> Bir işletme ruhsatnamesinin süresi yürürlüğe girdiği tarihten itibaren 20 yıldır. Genel Müdürlük tarafından milli menfaatlere, teknik ve ekonomik esaslara uygunluğu tespit ve teklif edilmek suretiyle ve toplamı 10'ar yılı geçmemek üzere iki defa Bakanlar Kurulu kararı ile uzatılabilir.<sup>76</sup> Bir işletmeciye işletme ruhsatının alınmasından başlayarak bir yıl içerisinde işletme sahasında ekonomik miktarda petrol üretmez ise kendisine 90 gün süre verilmektedir. Eğer bu süre içerisinde de firma üretimde bulunamaz ise işletme hakkı düşer.<sup>77</sup>

İşletmeciler her işletme sahası için bir Devlet hakkı ödemekle mükelleftirler. Devlet hakkı işletme sahasının hektarı başına yıllara göre ödenecek miktarlar tabloda gösterilmektedir. Bakanlar Kurulu, bu miktarları on katına kadar artırabilir.<sup>78</sup>

**Tablo 2-17:** Bir işletme sahası için ödenecek devlet hakkı miktarları

1. yıl için	225 TL
2. yıl için	300 TL
3. yıl için	375 TL
4. yıl için	450 TL
5. yıl için	600 TL
6. ve sonraki yıllar için	750 TL

Bir arayıcı veya işletmeci, arama veya işletme sahasından istihsal edip depoladığı petrolün sekizde birini Devlet hissesi olarak ödemekle mükelleftir. Yani

<sup>74</sup> Petrol Kanunu, madde 58

<sup>75</sup> Petrol Kanunu, madde 61

<sup>76</sup> Petrol Kanunu, madde 65

<sup>77</sup> Petrol Kanunu, madde 66

<sup>78</sup> Petrol Kanunu, madde 69

imtiyaz hakkı üretim miktarı üzerinden % 12,5'tir. Devletin bu payı nakden veya petrol olarak ödenebilmektedir. Bu ödemelerin tutarı kuyubaşı fiyatı üzerinden hesaplanmaktadır.<sup>79</sup>

Petrol hakkı sahibi yürürlükte bulunan bütün vergi, resim ve harç kanunları ile Vergi Usul Kanunu hükümlerine, bunların ek ve tadillerine ve bunların yerine kaim olacak kanunlara tabidir. Ancak bunların safi kazançları üzerinden ödemekle mükellef buldukları vergiler ve hissedarları adına yapmaları gereken gelir vergileri tevkifatı toplamı % 55'i geçemez.<sup>80</sup>

Kanunun 97. Maddesinde; "5422 sayılı Kurumlar Vergisi Kanununun 14'üncü maddesi gereğince kurum kazancının tespitinde mükellefler tarafından hasılattan indirilebilecek giderlerden başka petrol hakkı sahipleri aşağıdaki indirimleri de yapabilirler:

- a) Petrol hakkı sahibi kurumların, Petrol Kanununun 56'ncı maddesinde değişiklik yapan bu Kanunun 25'inci maddesinde belirtilen, mahsup işleminden sonra varsa, ödedikleri Devlet hakkı ve hisseleri,
- b) Petrol hakkı sahibi kurumların ellerindeki sahanın terk edilmesi gereği olarak terk ettikleri ekonomik değerlerin henüz itfa edilmemiş bakiye değerleri,
- c) Petrol hakkı sahibi kurumların aktifleştirmedikleri arama giderleri, sondaj fer'i giderleri ve ekonomik miktarda verimi olmayan kuyuların açılma giderleri,
- d) Tükenme payları.

Tükenme payı petrol hakkı sahibinin sermaye hesabına alarak aktifleştirdiği arama giderleri, sondaj fer'i giderleri ve ekonomik miktarda verimi olmayan kuyuların açılma giderleri toplamından ibaret olup Vergi Usul Kanunu'nun 316'ncı maddesi hükmüne kıyasla her saha için ayrı ayrı olmak üzere, Maliye Bakanlığı ile Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nce müştereken belli edilecek nispetler üzerinden itfa edilir. Ancak, sahanın petrol istihsalinden başka bir maksada tahsis edilmiş bulunan kısmının maliyet veya kıymeti ile petrol ameliyesinin sona erdiği tarihte bu sahanın petrol hakkı sahibi bakımından haiz olduğu bakiye değer tükenme payından indirilir." denmektedir.

<sup>79</sup> Petrol Kanunu, madde 78

<sup>80</sup> Petrol Kanunu, madde 95

#### 2.4.1. 5574 Sayılı Yeni Türk Petrol Kanun Tasarısı

Kanunla, Türkiye arazisi, kara ve deniz bölgeleri olarak ikiye ayrılırken, deniz bölgeleri ise karasuları içi ve karasuları dışı olmak üzere ikiye ayrılır.<sup>81</sup> Bir arama sahası karalarda 100.000, denizlerde 1.000.000 hektardan fazla olamaz.

**Tablo 2-18:** Petrol yasa tasarısında arama ruhsatları süreleri

	Karada	Denizde
Arama ruhsat süresi	5	8
1. uzatma süresi	2	3
2. uzatma süresi	2	3

İşletmeciler, her işletme ruhsatı için hektar başına yılda 1 YTL Devlet hakkı ödemekle yükümlüdür. Denizlerde bu miktar dörtte bir oranında tahsil edilir. Bu miktarlar Genel Müdürlükçe Üretici Fiyatları Endeksinin (ÜFE) yıllık artışı oranında her yıl ocak ayında yeniden belirlenir.<sup>82</sup>

Bir arayıcı veya işletmeci, tek rezervuar olarak tanımlanmış üretim sahasından ürettiği petrolden, aşağıda belirlenen dilimler arasında aylık net üretimin gün sayısına bölünmesiyle bulunan günlük üretim miktarlarına göre tespit edilen oranlarda devlet hissesi ödemekle yükümlüdür. Oranlar Tablo 2-19 ve Tablo 2-20'de görülmektedir.

**Tablo 2-19:** Karalarda üretim sahası bazında devlet hissesi oranları

Ham petrol üretimi (varil/gün)	Devlet hissesi oranı
≤ 500	%2
501-2.000	%4
2.001-5.000	%6
5.001-10.000	%8
>10.000	%12

<sup>81</sup> Petrol Kanun Tasarısı, madde 12

<sup>82</sup> Petrol Kanun Tasarısı, madde 16

**Tablo 2-20:** Denizlerde üretim sahası bazında devlet hissesi oranları

Ham petrol üretimi (varil/gün)	Devlet hissesi oranı
≤ 20.000	%2
20.001-50.000	%6
50.001-100.000	%8
100.001-150.000	%10
>150.000	%12

Ayrıca tasarıya göre petrol üreticisinin ödeyeceği Devlet hissesi, kuyubaşı fiyatı üzerinden hesaplanacak ve bu petrolden Devlet hissesi alınmayacaktır.

Yine tasarıda “ Su derinliği; 0-500 m arasındaki sahalardan yapılan üretimden % 5, 501-1000 metre arasındaki sahalardan yapılan üretimden % 10, 1001 metre ile 1500 metre arasındaki sahalardan yapılan üretimden % 20, 1500 metreden fazla olan sahalardan yapılan üretimden % 30 oranında daha az Devlet hissesi alınır.” denmektedir. Gravitesi 16 API’dan az olan ham petrolden % 50 oranında ve Genel Müdürlük tarafından kabul edilecek üretimi artırma yöntemleri ile elde edilecek ilave üretimden de % 25 oranında daha az Devlet hissesi alınacağı belirtilirken; ayrıca “Arama veya işletme sahası ile ilgili olarak yapılan petrol işlemlerinde kullanılan petrolden Devlet hissesi alınmaz.” denmektedir.

1959 yılında ‘Türkiye’de Petrol Aramaları’ konulu konferansta; ”Petrol kanununun bir şirkete, bir bölge dahilinde azami ellişer bin hektarlık sekizer adet arama ruhsatnamesi verilebileceği hakkında tahdidi hükmü olmasaydı, faaliyet gösteren şirketlerin, aynı bölgede daha fazla ruhsatname isteyecekleri şüphesizdi.” denmektedir.<sup>83</sup> 1954 yılında yürürlüğe giren ve hala yürürlükte olan petrol kanunumuz yatırımcıları sınırlayan bu hükme sahiptir. Bu hüküm, yasa tasarısında değişmesi beklenen maddelerden biriydi ancak; “TPAO’nun, toplam ruhsat adedi petrol arama bölge sayısının on katını aşmamak kaydıyla, her bölgede en çok 12 adet

<sup>83</sup>İplikçi, 1959:6.

arama ruhsatı alabilir.” hükmü yeni yasada yer almamıştır. Aksine 5574 Sayılı Yasa tasarısının 16. maddesiyle arama ruhsatındaki sınırlama kaldırılmıştır. TPAO’nun ruhsat sayısındaki avantajlı konumu kaldırılmıştır. Başka bir deyişle, Türk Milli Petrol şirketi, yatırım yapacak şirketlerle eşit konuma getirilmiştir.

GCCRIIS

## ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

### PETROL ARAMA VE ÜRETİM PROJELERİNİN ANALİZİ VE YATIRIM KARARLARININ DEĞERLENDİRİLMESİ

Bugün, uluslararası petrol ve doğalgaz endüstrisi dünya çapında, bölgesel ve yerel düzeyde, yüksek sermaye yoğun ve riskli endüstriler arasında en önemlisi olmayı sürdürüyor. Birçok petrol ve gaz yatırımı nispeten yüksek risk içerir ve yatırımlardan istenen sonuçlar elde edilemeyebilir. Diğer taraftan bazı yatırımların sonuçları beklendiği gibi iyi, hatta beklenenden de iyi olabilir. Bundan dolayı yatırım kararlarının; tam veya kısmi risk ile kayıpların veya önemli kazanımların arasındaki kuvvetli ters orantıya dayanması gerekir.

Petrol yatırımlarının analizi, risk muhasebesi için çok önemlidir, çünkü yatırım kararının sonucu, geniş bir aralıktaki belirsiz değişkenlere bağlıdır. Petrolün varlığı ve üretilebilirliği ile ilgili tahminler, belirsiz tahminlerdir. Ürün fiyatlarındaki belirsizlik, giderler, gelecekteki yatırımlar ve vergi kanunları ile bu belirsizlik daha da karışık hale gelmektedir. Ayrıca, üretim tesisleri ile ilgili mekanik riskler, insan hataları ve yeni teknolojiler, jeolojik ve ekonomik belirsizliklere eklenir.<sup>84</sup>

#### 3.1. Rezerv Tahminleri

##### 3.1.1. Rezervlerin Sınıflandırılması

Petrol ve gaz göstergeleri için her zaman standart tanımlamalar kullanılamaz. Kaynak tahminleri yapılırken tahmin prosedürleri farklılık göstermekle beraber mesleki deneyimler ve yargılar kararlarda belirleyici rol oynamaktadır.

Kaynak – yer kabuğunun içinde ya da üzerinde ekonomik çıkartımı verimli ya da verimlilik potansiyeli olan doğal olarak meydana gelen katı veya sıvı petrol, petrol benzeri malzeme yada doğal gaz konsantrasyonudur.

Keşfedilmiş kaynaklar – konumu, niceliği, niteliği sondaj ve jeolojik kanıtlarla mühendislik ölçümleri ile desteklenen, bilinen kaynaklardır.

---

<sup>84</sup> Mian, 2002.

Keşfedilmemiş kaynaklar – geniş jeolojik bilgi ve teori temeline dayanarak varlığı tahmin edilmiş kaynaklardır.

Rezerv – tahmini bir sürede ekonomik olarak çıkarılabilen belirlenmiş kaynağın maden ve enerji hammaddesi olarak kullanılabilen kısmıdır. Rezerv; petrol, doğal gaz, katran kumu ve doğal olarak oluşmuş asfaltı içerir.

İspatlanmış rezerv – jeolojik olarak iyi bilinen sahalardan yakın aralıklı ölçümlerden ve analizlerden hesaplanan, nitelik ve niceliği elde edilmiş materyaldir.

Belirlenen ya da olası rezerv – keşfedilmiş sahada ikincil yada gelişmiş yöntemlerle gelecek yıllarda ispatlanmış rezerve katılacak muhtemel materyaldir.

Kanıtlanmış rezerv – olası ve ispatlanmış rezervlerin toplamı için kullanılan ortak terimdir.

Mümkün rezerv – keşfedilmiş sahalarda gelecek yıllarda ispatlanmış rezerve katılabileceği kısmen sondaj ve üretim verilerinden kısmen jeolojik ekstrapolasyon ve mühendislik kanıtlarıyla belirlenmiş materyaldir.

Keşfedilmiş ekonomik olmayan rezerv – tahmin edildiği tarihte ekonomik üretilebilirliği olmadığı bilinen kaynaklardır.

Varsayımsal kaynaklar – bilinen jeolojik koşullar içinde bilinen üretim havzasında varolması beklenen keşfedilmemiş kaynaklardır.

Spekülatif kaynaklar – varolması beklenen halihazırda üretim yapılmayan havzalardaki keşfedilmemiş materyaldir.

Keşfedilmemiş ekonomik olmayan kaynaklar – varsayımsal ve spekülatif yataklarda bulunan materyaldir. Bulduğunda mevcut teknoloji ile üretilmesi ekonomik olmayacak kaynaklardır.

Diğer oluşumlar – öngörülen süre içinde üretilebilir olması umulmayan materyaldir. Bu süre 25 yıl olarak tanımlanmaktadır.<sup>85</sup>

### 3.1.1.1. İspatlanmış Rezervler

AIME'nin Petrol Mühendisleri Topluluğu, arazinin değerlendirilmesi için aşağıda belirtilen ispatlanmış rezerv tanımlarını kabul etmiştir.

---

<sup>85</sup> Ikoku, 1985:10.

İspatlanmış rezervler – ham petrol, doğal gaz ve doğal gaz sıvılarından bilinen petrol ve doğal gaz rezervuarları mevcut ekonomi ve çalışma koşulları altında, jeolojik ve mühendislik verilerinin gösterdiği makul kesinlikte, gelecekte kazanılabilir olduğunu gösteren niceliklere sahiptir. Ayrıca kati bir kesinlikte teknik yargıları temsil ederler.

Sondajlanmamış alanlar – ispatlanmış rezervuarların sondaj yapılmış yada yapılmamış alanları ispatlanmış rezerv tahmininde dikkate alınır. Sondaj yapılmamış sahanın ispatlanmış rezervleri geliştirilmiş alanların hemen yakınındaki sondaj üniteleri ile sınırlıdır. Eğer üretim yapılan formasyonlar hakkındaki jeolojik bilgi sondaj yapılmamış alanlar boyunca devamlılığı garanti ediyorsa bu durumun istisnasıdır.<sup>86</sup>

Akışkan enjeksiyonu – keşfi tamamlanmış bir petrol alanında rezervuarın özelliklerine göre farklı mesafelerde kuyular açılır; almaşık kuyulara (alternate wells) su pompalandığında tüm rezervuarın basıncı sabit kalır veya biraz yükselir, dolayısıyla kuyulardan alınan petrol üretim hızı artar. Ayrıca su, fiziksel olarak petrolü yukarı doğru iteceğinden petrol üretim verimi de artar (~ %30). Kil miktarı çok az ve düzenliliği çok yüksek olan bazı rezervuarlarda suyla yüzdürme yöntemiyle rezervuardaki petrolün %60'dan fazlasının elde edilmesi mümkündür.<sup>87</sup>

1. İspatlanmış Gelişmiş Rezervler – mevcut tesisler ile mevcut kuyulardan üretim yapılan rezervlerdir.
  - a- İspatlanmış Gelişmiş Üreten Rezervler - bu tür rezervler tamamlanma süresi içerisinde üretime açık olan mevcut kuyulardan üretim yapılan rezervlerdir.
  - b- İspatlanmış Gelişmiş Üretmeyen Rezervler – mevcut kuyuların casinglerinin arkasında ya da bu kuyuların mevcut kaynağın altındaki en küçük derinlikteki ispatlanmış gelişmiş rezervlerdir. Böyle rezervlerin geliştirme maliyetleri yeni kuyu maliyetlerinden görece olarak küçük olmalıdır.
2. İspatlanmış Gelişmemiş Rezervler – yeni kuyularla ya da sondaj yapılmamış sahalardan ya da akışkan enjeksiyonu için yeni tesislere yada

---

<sup>86</sup> Ikoku, a.g.e., s.11.

<sup>87</sup> Beşergil, a.g.e., s.102.

yeniden tamamlanması için görel olarak çok büyük giderler gerektiren mevcut kuyulardan kazanılabilir rezervlerdir.<sup>88</sup>

### 3.1.1.2. Olası Rezervler

Petrol ve gaz arazileri değerlendirilirken ve ekonomik kararlar alınırken genellikle kesin olarak ispatlanmamış rezervlerin tahminine ihtiyaç duyulur.

Olası Birincil Rezervler – üretimdeki ticari bir oranla ispatlanmamıştır. Testler ve ek sondajlarla kanıtlanmalıdır.

Olası İkincil Rezervler – geçmiş üretim performansları, kuyu logu ya da rezervuar verileri sayesinde varolduğu düşünülen rezervlerdir. Fakat rezervuar ikincil kurtarma operasyonlarına maruz kalmamıştır.<sup>89</sup>

### 3.1.1.3. Mümkün Rezervler

Üretim yapılmayan bölgelerde jeolojik ya da diğer rezervuar bilgileri sayesinde üretilebilir hidrokarbonun mevcut olabileceği düşünülen rezervlerdir.

Mümkün Birincil Rezervler – mevcut bilgiyle daha ileri bir sınıflandırmayı desteklemeyen mevcut olabilecek rezervlerdir.

Mümkün İkincil Rezervler – ikincil kurtarma operasyonlarına uygun görülen ikincil rezervlerdir fakat mevcut bilgi daha ileri bir sınıflandırmayı desteklemeyecektir.<sup>90</sup>

## 3.2. Petrolün Teknik Maliyetleri

### 3.2.1. Üretim Maliyetleri

Ham petrolün teknik maliyetlerinde arama yatırımlarının amortismanlarına ek olarak bazı değişken üretim giderleride girmektedir. Bunlar;

Arama giderleri: yeni yatakların bulunmasıyla ilgilidir.

Geliştirme giderleri: bulunan yatakların üretime alınmasıyla ilgili bu giderler, yatırımların çok önemli bir bölümünü oluştururlar.

<sup>88</sup> Ikoku, a.g.e., s.11.

<sup>89</sup> Ikoku, a.g.e., s.11.

<sup>90</sup> Ikoku, a.g.e., s.11.

İşletme giderleri: yatakların iyi işlenmesini sağlamak için gerekli günlük işletme giderleri olup bunlara elde edilen toplam hidrokarbon miktarının yükselmesi olanağını veren destekli reküperasyon giderlerinde eklenmesi gerekir.

Arama giderleri, buluşun birinci sondajına kadar jeoloji ve jeofizik çalışmalarını içermektedir. İşletme giderleri, yatağın işletme alınması için açılması gereken kuyuların amortismanını kapsamakta, mühendislik rezervuar çalışmaları optimal tekno-ekonomik üretimin araştırılması ve genellikle yükleme noktası ile taşıma bağlantısı dahil yataklar üzerinde iş ünitelerinin kurulması imkanını veren giderlerin bütününe karşılık olmaktadır.

Ham petrolün üretim teknik maliyeti büyük farklılıklar göstermektedir. Arama sondajlarında başarı yüzdesi çok değişmekte ve her jeolojik bölge özel durum arz etmektedir. Kuyu başı ortalama üretim tahminleri de büyük oranlarda değişmektedir. Coğrafi ve jeolojik koşullar, aynı zamanda araştırma ve üretim maliyetlerinde büyük farklılıklar doğurmaktadır. Coğrafi açıdan taşıma zorlukları ve iklimsel koşullar toplam maliyet fiyatını çok etkilemektedir.<sup>91</sup>

### **3.2.1.1. Karada Teknik Maliyetler**

Yüzey jeolojisi ekibinin ele alınan bölgenin petrol kapsama şansı olup olmadığını belirlenmesi ve ruhsatın yüzeysel olarak tanımlanmasından sonra bölgenin derinlemesine incelenme aşaması olan jeofizik çalışmalar başlamaktadır. Gravimetri-magnetometri ve sismik yöntemler kullanılmaktadır. Ayrıca arama sondajları arama harcamalarının en büyük kısmını oluşturmaktadır. Geliştirme giderleri ise yatırımlar için buluş havzasında yapılan sondajların maliyeti, yüzey (toplama şebekesi, ayırma ve işlem üniteleri, stoklama, ulaşım şebekeleri) ve tahliye tesisleri tarafından oluşturulur.<sup>92</sup>

### **3.2.1.2. Denizde Teknik Maliyetler**

Denizdeki sondajların maliyetleri, karada olduğu gibi yalnız coğrafi bölgelere ve platform tiplerine göre değil özellikle suyun derinliğine göre de çok geniş bir maliyet dağılımı gösterir.

<sup>91</sup> Yücel, a.g.e., s.403.

<sup>92</sup> Yücel, a.g.e., s.406.

Dünyadaki çeşitli platform tiplerine göre yatırımların ifade ettiği değerler geniş bir alana yayılmaktadır. Platform maliyeti, kuyu sayısına ve coğrafi bölgeye ve deniz koşullarına göre değişmektedir.

Diğer bir önemli maliyet elemanı da taşımadır. Bir yatağın yeterli üretimi olması halinde, denizin dibi buna imkan veriyorsa, bir boru hattının döşenmesi gerekecektir. Bu maliyette doğal olarak derinlik ve borunun çapı önemli rol oynamaktadır. Gerek üretim platformları ve gerek taşıma için yatırımın büyüklüğü karşısında denizde bir yatırımın her zaman çok önemli fakat aynı zamanda çok değişken olduğu görülmektedir.<sup>93</sup>

### **3.2.2. Ham Petrolün Taşıma Maliyetleri**

Taşıma giderleri nedeniyle, petrolün coğrafi yeri önem kazanmaktadır. Ham petrolün büyük miktarlarda taşınması gerekirse, ya boru hattı ya da tanker kullanılmaktadır.<sup>94</sup>

#### **3.2.2.1. Petrolü Boru Hattı İle Taşıma**

Boru hattıyla taşımamanın satış fiyatı ve maliyet fiyatı arasında ayırım yapılması zordur. Çünkü taşınan ürünün tamamını doğrudan kullanan üretici veya tasfiye şirketleri, taşıma aracının da pay sahipleridir. Ancak bu kuralın dışında kalan ulusallaştırılmış veya yerel taşıma işlerinin yapıldığı sayıları giderek artan üretici-ihracatçı ülkeler de bulunmaktadır. Boru ile taşıma giderleri başlıca iki bölümden oluşmaktadır. Yatırım amortismanı ve işletme giderleridir.<sup>95</sup>

##### **3.2.2.1.1. Yatırım Harcamaları ve Amortismanlar**

Bir boru hattının döşenmesi basittir, ama çok yüksek yatırım giderleriyle karşılaşılması için yeteri kadar hızlı çalışılması, bunun içinde iyi hazırlanmış bir iş programı bulunması gerekir.

<sup>93</sup> Yücel, a.g.e., s.410.

<sup>94</sup> Yücel, a.g.e., s.414.

<sup>95</sup> Yücel, a.g.e., s.414.

Yatırım; malzeme, döşeme, geçiş hakkı ve yapılan hasarlar için arazi sahiplerine ödenen tazminat, çeşitli giderler ve pompalamala istasyonlarını kapsamaktadır.<sup>96</sup>

### 3.2.2.1.2. İşletme Giderleri

Tesislerin işletilmesiyle ilgili olmayan amortismanlar ve finansman giderleri sabit giderler gibi sayılmaktadır. Ancak işletme giderleri tam anlamıyla değişken giderler değildir. Çünkü boru hattının uzun bir süre tamamen kullanılmaması dışında personele yol verilmesi olanaksızdır. Bu giderler gerçek debiyle değil fakat daha çok boru hattının üzerindeki kurulu güç ile değişecektir. Bu giderler şunları kapsamaktadır:

**Personel giderleri:** Bir boru hattının üzerinde çalışan işçilerin sayısı genellikle çok değildir. Ancak çok kalifiye olan bu personel çok pahalıdır. Bu gider faslının etkisini azaltmak amacıyla otomatikleştirme ve uzaktan kumandalı kontrol azami düzeye çıkarılmaktadır.

**Enerji giderleri:** Bu giderler toplam işletme giderlerinin yaklaşık %30 unu oluşturmaktadır. Bu oran özellikle pompalama istasyonlarının sayısına, yani boru hattının debisine ve profiline bağlıdır. Taşınan ton başına enerji, debinin karesiyle değişir.

**Bakım giderleri:** Boru hatları için son yıllarda bakım hemen hemen sıfırdır. Buna karşılık hat ne kadar otomatikleştirilmiş olursa pompalama ve denetim ile ilgili bakım o oranda önem kazanmaktadır.

Diğer gider bölümleri arasında; sigorta, kira, genel giderler vs. bulunmaktadır.<sup>97</sup>

### 3.2.2.1.3. Ekonomik Kullanma Koşulları

Bir boru hattı tasarlanırken hesaplamanın temel noktası, genel olarak taşınması gereken tonajdır. Yatırımlar ve işletme giderlerinin bu tonajla nasıl değiştiği hesaplanır. Yatırımın önemli bir bölümünü oluşturan borudur. Bu boruların ağırlığı çaplarına göre artarken taşınacak maddenin miktarıda boru kalınlığına bağlı

<sup>96</sup> Yücel, a.g.e., s.415.

<sup>97</sup> Yücel, a.g.e., s.418.

olacağından, boru hattının fiyatı çaptan daha hızlı artar. Buna karşılık diğer bütün eşit koşullar altında döşeme ve pompalama giderleri çapa göre daha az artmaktadır.

Bu iki ters etkinin sonucunda belirli bir debi için, yatırım hemen hemen boru çapı ile orantılı olmaktadır. Amortismanlar boru çapı ile orantılı şekilde değişirken işletme giderleri çapa ters orantılı olacaktır. Dolayısıyla belirli bir debi için en düşük maliyet fiyatına denk gelen optimal bir boru çapı bulunacaktır.<sup>98</sup>

### 3.2.2.2. Petrolün Gemi ile Taşınması

Petrol deniz ticaretinin önemi petrol gemilerinin ulaşmaları gereken büyük uzaklıklar dolayısıyla daha da artmaktadır. Uluslararası büyük petrol şirketleri deniz taşımacılığında önemli roller yüklenmektedir ve bunlar toplam tonajın %20'sine sahiptirler.<sup>99</sup>

### 3.2.2.3. Tankerle Taşıma Maliyeti

Tankerle taşınan tonun maliyet fiyatı, gemilerin boş durması pahasına uzun zaman altına inemeyeceği bir taban oluşturmaktadır. Maliyet fiyatı iki etkenden oluşmaktadır; yapım maliyeti, liman ve yakıt harcamaları ile birlikte işletme yükleri.

Sefer başına maliyet fiyatı 3 elemandan oluşmaktadır; amortisman ve finansman şarjları, işletme giderleri, liman ve yakıt giderleri. Aynı zamanda şöyle bir ayırmda yapılabilir:

- Belirli bir sefere yüklenemeyen indirekt giderler
  - Amortisman ve finansman giderleri
  - Denetim giderleri
  - Sigortalar
  - Teşebbüsün genel giderleri
- Belirli bir sefere yüklenebilen direkt giderler
  - Personel ücretleri ve sosyal şarjları
  - Kumanyalar ve ikmal
  - Yağlar
  - Liman kılavuz ve römork giderleri

<sup>98</sup> Yücel, a.g.e., s.419.

<sup>99</sup> Yücel, a.g.e., s.423.

- Gereğinde kanal hakları <sup>100</sup>

### 3.3. Nakit Akışlarının Kontrolü

- Ekonomik analizin temelinde; ürün fiyatları, sermaye ve işletme masrafları, zamanlama, risk faktörü, üretim profili gibi ögeler yer almaktadır.
- Ürün fiyatları: Petrol fiyatları ekonomik modele giren ilk veridir. Tahmin edilen fiyat yapısının dışında, projenin nakit akışı birden fazla fiyat tahminine göre kurulmalıdır. Fiyat projeksiyonları arama projeleri değerlendirilirken çok daha kritik ve daha az güvenilirdir.
- Sermaye ve işletme masrafları: Alanın büyüklüğüne veya deniz derinliğine bağlı olarak geliştirme giderleri, sondaj maliyetleri, boru hattı maliyetleridir.
- Zamanlama: Gerçekçi bir zamanlama tahmini proje ekonomisi için çok önemlidir. Sondajda, platform montajında ve üretimde meydana gelebilecek potansiyel bir gecikme bir risk unsuru olarak ortaya çıkar. Projenin başında meydana gelebilecek bir gecikme iç verimliliğinde (IRR) bir azalmaya neden olur.
- Risk faktörü: Kuru kuyu riski, hem sondaj hem de geliştirme aşamalarında vardır. Ancak başarılı sondaj teknik bir kavram iken ticari anlamda bir başarıyı karşılamayabilir. Bazı başarılı kuyular kuru olarak nitelendirilerek terkedilmektedir. Wildcat dünya ortalaması %10 ile %13 arasında değişmektedir.
- Üretim profili: Nakit akımı belirlenirken öncelikle üretim profili tahmini yapılır. Yıllık üretilebilir rezervin en fazla ne kadar olabileceği değerlendirilir. Tipik bir petrol sahasının rezervlerinin %16'sını üretmesi beklenir. <sup>101</sup>

<sup>100</sup> Yücel, a.g.e., s.425.

<sup>101</sup> Özdemir, 1997: 167-172.

### 3.4. Yatırım Projelerinin Karlılığı

#### 3.4.1. Geri Ödeme Süresi Yöntemi (Payout Period)

Geri ödeme süresi bir yatırımın sağlayacağı net para girişinin, yatırım tutarını karşılayabilmesi için geçmesi gerekli zaman uzunluğudur. Bu yöntemin esası, bir proje için yatırılan paranın kaç yıl sonra geri alınabileceğinin hesaplanmasıdır. Bu yöntemde birden fazla yatırım projesi arasında seçim yapılıyorsa, geri ödeme süresi en kısa olan proje seçilir. Ayrıca bu sürenin, girişimcinin belirlediği kabul edilebilir azami geri ödeme süresinden de kısa olması gerekir. Eğer tek yatırım projesi varsa, bu projenin uygun görülebilmesi için, kabul edilebilir azami geri ödeme süresinden daha kısa bir geri ödeme süresine sahip olması gerekir. Yatırımlarda geri ödeme süresi, yatırımın sağlayacağı net nakit girişlerinin zaman içinde değişiklik gösterip göstermemesine göre iki şekilde hesaplanır.

- a) Yatırımın sağlayacağı net nakit girişleri yıllar itibarıyla değişiklik gösteriyorsa geri ödeme süresi, yatırımın her yıl sağlayacağı net nakit girişleri, yatırım tutarına eşit oluncaya kadar toplanarak hesaplanır.

Örneğin; sondaj maliyetleri 1,500,000dolar ve yatırımın gelecekteki nakit akışları :

Yıl	Nakit akışı
1	1.000.000 dolar
2	800.000
3	600.000
4	400.000
5	200.000
6	<u>100.000</u>
	3.100.000 dolar

$$1.500.000 \text{ dolar} - 1.000.000 = 500.000 \text{ dolar}$$

$$\frac{500.000 \text{ dolar}}{800.000 \text{ dolar}} = 0,625$$

Sonuç olarak geri ödeme süresi= 1,625 yıl olarak belirlenir.

- b) Yatırımın sağlayacağı net nakit girişleri yıllar itibarıyla değişiklik göstermiyorsa geri ödeme süresi, yatırım tutarının net nakit girişlerine bölünmesi şeklinde aşağıdaki formül ile hesaplanır.

$$\text{Geri Ödeme Süresi} = \frac{\text{Yatırım Tutarı}}{\text{Yıllık Net Nakit Girişleri}}$$

### 3.4.2. Net Bugünkü Değer Yöntemi (Net Present Value Profit)

Bir yatırımın net bugünkü değeri, belirli bir iskonto oranına göre indirgenmiş giderlerin toplamı ile indirgenmiş gelirlerin toplamı arasındaki farktır. Net bugünkü değer sonucunda pozitif ise, yatırım yapılır, negatif ise vazgeçilir. Belirli bir iskonto oranı (r) üzerinden birden fazla projenin net bugünkü değeri pozitif ise, en yüksek pozitif değeri veren proje tercih edilir. Net bugünkü değer yönteminde nakit giriş ve çıkışları önceden indirgenmektedir. Bu nedenle, net bugünkü değer yönteminde “r” nin belirlenmesi çok önemlidir. Bu oranın yüksek veya düşük saptanması yatırımlar arasındaki sıralamayı etkiler.

Projenin ekonomik ömrünün tamamını hesaba katması ve paranın zaman değerini dikkate alması yöntemin en önemli faydalarıdır. Ancak, yöntem büyük projeler lehine bir analize yol açmaktadır. Diğer taraftan, NBD yönteminde r'nin değeri, diğer bir ifade ile yıllık yatırım harcaması ile nakit girişlerinin bugüne indirgemesinde kullanılan iskonto oranının değeri, elde edilecek sonucu oldukça etkilemektedir.

Bu oranın yüksek ya da düşük saptanması projenin red veya kabulüne, veya alternatif projeler arasındaki sıralamaya etki edebilir. Bu nedenle seçilecek iskonto oranı analizin sonucu açısından son derece önemlidir. Eğer, yatırımın finansmanı kredi ile sağlanıyorsa iskonto oranı bu krediye ödenecek faiz oranı olmalıdır; hem kredi hem de öz kaynaklardan yararlanılıyorsa indirgeme oranı olarak kaynak maliyetlerinin ağırlıklı ortalamasının alınması uygun olacaktır. Diğer bir önemli nokta da, indirgeme oranı hesaplanırken enflasyon etkisinden arındırılmış olmasıdır.

Proje süresi boyunca değişik dönemlerde ortaya çıkan nakit akımları bu indirgenme oranı kullanılarak değişik değerlerde, yani paranın zaman değeri göz önünde bulundurularak işleme sokulurlar.

$$NBD = \sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}$$

Burada,

$A_t$ = t. Yılda nakit akımı

$n$ = projenin yaşam süresi( $t=0,1,2,\dots,n$ )

$i$ =indirgenme oranı

Net nakit akımı;

$A=(G-I-\Ç-F-D)(1-V)+D$  biçiminde formüle edilir.

$G$ = proje gelirleri

$I$ = ilk yatırım tutarı

$\Ç$ = amortisman ve faiz hariç işletme giderleri

$F$ =faizler

$D$ =amortisman

$V$ =vergi ve stopajlar<sup>102</sup>

---

<sup>102</sup> Demirburgan, a.g.e., s. 17.

### 3.4.3. İç Getiri (Karlılık) Oranı Yöntemi (Internal Rate of Return)

Net bugünkü değer yöntemine çok benzeyen iç getiri oranı yöntemi sadece iskonto oranı açısından farklılık gösterir. Tanım olarak iç getiri oranı, projenin nakit giriş ve çıkışlarını birbirine eşitleyen iskonto oranıdır. Tanımdan da anlaşıldığı gibi bu yöntem bir yatırım projesinin ekonomik ömrü boyunca toplam nakit girişlerini bugünkü değerini aynı dönemdeki nakit çıkışlarının bugünkü değerine eşitleyen, yani net bugünkü değeri sıfıra eşitleyen iskonto oranının bulunmasıdır. IRR hesaplanırken eşitliğin çözümüne deneme-yanılma yolu ile eşitliği sıfır yapan iskonto oranının (% r) bulunmasına kadar devam edilir.

$$\sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+r)^t} = 0$$

IRR, yatırımcının yatırım projesinden beklediği karlılık oranından (cut-off rate) büyük ise, yatırım önerisi kabul edilir. Aksi koşullarda reddedilir. Yatırım proje seçenekleri arasında bir seçim zorunlu ise, IRR yüksek olandan küçüğe doğru sıralamaya gidilir. Tercih hakkı, IRR'si en yüksek olan projeye kullanılır. Yatırımcının proje üzerinden kazanmayı beklediği minimum karlılık oranı ki bu sermayenin maliyetidir. Bu da genellikle, sermaye piyasasındaki uzun dönem borçlar için uygulanan gerçek faiz oranına veya borçlanan yatırımcının ödemiş olduğu faiz oranına eşittir.

İç getiri oranının hesaplanması, yukarıda verilen eşitliğin deneme-yanılma ile eşitliğin sol tarafını sıfır yapan oranın aranmasını gerektirir. Bunun için önce, rasgele bir r alınır ve formülde yerine konularak NBD hesaplanır. Eğer, NBD pozitif ise, r artırılarak denemeye devam edilir. Eğer, seçilen r sonucu, NBD negatif çıkıyor ise r küçültülerek NBD'i sıfır yapan r oranının aranmasına devam edilir. Bu r'yi azaltma ve artırma denemesi NBD=0 oluncaya kadar devam eder.

İç getiri oranı projeye yatırılan sermayenin karlılık oranını gösterir. Böylece karar vericiye daha açık bilgi sunulmuş olur. Bu oran ayrıca projeyi üstlenen

girişimciye proje finansmanında borç almak gerektiği zaman ödeyebileceği maksimum faiz oranının ne olacağına ilişkin bir ölçü vermektedir.<sup>103</sup>

### 3.3.4. Karlılık Endeksi (Profit to Investment Ratio)

Bir yatırım önerisinin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı *nakit akışlarının bugünkü değerinin*, *yatırım harcamalarının bugünkü değerine* oranıdır. Fayda/Maliyet $\geq$ 1 olması gerekmektedir. Yatırım projelerinin seçenekli olması durumunda, bunlar içinde sıralamak yapılmak istenirse, Fayda/Maliyet oranına göre değerlendirme sonuçları Fayda/Maliyet $\geq$ 1 olmak koşulu ile karlılık sıralamasına gidilir. NBD yönteminde olduğu gibi, bu yöntemde de kullanılacak iskonto oranının seçimi ve büyüklüğü sonucu oldukça etkilemektedir. Yöntemin amacı yapılacak yatırımlarda fayda/maliyet oranı en büyük olan projeye öncelik tanımak, dolayısıyla yatırımcının fayda/maliyet oranını maksimum kılmaktır.<sup>104</sup>

## 3.4. Risk Analizleri

### 3.4.1. Duyarlılık Analizi

Duyarlılık analizi genel karlılığı etkileyen parametrelerdeki değişikliğin yatırımın karlılığını nasıl etkilediğinin analizidir. Genellikle varyasyon olasılığını göz önüne almaz. Duyarlılık analizi yatırım üzerindeki belirsizliğin etkilerini, ekonomik değerlendirme sonuçlarını etkileyen parametrelerin değiştirilerek yatırımın karlılığının nasıl değiştiğini belirleyen değerlendirme yöntemidir. Değiştiğinde karlılık oranını önemli ölçüde etkileyebilecek kritik değişkenleri tanımlamanın bir yoludur. Bu tür özelliği olan değişkenler değiştirilir ve böyle bir değişikliğin etkisi beklenen getiri oranı üzerinde hesaplanır.

Belirsizlik ve risk hemen hemen bütün yatırım kararlarını etkilemektedir fakat özellikle araştırma/geliştirme içeren endüstrilerde ve maden, petrol ve doğal gaz aramalarında etkilidir.<sup>105</sup>

<sup>103</sup> Demirburgan, a.g.e., s.21.

<sup>104</sup> Aytakin, 2005.

<sup>105</sup> Stermole, 1996:271.

### 3.4.2. Başabaş Analizi

Başabaş analizi işletmenin değişken ve sabit maliyetleri ile kar arasındaki ilişkinin belirlenmesi analizidir. Bu analize göre faaliyetlerin belirli bir noktada toplam gelirler toplam maliyetlere eşittir. Bu noktaya başabaş noktası adı verilir. Bu noktada işletmenin zarar etmemek için ne kadar mal veya hizmet satması gerektiğini gösterir. Başabaş noktasını hesaplayabilmek için toplam gelir ve giderini bilmek gerekir.<sup>106</sup>

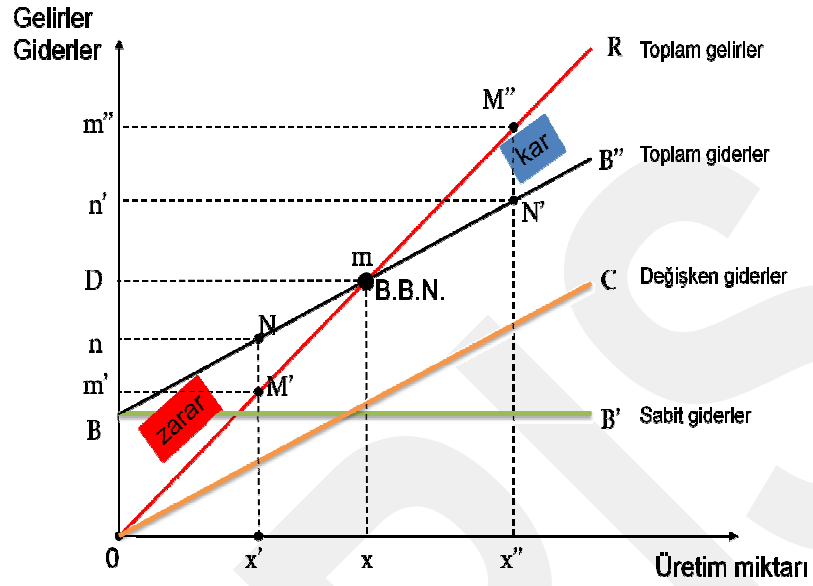
Bu yöntem bir projede kar ve zararın başabaş olduğu ya da kar ile zararın sıfır olduğu üretim noktasını belirlemeyi amaçlar.

Başabaş analizinin unsurları şunlardır:

- Sabit (değişmez) giderler: Kısa sürede etkinlik hacmindeki değişmelere karşın değişmeden kalan ve katlanılmak zorunda olunan giderlerdir. Bu giderler üretim faaliyetleri için yapılmalarına rağmen üretim düzeyine bağlı olmaksızın yapılan giderlerdir. Üretim olsa da olmasa da, üretimin miktarı artsa da; azalsa da değişme olmadan hep aynı kalan maliyetlerdir. Faiz giderleri, amortismanlar, sigorta ve vergiler ile yönetici maaşları sabit giderlere örnek verilebilir.
- Değişken giderler: İşletmenin üretimi miktarına bağlı olarak değişen giderlerdir. Bu tür giderler, işletmenin üretim ve satış düzeyi arttıkça artar, düştükçe azalmaktadır. En önemli değişken gider kalemleri; hammadde, direkt işçilikler, işletme malzemesi ve yardımcı madde gibi materyalleridir. İşletmelerdeki değişken giderler; üretim miktarı arttıkça genel olarak doğrusal biçimde artarken ve birim mamul başına değişmezken, birim başına değişken maliyetler aynı doğrusal değişim özelliğini göstermemektedir.
- Toplam giderler: İşletmenin değişmez ve değişken giderlerinin toplamıdır.
- Satış hasılatı: İşletmenin satış birimiyle birim satış fiyatıyla çarpılması sonucunda bulunan hasılattır.
- Üretim hacmi: İşletmenin faaliyet düzeyini belirten miktar ve tutardır.
- Katkı payı: Birim satış fiyatıyla birim değişken gider arasındaki farktır.

<sup>106</sup> Tengilimoğlu vd, 2008:174.

- Katkı payı oranı: Katkı payı tutarının satış tutarına oranıdır.<sup>107</sup>



Şekil 3-1: Başabaş noktasının grafik üzerinde gösterimi

Başabaş analizi formülleri aşağıdaki gibidir:

$$\text{BBN} = \frac{\text{Sabit Giderler}}{\text{Miktar} \cdot (\text{Birim Satış Fiyatı} - \text{Birim Değişken Gider})}$$

$$\text{BBN} = \frac{\text{Sabit Gider}}{\text{Miktar} \cdot \text{Katkı Payı}}$$

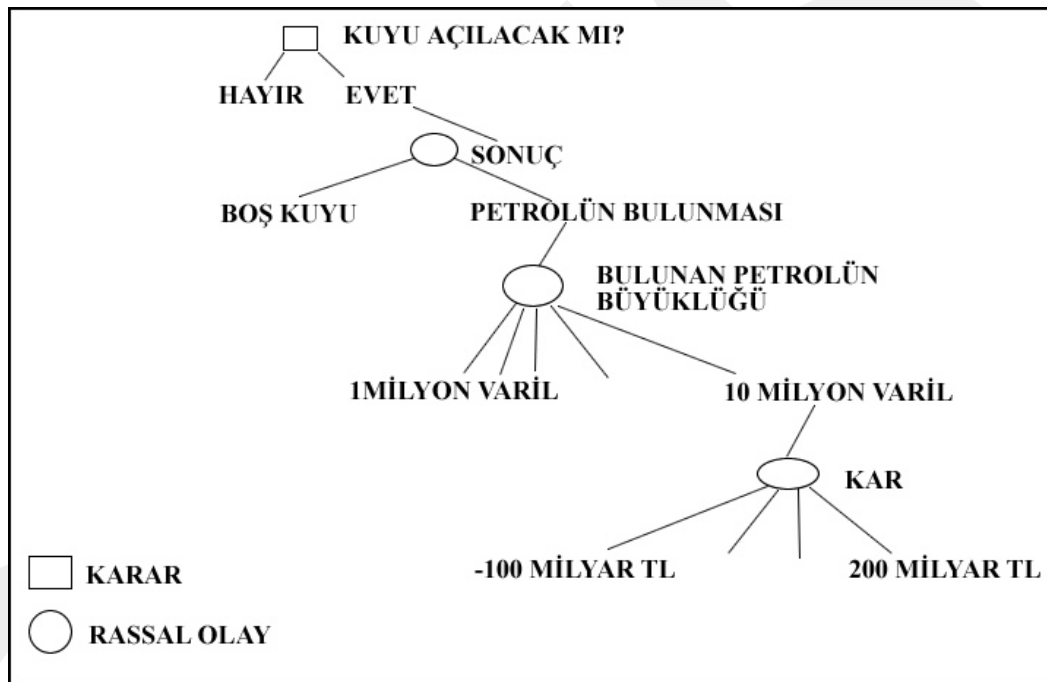
$$\text{BBN} = \frac{\text{Sabit Gider}}{\text{Tutar} \cdot (1 - (\text{Birim Değişken Gider} / \text{Birim Satış Fiyatı}))}$$

$$\text{BBN} = \frac{\text{Sabit Gider}}{\text{Tutar} \cdot \text{Katkı Payı Oranı}}$$

<sup>107</sup> iibf.yyu.edu.tr/smfk.ppt, (Erişim) 02 Ekim 2009.

### 3.4.3. Karar Ağacı Yöntemi

Karar ağacı olası sonuçların ve sıralı olayların resmedilmiş gösterimidir.<sup>108</sup> Bir olayın gerçekleşmesi halinde diğerinin gerçekleşme olasılığını ifade eden koşullu olasılık durumlarında yatırım kararı aşamalı bir biçim alır. Her aşamayı izleyen kararlar bir önceki aşamada gerçekleşen duruma bağlı olarak farklılık gösterecektir. Her aşamada çeşitli seçeneklerin bulunması sonucu aşamalar bakımından dallanmalar görülecektir (Şekil 3-2).<sup>109</sup>



Şekil 3-2: Petrol kuyusunun açılmasında olay sırası (www.deu.edu.tr., 2009)

<sup>108</sup> Newendorp, 1987:46.

<sup>109</sup> Kargül, 1996:183.

## DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

### YATIRIMLARIN DEĞERLENDİRİLMESİNDE KULLANILAN FİNANSAL YÖNTEMLERİN ÖRNEK OLAY ÜZERİNDE UYGULANMASI

#### 4.1. Uluslararası Bir Yatırımcının Cezayir’de Gerçekleştireceği Bir Projenin Finansal Analizi

##### 4.1.1. Anlaşmanın Türü

Anlaşma bir imtiyaz ve vergi (tax and royalty) anlaşmasıdır. Cezayir devleti projede hissedardır. Anlaşmaya göre; Cezayir Devleti’nin %51, uluslararası yatırımcının %49 oranında katılımları olacaktır. Anlaşma, arama maliyetlerinin %100 yatırımcının üstlenmesini, üretim maliyetlerinin ise %51-49 oranlarında yatırımcı ve Cezayir hükümeti arasında paylaşılmasını öngörmektedir.

##### 4.1.2. Anlaşmanın Süresi

Anlaşma süresi, anlaşmanın imzalandığı tarihten itibaren 3 yıllık bir arama dönemi ve bunun sonunda bir ticari keşif yapılması durumunda, üretim ticari keşif ilanından itibaren 24 yıldır.

##### 4.1.3. Vergi ve Ödemeler

Cezayir hükümeti tarafından uygulanan üretime karşılık gelen royalti oranları aşağıdaki gibidir. Ancak bu projede kullanılan vergi oranı %30’dur ve royalti oranı ise proje üretim miktarına bağlı olarak %11’dir.

**Tablo 4-1:** Cezayir’de üretim miktarına karşılık uygulanan royalti oranları

NET ÜRETİM	ROYALTI ORANI
0 – 20.000	%11
20.001 – 50.000	%16
50.001 – 100.000	%20
>100.001	%17

**Tablo 4-2:** Cezayir mali terimleri

Bonus	---
Royalti	Sahaya bağlıdır.
Gelir vergisi	Petrol gelir vergisi aylık bazdadır ve petrol işletiminin değerine göre %30- 70 arasında değişir.
Katılım	Ulusal petrol şirketinin katılım oranı en az %51 oranında sabittir.

#### 4.1.4. Harcamaların Finansmanı

Arama yatırımlarının tamamı -ticari keşif ilan edilip üretim dönemine geçinceye kadar-yatırımcı tarafından karşılanacak, ticari keşfin ilanından sonra harcamalar tarafların hisseleri ile orantılı olarak finanse edilecektir.

Zararlar, bilançoda yıl sınırlaması olmaksızın, tahsil edilinceye kadar taşınacaktır. Yatırımlar, arama yatırımları, geliştirme yatırımları, sırasına göre amorti edilecektir. Yatırımcı tüm jeolojik riskleri üstlenerek yatırım yapmakta olup petrol bulunulamaması halinde Cezayir hükümetinden zararlarının tazmin edilmesi talebinde bulunmayacaktır.

#### **4.1.5. Anlaşma Koşullarının Değiştirilmesi**

Ödenecek vergiler dahil, tüm hak ve yükümlülükler anlaşmada tanımlanmıştır. Anlaşma imzalandıktan sonra kanunlarda meydana gelecek tarafların ekonomisini olumsuz yönde etkileyen değişiklikler uygulanamaz. Anlaşma hükümlerindeki değişiklikler yalnızca tarafların karşılıklı mutabakatıyla yapılabilir.

### **4.2. Projenin Maliyeti**

#### **4.2.1. Arama Dönemi Yatırımları**

Proje çalışmalarına 2009 yılında ihalesine başlanmak üzere, 2010-2012 yılları arasında jeolojik – jeofizik çalışmalar ve kuyu sondajları sonucunda, 2013 yılında üretime geçileceği düşünülmektedir. Sahaya yatırım yapılarak üretime geçmenin ekonomik olup olmayacağı değerlendirilecektir. Sismik çalışmaların maliyeti 3 milyon dolar olmak üzere, arama dönemi maliyetleri toplam 24 milyon dolar olarak tahmin edilmektedir.

#### **4.2.2. Geliştirme Dönemi Yatırımları**

Eğer üretime geçme kararı alınır, 2020 yılına kadar geliştirme yatırımlarına devam etmek gerekecektir. Bu amaçla yapılacak yatırımların toplam 76,70 milyon dolar olarak tahmin edilirken, yıllara göre yatırım tutarlarının aşağıdaki gibi olması beklenmektedir (Tablo 4-3).

Tablo 4-3: Proje giderleri

Yıllar	İşletme Giderleri	Arama Giderleri	Geliştirme Giderleri	Royalti	Eğitim Giderleri	Ayrılma Giderleri	Gelir Vergisi	Toplam Yatırım
2010	-	10,00	-	-	0,20	-	-	10,20
2011	-	7,00	-	-	0,20	-	-	7,20
2012	-	7,00	-	-	0,20	-	-	7,20
2013	1,03	-	7,84	1,97	0,09	-	3,32	14,25
2014	1,16	-	7,11	2,21	0,08	-	4,75	15,31
2015	1,29	-	7,35	2,46	0,09	-	5,14	16,33
2016	1,54	-	5,39	2,95	0,07	-	6,25	16,20
2017	1,65	-	3,04	3,15	0,05	-	6,67	14,55
2018	1,72	-	3,43	3,30	0,05	-	7,13	15,63
2019	1,80	-	1,96	3,44	0,04	-	7,58	14,82
2020	1,85	-	1,47	3,54	0,03	-	7,91	14,81
2021	1,93	-	-	3,70	0,02	-	8,41	14,07
2022	1,95	-	-	3,74	0,02	-	8,61	14,32
2023	2,06	-	-	3,93	0,02	-	9,37	15,38
2024	1,93	-	-	3,69	0,02	-	8,87	14,51
2025	1,85	-	-	3,54	0,02	-	8,64	14,05
2026	1,83	-	-	3,49	0,02	-	8,68	14,01
2027	1,70	-	-	3,25	0,02	-	8,14	13,10
2028	1,65	-	-	3,15	0,02	0,49	7,84	13,14
2029	1,59	-	-	3,05	0,02	0,49	7,64	12,79
2030	1,54	-	-	2,95	0,02	0,49	7,44	12,44
2031	1,44	-	-	2,75	0,01	0,49	6,93	11,63
2032	1,29	-	-	2,46	0,01	0,49	6,17	10,42
2033	1,08	-	-	2,07	0,01	0,49	5,16	8,81
2034	0,87	-	-	1,67	0,01	0,49	4,15	7,20
2035	0,77	-	-	1,48	0,01	0,49	3,64	6,39
2036	0,67	-	-	1,28	0,01	0,49	3,14	5,58
2037	0,57	-	-	1,08	0,01	0,49	2,63	4,78
<b>Toplam</b>	<b>36,75</b>	<b>24,0</b>	<b>37,58</b>	<b>70,29</b>	<b>1,36</b>	<b>4,9</b>	<b>164,21</b>	<b>339,10</b>

Projede, geliştirme yatırımlarının 2020 yılına kadar tamamlanması beklenmekte olup bu tarihten itibaren yalnızca üretim maliyetlerine ve proje sonunda terketme maliyetlerine katlanılacaktır.

#### **4.2.3. Üretim ve İşletme Maliyetleri**

Yatırımcı olası üretim maliyetlerini belirlemek için bir çalışma yapmıştır. Yapılan çalışma sonucu 2.200.000 dolar sabit gider, 4 dolar/varil değişken gider belirlenmiştir.

#### **4.2.4. Terketme Maliyeti**

Cezayir kanunları ve petrol sektörünün genel uygulamaları doğrultusunda, üretim faaliyetleri tamamlandığında, yeraltı ve yerüstü tesislerinin sökülmesi, kuyuların uygun şekilde kapatılması, çalışılan alanın daha sonra kullanıma uygun hale getirilmesi ve çevrenin atıklardan temizlenmesi gerekmektedir. Yetkili devlet organlarıyla varılan mutabakat doğrultusunda anlaşma dönemi sonunda sahalarda sahip olunan her türlü bilgi ve donanım bedelsiz olarak devlete teslim edilecektir.

Yine mevcut kanunlar ve daha sonra anlaşma imzalanmış benzer şirket uygulamalarına bakınca önemli bir terk etme gideri oluşması beklenmemekte ve saha ve kuyuların terkedilmesi sırasında 4,90 milyon dolar civarında bir maliyet oluşacağı öngörülmektedir.

#### **4.2.5. Rezerv ve Üretim Bilgileri:**

Firma uzmanları üretilebilir petrol rezervinin 26,08 milyon varil olduğunu tahmin etmektedirler. 2013-2037 yılları arasında yapılması planlanan üretim aşağıdaki gibidir.

**Tablo 4-4: Yıllık üretim miktarları**

YILLAR	ÜRETİM(MMBBL)
2013	0,73
2014	0,82
2015	0,91
2016	1,1
2017	1,17
2018	1,22
2019	1,28
2020	1,31
2021	1,37
2022	1,39
2023	1,46
2024	1,37
2025	1,31
2026	1,3
2027	1,2
2028	1,17
2029	1,13
2030	1,1
2031	1,02
2032	0,91
2033	0,77
2034	0,62
2035	0,55
2036	0,47
2037	0,4
TOPLAM	26,08

### 4.3. Proje Fizibilite Analizi

#### 4.3.1. Net Nakit Akışlarının İndirgenmesi ve İskonto Edilmiş Nakit Akışlarının Net Bugünkü Değerinin Hesaplanması

Proje sonunda 2037 yılı sonu itibariyle projeden sağlanan net nakit akışı 299,93 milyon dolar olmaktadır. Fakat proje %12 ile iskonto edildiğinde 47,59 milyon dolar; %15 ile iskonto edildiğinde 30,37 milyon dolar nakit akışı oluşmaktadır. Net nakit akışlarının hesaplanması Tablo 4-5'te görülmektedir.

**Tablo 4-5:** Net nakit akış tablosu

Yıllar	NNA (mm\$)	İndirgenme oranı(%12)	İndirgenme oranı(%15)	Kümülatif NNA(mm\$)	İndirgenmiş NNA(%12)	İndirgenmiş NNA(%15)
2010	-10,2	0,89	0,86	-10,2	-9,11	-8,87
2011	-7,2	0,79	0,75	-17,4	-5,74	-5,44
2012	-7,2	0,71	0,65	-24,6	-5,12	-4,73
2013	3,63	0,63	0,57	-20,97	2,31	2,08
2014	4,81	0,56	0,49	-16,15	2,73	2,39
2015	6,03	0,5	0,43	-10,12	3,05	2,61
2016	10,62	0,45	0,37	0,5	4,81	3,99
2017	14,07	0,4	0,32	14,57	5,68	4,6
2018	14,33	0,36	0,32	28,9	5,17	4,07
2019	16,48	0,32	0,28	45,38	5,31	4,07
2020	17,38	0,28	0,24	62,76	5	3,74
2021	19,56	0,25	0,21	82,32	5,02	3,66
2022	19,66	0,22	0,18	101,99	4,51	3,2
2023	20,39	0,2	0,16	122,38	4,17	2,88
2024	19,02	0,18	0,14	141,4	3,48	2,34
2025	18,14	0,16	0,12	159,54	2,96	1,94
2026	17,73	0,14	0,1	177,27	2,58	1,65
2027	16,41	0,13	0,092	193,69	2,13	1,33
2028	15,48	0,11	0,08	209,17	1,8	1,09
2029	14,93	0,1	0,07	224,09	1,55	0,91
2030	14,39	0,092	0,061	238,48	1,33	0,76
2031	13,41	0,081	0,053	251,89	1,11	0,62
2032	11,94	0,073	0,046	263,83	0,88	0,48
2033	9,97	0,065	0,04	273,8	0,66	0,35
2034	8,01	0,058	0,034	281,81	0,47	0,24
2035	7,02	0,052	0,03	288,83	0,37	0,19
2036	6,04	0,046	0,026	294,87	0,28	0,14
2037	5,06	0,041	0,022	299,93	0,21	0,1
TOPLAM	299,93	-	-	-	47,59	30,37

#### 4.3.2. Projenin İç Getiri (Karlılık) Oranının Hesaplanması

Projeden sağlanacak nakit akışının Tablo 4-5'te gösterildiği şekilde oluşması beklenmektedir. Bu tablodan görüleceği üzere 299,93 milyon dolar net nakit akışı oluşması beklenmektedir. Bu net nakit akışları üzerinden projenin iç getiri oranı hesaplanmaya çalışılmıştır. Yapılan çalışmalar sonucu projenin NBD'sini sıfıra eşitleyen iskonto oranı %29 olarak hesaplanmaktadır.

#### 4.3.3. Projenin Karlılık Endeksi Yöntemine Göre Değerlendirilmesi

Projenin başlangıç yatırımı ve daha sonra yapılan yatırımların %12 iskonto oranı ile bugünkü değeri 63,35 milyon dolar nakit akışlarının bugünkü değeri 67,57 milyon dolar'dır. %15 iskonto oranı ile yatırımların bugünkü değeri 55,25 milyon dolar iken gelirlerin bugünkü değeri, 49,43 milyon dolardır (Tablo 4-6).

$$(\%12) \text{ Karlılık Endeksi} = 145,33/63,35=2,29$$

$$(\%15) \text{ Karlılık Endeksi} = 118,58/55,25=2,14$$

**Tablo 4-6:** Nakit girişleri ve yatırımlar

Yıllar	Nakit Girişleri (mm\$)	Yatırımlar (mm\$)	Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri (mm\$)		Yatırımların Bugünkü Değeri (mm\$)	
			%12	%15	%12	%15
2010	0	10,20	0	0	9,08	8,77
2011	0	7,20	0	0	5,69	5,40
2012	0	7,20	0	0	5,11	4,68
2013	17,89	10,93	11,27	10,19	6,88	6,23
2014	20,12	10,56	11,27	9,86	5,91	5,17
2015	22,36	11,18	11,18	9,61	5,59	4,81
2016	26,83	9,95	12,07	9,93	4,48	3,68
2017	28,62	7,88	11,45	9,16	3,15	2,52
2018	29,96	8,50	10,78	9,59	3,06	2,72
2019	31,30	7,24	10,02	8,76	2,32	2,03
2020	32,19	6,90	9,01	7,73	1,93	1,66
2021	33,62	5,65	8,41	7,06	1,41	1,19
2022	33,98	5,71	7,48	6,12	1,26	1,03
2023	35,77	6,01	7,15	5,72	1,20	0,96
2024	33,53	5,64	6,04	4,69	1,01	0,79
2025	32,19	5,41	5,15	3,86	0,87	0,65
2026	31,75	5,34	4,44	3,17	0,75	0,53
2027	29,51	4,96	3,84	2,71	0,64	0,46
2028	28,62	5,30	3,15	2,29	0,58	0,42
2029	27,72	5,15	2,77	1,94	0,51	0,36
2030	26,83	5,00	2,47	1,64	0,46	0,30
2031	25,04	4,70	2,08	1,33	0,38	0,25
2032	22,36	4,25	1,68	1,03	0,31	0,20
2033	18,78	3,65	1,22	0,75	0,24	0,15
2034	15,20	3,05	0,88	0,52	0,18	0,10
2035	13,41	2,74	0,70	0,40	0,14	0,08
2036	11,63	2,44	0,58	0,30	0,11	0,06
2037	9,84	2,14	0,40	0,22	0,09	0,05
<b>TOPLAM</b>	<b>639,03</b>	<b>174,88</b>	<b>145,34</b>	<b>118,59</b>	<b>63,36</b>	<b>55,25</b>

#### 4.3.4. Geri Ödeme Süresi

Geri ödeme süresi tek başına çeşitli projeler arasında kıyaslama yapmak için yeterli bir kriter olmayıp projelerin net bugünkü değeri ile birlikte kullanılmalıdır. Aksi takdirde geri ödeme süresi uzun süreli projeleri reddetmeye meylettirebilecektir. Bazen iskonto edilmiş nakit akışları üzerinden geri ödeme süresi hesaplanmaktadır. Bu, muhtemel nakit akışlarının bugünkü değerinin başlangıç yatırımına eşit olduğu veya onu aştığı dönemlerin sayısıdır. Geri ödeme süresi, bir projenin net kar (vergiden sonraki) ve amortismanlar toplamından oluşan nakit girişleri yoluyla toplam yatırım tutarının tamamen geri ödenmesi için gerekli olan süredir.

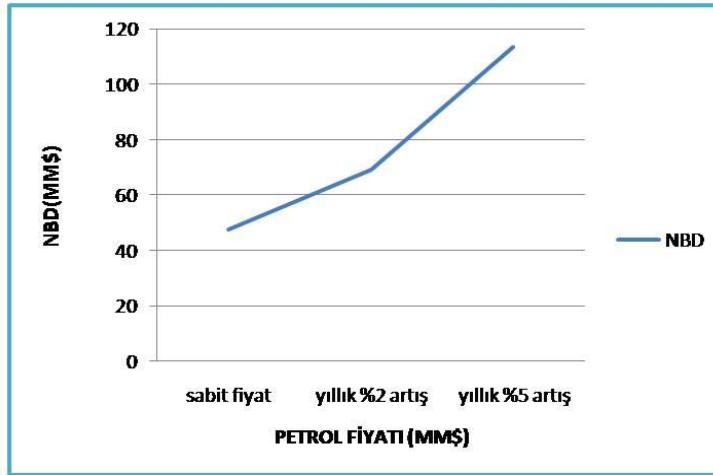
Yöntem, yatırımcının kabul ettiği asgari bir geri ödeme süresiyle söz konusu projenin geri ödeme süresinin karşılaştırılması yoluyla projenin red veya kabulü, alternatif projeler arasında bir seçim yapıldığında ise geri ödeme süresi en kısa olan projeye öncelik verilmesi gerekmektedir. Projeden elde edilen nakit akışları Tablo 4-10'da detaylı olarak gösterilmektedir. Nakit akışları iskonto edilmeksizin yapılan hesaplamalara göre proje 2025 yılından sonra yapılan yatırımları geri ödemektedir. Yani projeye başlandıktan sonra 15 yıl içinde proje yapılan yatırımları geri ödemektedir.

#### 4.3.5. Duyarlılık analizi

Proje, petrol fiyatlarının hareketlerine ve üretim miktarındaki değişmelere karşı duyarlıdır. Petrol fiyatları arttıkça iç karlılık oranı ve projenin hesaplanan net bugünkü değeri artar, petrol fiyatları azaldıkça azalır (Şekil 4-1); üretimdeki artış ise projenin iç getiri oranları ve net bugünkü değerini artırır, üretimdeki azalma projenin iç getiri oranları ve net bugünkü değeri azaltır (Şekil 4-2). Ayrıca üretim miktarındaki artışlar projenin NBD'ini arttırdığı gibi, üretim ve yatırım maliyetlerindeki artışlar NBD'i azaltıcı yönde etki etmektedir. Toplam maliyetlerdeki artış, projenin net bugünkü değerini ve iç getiri oranlarını azaltmaktadır (Şekil 4-3).

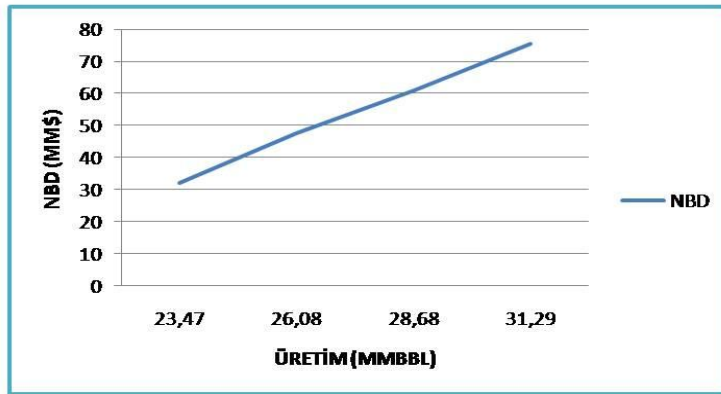
**Tablo 4-7:** Fiyata bağı senaryo

Petrol Fiyatı	Üretim (MMBBL)	Net Nakit Akışı	İskonto Edilmiş NBD (%15)	İskonto Edilmiş NBD (%15)	İç Karlılık Oranı (IRR)
Sabit fiyat senaryosuna göre (50 \$)	26,08	299,93	47,59	30,37	%29
Yıllık %2 artış		461,76	69,15	51,78	%32
Yıllık %5 artış		807,09	113,51	84,96	%36

**Şekil 4-1:** NBD'in petrol fiyatına bağı olarak değişimi

Tablo 4-8: Üretime bağlı senaryo

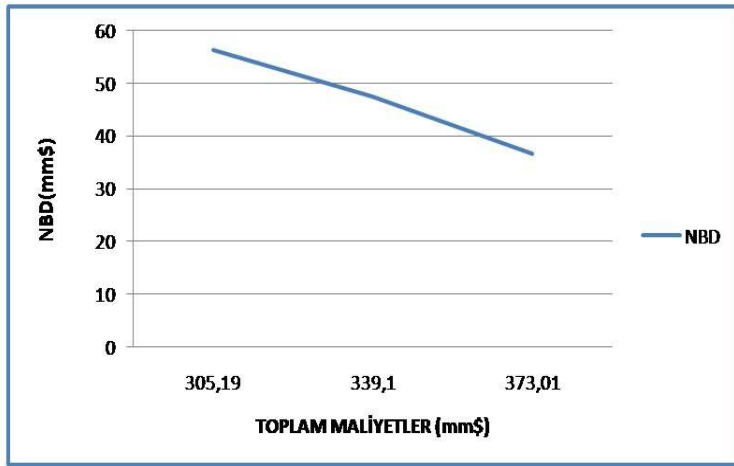
Üretim	Toplam Üretim	NNA	İskonto Edilmiş NBD (%12)	İskonto Edilmiş NBD (%15)	İç Karlılık Oranı (IRR)
%10 azalır	23,47	235,96	31,96	22,71	%24
varsayılan durum	26,08	299,93	47,59	30,37	%29
%10 artar	28,68	363,75	61,03	46,42	%33
%20 artar	31,29	427,65	75,56	58,28	%37



Şekil 4-2: NBD'in üretim miktarına bağlı olarak değişimi

**Tablo 4-9:** Maliyetlere bağı senaryo

Maliyetler	Toplam Maliyetler	NNA	İskonto Edilmiş NBD (%12)	İskonto Edilmiş NBD (%15)	İç Karlılık Oranı (IRR)
%10 azaldığında	305,19	333,84	56,39	42,98	%33
Varsayılan durum	339,1	299,93	47,59	30,37	%29
%10 artığında	373,01	266,02	36,62	26,18	%24

**Şekil 4-3:** NBD'nin maliyetlere bağı olarak değişimi

#### 4.3.6. Başabaş Analizi

Projenin nakit akışları ve %12 ve %15 iskonto oranları ile indirgenmiş net nakit akışları aşağıdaki Tablo 4-10'da görülmektedir. Başabaş analizi için, Tablo 4-10 incelendiğinde, indirgenmemiş nakit akışlarının 2016 yılında artıya geçtiği ve proje sonunda 299,93 milyon dolar kara geçildiği görülmektedir. İndirgenmiş nakit akışlarında ise 2018 yılında artıya geçtiği görülmektedir.

**Tablo 4-10: İndirgenmiş ve kümülatif nakit akışları**

Yıllar	NNA (mm\$)	İndirgenme oranı(%12)	İndirgenme oranı(%15)	Kümülatif NNA(mm\$)	İndirgenmiş NNA(%12)	İndirgenmiş NNA(%15)	Kümülatif indirgenmiş NNA(mm\$)
2010	-10,2	0,89	0,86	-10,2	-9,11	-8,87	- 9,11
2011	-7,2	0,79	0,75	-17,4	-5,74	-5,44	- 14,85
2012	-7,2	0,71	0,65	-24,6	-5,12	-4,73	- 19,97
2013	3,63	0,63	0,57	-20,97	2,31	2,08	- 17,66
2014	4,81	0,56	0,49	-16,15	2,73	2,39	- 14,93
2015	6,03	0,5	0,43	-10,12	3,05	2,61	- 11,88
2016	10,62	0,45	0,37	0,5	4,81	3,99	- 7,07
2017	14,07	0,4	0,32	14,57	5,68	4,6	- 1,39
2018	14,33	0,36	0,32	28,9	5,17	4,07	3,78
2019	16,48	0,32	0,28	45,38	5,31	4,07	9,09
2020	17,38	0,28	0,24	62,76	5	3,74	14,08
2021	19,56	0,25	0,21	82,32	5,02	3,66	19,10
2022	19,66	0,22	0,18	101,99	4,51	3,2	23,61
2023	20,39	0,2	0,16	122,38	4,17	2,88	27,78
2024	19,02	0,18	0,14	141,4	3,48	2,34	31,26
2025	18,14	0,16	0,12	159,54	2,96	1,94	34,22
2026	17,73	0,14	0,1	177,27	2,58	1,65	36,80
2027	16,41	0,13	0,092	193,69	2,13	1,33	38,93
2028	15,48	0,11	0,08	209,17	1,8	1,09	40,73
2029	14,93	0,1	0,07	224,09	1,55	0,91	42,28
2030	14,39	0,092	0,061	238,48	1,33	0,76	43,61
2031	13,41	0,081	0,053	251,89	1,11	0,62	44,72
2032	11,94	0,073	0,046	263,83	0,88	0,48	45,60
2033	9,97	0,065	0,04	273,8	0,66	0,35	46,26
2034	8,01	0,058	0,034	281,81	0,47	0,24	46,73
2035	7,02	0,052	0,03	288,83	0,37	0,19	47,10
2036	6,04	0,046	0,026	294,87	0,28	0,14	47,38
2037	5,06	0,041	0,022	299,93	0,21	0,1	47,59
TOPLAM	299,93	-	-	-	47,59	30,37	

Başabaş noktasını yıl olarak hesapladığımızda sabit maliyetleri ve değişken maliyetleri yıl olarak hesaplamak çok sorun olmasa bile yıllar itibariyle petrol fiyatlarında değişiklikler beklenmektedir. Bu nedenle proje boyunca petrol fiyatı

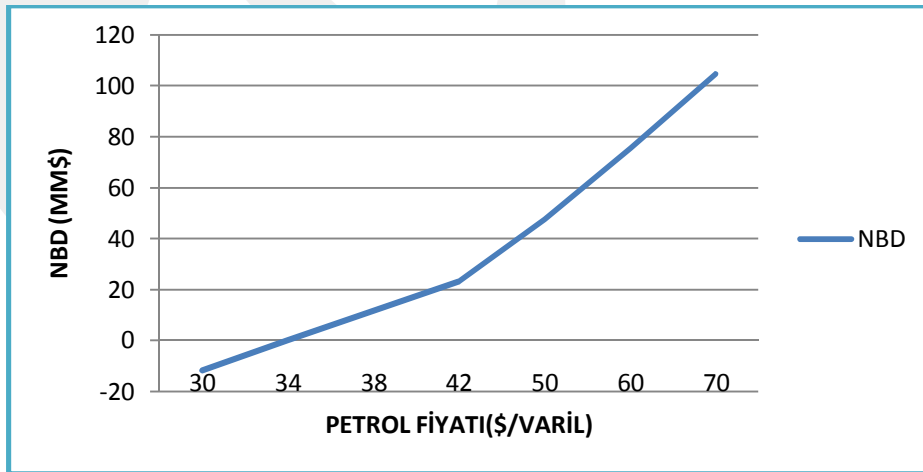
ortalamasının 50 dolar/varil olacağı varsayımıyla hesaplanan başabaş noktası 47.826 varil/yıl olmaktadır. Projenin başabaş noktasını tesbit etmek için sabit maliyetler üzerinden hesaplanan başabaş noktası yaklaşık 2,4 milyon dolar olmaktadır.

$$BBN_{\text{miktar}} = 2.200.000 / (50 - 4) = 47.826 \text{ varil/yıl}$$

$$BBN_{\text{tutar}} = 2.200.000 / (1 - (4/50)) = 2.391.304 \text{ dolar/yıl}$$

Başabaş noktası diğer koşullar değişmediği takdirde, petrol fiyatlarının ortalama 34 dolar/varil olduğu seviyede oluşmaktadır. Üretim miktarındaki artışlar başabaş fiyatını daha da aşağıya çekecektir.

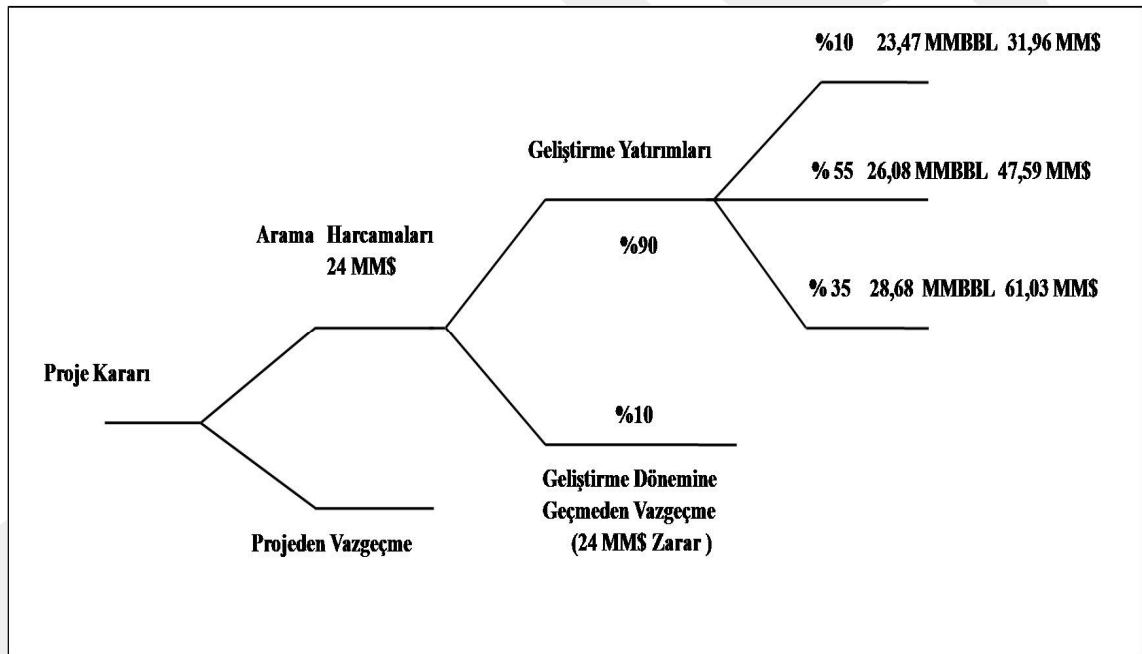
PETROL FİYATI (dolar/varil)	NBD (milyon dolar)
30	- 11,63
34	0
38	11,61
42	23,24
50	47,59
60	75,55
70	104,62



Şekil 4-4: NBD'yi sıfır yapan petrol fiyatı

#### 4.3.7. Karar Ağacı Yöntemi

Karar ağacı yöntemi ile geliştirme dönemi yatırımlarına devam etme veya etmeme; üretime geçme veya geçmeme durumunu değerlendirilmektedir. Bu işlemde geliştirme yatırımları yapılarak, üretime geçilmesi olasılığı değerlendirilecek ve çıkacak sonuca göre proje ya reddedilecek ya da kabul edilecektir. Geliştirme dönemine geçmeden vazgeçilmesi durumunda 24 milyon dolar zarar edileceği görülmektedir. Geliştirme dönemine geçilmesi durumunda ise olası rezerv durumuna göre beklenen parasal değerler üç kategoride değerlendirilmiştir.



Şekil 4-5: Projenin karar ağacı yöntemi ile değerlendirilmesi

Devam etme kararı alınırsa % 10 olasılıkla rezerv 23,47 mm varil olursa projenin beklenen net bugünkü değeri 31,96 milyon dolar olacaktır. %55 olasılıkla, üretilebilir rezerv 26,08 varil olursa ki bu beklenen durum olarak hesaplanmaktadır, projenin net bugünkü değeri 47,59 milyon dolar olacaktır. %35 olasılıkla, üretilebilir rezerv 28,68 varil olursa projenin net bugünkü değeri 61,03 milyon dolar olarak hesaplanmaktadır.

Burada beklenen net bugünkü değer ;

Beklenen NBD =  $(31,96 \times \%10) + (47,59 \times \%55) + (61,03 \times \%35) = 50,73$  milyon dolar,

Beklenen Değer =  $(50,73 \times \%90) - (24 \times \%10) = 45,65 - 2,4 = 43,25$  milyon dolar olarak hesaplanmıştır. Risk analizine göre bu proje kabul edilebilir.

#### **4.3.8. Projenin Türkiye’de Yapılması Durumunda 6326 Sayılı Petrol Kanununa Göre Değerlendirilmesi**

Yukarıda açıklanan şirketin Cezayir yatırımı yerine, Türkiye’de bir arama projesine girmesi durumunda, yatırımcının nakit akışları üzerinden karlılığı incelenecek olursa yatırımcının Cezayir’de ödeyeceği gelir vergisi oranı %30, Türkiye’de ise %20’dir. Royalti oranı Cezayir’de %11 Türkiye’de ise %12,5’tur. Nakit akışlarının net bugünkü değerlerine bakacak olursak %12 iskonto oranıyla 57,61 milyon dolar’dır (Tablo 4-11). Ayrıca Türkiye’de arama ve geliştirme yatırımları yapıldığı yıl gider yazılabildiğinden vergi avantajı sağlamaktadır. Ancak yüzey tesisleri ve petrol boru hatları yatırımları aktifleştirilerek 14 yıla bölünerek düz amortisman yoluyla giderleştirilmektedir.

Tablo 4-11: 6326 sayılı petrol kanununa göre yatırımcının nakit akışları

Yıllar	NNA (mm\$)	İndirgenme oranı(%12)	İndirgenme oranı(%15)	Kümülatif NNA(mm\$)	İndirgenmiş NNA(%12)	İndirgenmiş NNA(%15)
2010	- 10,20	0,89	0,86	- 10,20	- 9,11	- 8,87
2011	- 7,20	0,79	0,75	- 17,40	- 5,74	- 5,44
2012	- 7,20	0,71	0,65	- 24,60	- 5,12	- 4,73
2013	6,31	0,63	0,57	- 18,29	4,01	3,61
2014	6,11	0,56	0,49	- 12,19	3,47	3,04
2015	7,34	0,5	0,43	- 4,85	3,72	3,17
2016	11,71	0,45	0,37	6,86	5,30	4,40
2017	15,25	0,4	0,32	22,11	6,16	4,99
2018	15,75	0,36	0,32	37,86	5,68	4,48
2019	18,10	0,32	0,28	55,96	5,83	4,47
2020	19,18	0,28	0,24	75,14	5,51	4,12
2021	21,56	0,25	0,21	96,71	5,53	4,03
2022	21,79	0,22	0,18	118,50	4,99	3,54
2023	22,91	0,2	0,16	141,41	4,69	3,24
2024	21,51	0,18	0,14	162,92	3,93	2,64
2025	20,66	0,16	0,12	183,58	3,37	2,21
2026	20,38	0,14	0,1	203,96	2,97	1,89
2027	18,90	0,13	0,092	222,86	2,46	1,53
2028	17,88	0,11	0,08	240,74	2,08	1,26
2029	17,25	0,1	0,07	257,99	1,79	1,05
2030	16,61	0,092	0,061	274,60	1,54	0,88
2031	15,44	0,081	0,053	290,04	1,28	0,71
2032	13,71	0,073	0,046	303,75	1,01	0,55
2033	11,43	0,065	0,04	315,18	0,75	0,40
2034	9,16	0,058	0,034	324,34	0,54	0,28
2035	8,04	0,052	0,03	332,38	0,42	0,21
2036	6,91	0,046	0,026	339,30	0,32	0,16
2037	5,79	0,041	0,022	345,09	0,24	0,12
<b>TOPLAM</b>	<b>345,09</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>57,61</b>	<b>37,93</b>

#### **4.3.9. Projenin Türkiye’de Yapılması Durumunda 5574 Sayılı Petrol Kanununa Göre Değerlendirilmesi**

5574 sayılı Türk petrol kanunu tasarısına göre nakit akışlarının net bugünkü değeri 71,64 milyon dolar olmakla beraber bu projede üretim beklentisine göre royalti oranları %4 ve %6’dır (Tablo 4-12). Vergi oranı değişmezken, arama ve geliştirme yatırımları gider yazılırken mevcut petrol kanununda olduğu gibi yapıldığı yıl gider yazılamamaktadır. O yılki üretim toplam üretime oranlanarak arama giderleri ile çarpıldıktan sonra gider yazılmaktadır. Bu yatırımcı için vergi dezavantajına neden olmaktadır. Ancak yatırımcının projeyi Türkiye’de yeni petrol kanunlarına göre yapması yatırımcı açısından daha karlıdır.

**Tablo 4-12:** 5574 sayılı petrol yasa tasarısına göre yatırımcının nakit akışları

Yıllar	NNA (mm\$)	İndirgenme oranı(%12)	İndirgenme oranı(%15)	Kümülatif NNA(mm\$)	İndirgenmiş NNA(%12)	İndirgenmiş NNA(%15)
2010	-10,20	0,89	0,86	- 10,20	- 9,11	- 8,87
2011	- 7,20	0,79	0,75	- 17,40	- 5,74	- 5,44
2012	- 7,20	0,71	0,65	- 24,60	- 5,12	- 4,73
2013	5,42	0,63	0,57	- 19,18	3,45	3,10
2014	7,84	0,56	0,49	- 11,34	4,45	3,90
2015	9,33	0,5	0,43	- 2,02	4,73	4,03
2016	14,69	0,45	0,37	12,67	6,64	5,52
2017	18,43	0,4	0,32	31,10	7,44	6,02
2018	19,07	0,36	0,32	50,17	6,88	5,42
2019	21,58	0,32	0,28	71,75	6,95	5,33
2020	22,75	0,28	0,24	94,50	6,54	4,89
2021	25,29	0,25	0,21	119,80	6,49	4,73
2022	25,56	0,22	0,18	145,36	5,86	4,15
2023	26,88	0,2	0,16	172,24	5,50	3,80
2024	25,23	0,18	0,14	197,47	4,61	3,10
2025	24,24	0,16	0,12	221,70	3,95	2,59
2026	23,91	0,14	0,1	245,61	3,48	2,22
2027	22,18	0,13	0,092	267,79	2,88	1,79
2028	21,06	0,11	0,08	288,84	2,44	1,48
2029	20,33	0,1	0,07	309,17	2,11	1,24
2030	19,59	0,092	0,061	328,76	1,81	1,04
2031	18,22	0,081	0,053	346,98	1,51	0,84
2032	16,19	0,073	0,046	363,16	1,19	0,65
2033	13,52	0,065	0,04	376,68	0,89	0,47
2034	10,85	0,058	0,034	387,53	0,64	0,33
2035	9,53	0,052	0,03	397,06	0,50	0,25
2036	8,20	0,046	0,026	405,26	0,38	0,19
2037	6,92	0,041	0,022	412,18	0,29	0,14
<b>TOPLAM</b>	<b>412,18</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>71,64</b>	<b>48,19</b>

Yeni petrol kanunu tasarısında karşımıza çıkan yatırımcı lehine olduğu düşünülen devlet hissesi oranları büyük rezervli sahalarda %12'dir, yani mevcut petrol kanunundaki %12,5 oranına çok yakındır. Bu yatırımcı açısından pek fazla bir değişiklik yaratmamaktadır. Ancak orta büyüklükte rezerve sahip olan sahalarda devlet hissesi oranı yarıya düşmekte ve bu yatırımcı açısından ülkeyi yatırım için cazip hale getirmektedir.

## SONUÇ VE ÖNERİLER

Petrol; ekonomik, politik ve ideolojik koşulların belirli bir bileşiminin ürünüdür. Uluslararası yaşamın vazgeçilmez bir parçasıdır. Büyük petrol kaynaklarını kontrol edebilmek veya hiç değilse petrole yaklaşabilmek uzun süre bir stratejik ödül olmuştur. Petrol gücü ulusların servet toplamasını, ekonomilerini kamçılamasını, mal ve hizmet üretimini mümkün kılar. Petrol, endüstri toplumunun itici gücüdür. Bugün petrolcülük hala dünyadaki en büyük iştir.<sup>110</sup>

Uluslararası petrol sektörünün belirleyicileri büyük petrol şirketleri, büyük risk içeren ve büyük finansman gerektiren yatırımlarda söz sahibi olmak istemektedirler. Petrol sahibi ülkelerin beklentileri ile şirketlerin eğilimleri farklılık göstermekte ve bu farklılıklar; bu çalışmada konusu olan üç tür petrol arama ve üretim anlaşmasının temelini oluşturmaktadır.<sup>111</sup>

Çalışmada, petrol sektöründe kullanılan anlaşma türlerinden ilk olarak imtiyaz ve vergi anlaşmaları açıklanmaktadır (Tax and Royalty Agreements). Bu sistemde petrol sahipliği ev sahibi ülkenindir. Yatırımcı arama giderlerini üstlenmekte ve petrolün belli bir yüzdesini devlet hissesi olarak vermektedir (royalti). Karı üzerinden ise vergi vermektedir. Bunlar yatırımcı için maliyeti arttıran unsurlardır. Bu sistemi uygulayan ülkelere, Arjantin, Avustralya, Birleşik Arap Emirlikleri, İngiltere, Kanada, Kolombiya, Norveç, Pakistan, Yeni Zelanda, Avrupa'daki birçok ülke ve Türkiye örnek verilebilir.

Petrol aramacılığında kullanılan bir diğer anlaşma türü ise üretim paylaşımı anlaşmalarıdır (Production Sharing Agreements). Bu anlaşma türünde, ticari keşiften sonra brüt gelirlerden yatırım geri ödenir. Kalan miktar yatırımcı ile devlet arasında paylaşılır. Kar petrolü vergilendirilmediğinden vergiyi devlet üstlenmektedir. Bunun anlamı devletin vergi geliri devletin payı içerisindeydir. Farklı paylaşım biçimleri bulunmaktadır ve bu tür anlaşmaların uygulandığı ülkelere Angola, Azerbaycan, Bahreyn, Cezayir, Çin, Endonezya, Irak, Katar, Kazakistan, Libya, Malezya, Mısır, Nijerya, Suriye, Umman ve Yemen örnek verilebilir.

---

<sup>110</sup> Yergin, 2009.

<sup>111</sup> Ercan, a.g.e., s.100.

Risk hizmet anlaşmaları ise Brezilya, Filipinler, Şili ve Venezüela'da uygulanmaktadır. Bu anlaşma türünde yatırımcı yatırımlara ait tüm riski üstlenmekte eğer ticari keşif olursa yatırım harcamaları geri alınabilmektedir. Ticari keşif olmazsa yatırımcı zarar etmektedir.

Çalışmada değinilen ikinci bir nokta ise yatırım kararlarının analizi, ekonomik ve finansal olarak değerlendirilmesidir. Uluslararası bir yatırımcının Cezayir'de gerçekleştireceği projenin finansal analizi yapılmış ve değerlendirilmiştir.

6326 sayılı petrol kanunu ile 5574 sayılı petrol kanunu tasarısı, yabancı yatırımcı açısından değerlendirildiğinde yasa tasarısının teşvik edici olduğu gözlenmektedir.

2008 yılı itibariyle üretimi yaklaşık 1,5 milyon ton olan Türkiye'nin 2008 yılı tüketim miktarı BP'nin 2009 raporuna göre 32,3 milyon tondur. Bunun anlamı, Türkiye'nin, kendi tüketiminin yaklaşık %5'ini ürettiğidir. Bilindiği gibi Türkiye yabancı yatırımcı için jeolojik açıdan riskli bir bölgedir. Bu yüzden yasa tasarısındaki sistem mevcut yasa (imtiyaz/vergi sistemi) ile aynıdır. Dünyada kullanılan üretim paylaşımı anlaşmaları sistemine geçebilmek için Türkiye'de de bu sistemlerin uygulandığı ülkelerdeki petrol rezervlerine yakın rezervlerin keşfi gerekmektedir. Arama çalışmalarının teşviki ve cazip hale getirilmesi 1954 tarihli mevcut petrol yasanın güncelleştirilmesi çalışmalarında üzerinde özellikle durulması gereken nokta olmalıdır.

Türkiye, büyük sermaye ve teknolojiye sahip yatırımcıyı Türkiye'ye çekebilmek için diğer ülkelerde bu şirketlere verilen avantajlarla rekabet edebilmelidir. Yatırımcı Türkiye'deki riski herhangi bir ülkedeki riskten daha az görürse yatırımını burada yapacaktır. Rekabet için etkili bir politika izlemek ve devlet hissesi ile yatırımcının karını dengelemek gerekmektedir.

Türkiye'de petrol/gaz arama ve üretim faaliyetlerinde liberal bir ortam yaratılmalıdır. Şirketlere dünyada tanınan kazanım ve çıkarlarla rekabet edebilme gücüne sahip olabilmek için Türkiye'de de dünyadaki bütün petrol yasalarına paralel bir yapılandırmaya gidilmelidir.

Yeni petrol kanun tasarısı küçük sahaları üretim açısından teşvik etmektedir. Devlet hissesi marjinal üretimler için azaltılmış, üretim önemli düzeylere ulaştığında aşamalı olarak artırılmıştır. Yatırımcı teşvik edilmek isteniyorsa ülke ve yasal

düzenleme riskinin en aza indirilip, yatırımcıya yalnızca teknik riskin bırakılması gerekmektedir. Bu yönden, yeni yasa tasarısı doğru ve uygun bir yaklaşım sergilemektedir. Devlet, hisse ve vergi kazancının yanı sıra, yabancı yatırımcıdan sağlanacak üretim yöntemleri ve teknik bilgi getirisinin, yetişecek insan gücünün ve yan servis hizmetlerinin gelişiminin etkisini göz önüne almalıdır.

Bu çalışmada sektör, yabancı yatırımcı açısından değerlendirilmiştir. Ancak Türkiye yeni bir petrol yasasını yürürlüğe koymanın eşiğindedir. Dolayısıyla yabancı yatırımcıyı teşvik ederken bununla beraber milli çıkarlarında gözetildiği, yatırımcı karı ile milli çıkarların dengelendiği bir yasanın hazırlanması gerekmektedir. İzlenen enerji politikaları ve stratejiler devlet şirketleri aracılığıyla uygulanmalı, ülke kaynakları verimli bir şekilde değerlendirilmelidir.

## KAYNAKÇA

Acar, Ç., Bülbül, S., Gümrah, F., Metin, Ç., Parlaktuna, M. (2007). **Petrol ve doğal gaz**. Ankara : ODTÜ Geliştirme Vakfı Yayıncılık ve İletişim A.Ş.

Beşergil, B. (2007). **Hampetrolden petrokimyasallara**. İzmir : Ege Üniversitesi Yayını.

Bindemann, K. (1999). **Production-Sharing Agreements:An Economic Analysis**, Oxford.

Botaş'ın Resmi İnternet Sitesi, <http://www.botas.gov.tr/index.asp>, 7.10.2009 tarihinde erişilmiştir.

BP, **Statistical Review of World Energy**, 2009.

Demirburgan, M. A. (2004). **Fizibilite etütlerinde ekonomik değerlendirme yöntemleri**. Ankara : Maden Tetkik ve Arama Yayınları.

Devlet Planlama Teşkilatı Resmi İnternet Sitesi,  
<http://www.dpt.gov.tr/DocObjects/Download/3076/benzin.pdf>, 10 Ocak 2010 tarihinde erişilmiştir.

Dokuz Eylül Üniversitesi Resmi İnternet sitesi,  
[www.deu.edu.tr/userweb/k.yaralioglu/dosyalar/kop\\_kan.ppt](http://www.deu.edu.tr/userweb/k.yaralioglu/dosyalar/kop_kan.ppt), 02 Kasım 2009 tarihinde erişilmiştir.

Ercan, M. K. (1996). **Uluslararası petrol arama ve üretim yatırımlarının yapısı ve finansal yönden incelenmesi**. Ankara : TPIC yayınları

Fattouh, B. (2008). **North African Oil and Foreign Investment in Changing Market Conditions**. Oxford Institute for Energy Studies.

Göksu, E. (1966). **Türkiye' de petrol**. İstanbul : Kağıt ve Basım İşleri A.Ş.

Güleç, T. (1967). **Türkiye' de petrol**. Ankara : Mars Matbaası.

<http://tr.wikipedia.org>, 15 Ekim 2009 tarihinde erişilmiştir.

<http://www.qafqaz.edu.az/journal/HAKAN%20ACAR.pdf>, 12 Ekim 2009 tarihinde erişilmiştir.

<http://www.mevzuat.gov.tr/Kanunlar.aspx>

Ikoku, C. (1985). **Economic analysis and investment decisions**. John Wiley & Sons.

IEA, **World Energy Investment Outlook**, 2009.

[iibf.yyu.edu.tr/smfk.ppt](http://iibf.yyu.edu.tr/smfk.ppt), 02 Ekim 2009 tarihinde erişilmiştir.

İplikçi, E. (1959). **Türkiye’de petrol aramaları**. Ankara : Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü Konferanslar Yayını.

Johnston, D. (2003). **International exploration economics, risk and contracts analysis**. Penwell.

Johnston, D. (1994). **International petroleum fiscal systems and production sharing contracts**. Penwell.

Kargül, İ. D. (1996). **Yatırımlarda proje analizi**. İstanbul: İstanbul Menkul Kıymetler Borsası Yayınları.

MTA’nın Resmi İnternet Sitesi,

[www.mta.gov.tr/mta\\_web/kutuphane/mtadergi/39\\_3.pdf](http://www.mta.gov.tr/mta_web/kutuphane/mtadergi/39_3.pdf), 25 ekim 2009 tarihinde erişilmiştir.

Newendorp, P. D. (1987). **Petroleum exploration economics and risk analysis**. Calgary: Canadian Society of Petroleum Geologists.

OPEC, **Montly Oil Market Report**, 2009.

Öktem, E. ve Demirkul, Z. (2009). **Petrol fiyatlarının dinamikleri ve geleceği**. Türkiye 11. Enerji Kongresi Bildirirleri, İzmir.

Özdemir, L. (1997). **Petrol arama ve üretim projelerinin değerlendirilmesi ve finansmanı**. Yayınlanmış master tezi, Gazi Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, Ankara.

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü Resmi İnternet Sitesi,  
<http://www.pigm.gov.tr/uretimi.php>, 22 Ekim 2009 tarihinde erişilmiştir.

Shiravi, A., Ebrahimi, S.N. (2006). **Exploration and development of Iran's oilfields through buyback**. Natural Resources Forum, 30, 199-206.

Stermole, F. J., Stermole, J. M. (1996). **Economic evaluation and investment decision methods**. Colorado : Investment Evaluations Corporation.

Tengilimoğlu, D. vd,(2008). **İşletme Yönetimi**, Ankara: Seçkin Yayıncılık.

TPAO, **Yıllık Rapor**, 2008

Ürün, G. (2003). **Petrol piyasalarının yapısı, petrolün etkileşim ağları ve petrol şirketleri arasındaki rekabet ortamı**. Avrasya Dosyası, 1, 94-132.

Yergin, D. (2009). **Petrol** (Kamuran Tuncay, Çeviri.) İstanbul: Türkiye İş Bankası Kültür Yayınları.

Yücel, F. B. (1994). **Enerji ekonomisi**. İstanbul: Febel Yayınları.

Wright, C., Gallun, R. (2004). **International Petroleum Accounting**, Penwell.

Wright J., Byrknes, A. (2000). **Buyback Contract Risk Modeling Using System Dynamics**.

## ÖZET

[ÖZDEMİRLİ, Tuğba]. [Petrol Arama ve Üretim Anlaşmalarının Finansal Yapısı ve Yatırım Kararlarının Değerlendirilmesi], [Yüksek Lisans Tezi], Ankara, [2010].

Türkiye yüksek petrol ve doğal gaz tüketimine sahip olmakla beraber, iki enerji kaynağını da büyük oranda ithal etmektedir. Çalışmanın amacı; dünyada ve Türkiye’de petrol piyasasının analizi ve bu piyasada yapılan bir yatırım projesinin finansal olarak değerlendirilmesidir.

Çalışmada petrol piyasasının esasları ve işleyişi incelenerek, bir petrol yatırım projesinin fizibilite etüdü yapılmıştır. Uygulamada yaygın olarak kullanılan net bugünkü değer, iç karlılık oranı gibi ticari analiz; duyarlılık ve başabaş noktası gibi risk analizi yöntemleri kullanılmıştır. Uygulamanın ikinci bölümünde ise, aynı yatırım üzerinden Türkiye analizi yapılarak, mevcut mevzuat ve yeni petrol kanun tasarısı karşılaştırılarak avantaj ve dezavantajları irdelenmiştir.

Çalışmada, petrol ve doğal gaz üretiminin artırılması için arama faaliyetlerine hız verilmesi, enerji tüketiminde yerli kaynakların payının artırılması, bu amaçla, yatırımcıyı yeterince teşvik etmeyen mevzuatımızın yerine sunulan yeni petrol kanun tasarısının uygulamadaki işlerliği ve enerji üzerinden alınan vergilerin yatırımcıyı teşvik edecek şekilde düzenlenmesi gereği vurgulanmaktadır.

### Anahtar Sözcükler

1. Petrol Piyasası
2. Uluslararası Petrol Anlaşmaları
3. Yatırım Kararları
4. Petrol Kanunu
5. Petrol Kanun Tasarısı
6. Proje Analizi

## ABSTRACT

[ÖZDEMİRLİ, Tuğba]. [Financial Structure of Oil Upstream Contracts and Evaluation of Investment Decisions], [Master Thesis], Ankara, [2010].

Turkey has a high level of oil and natural gas consumption, however she imports a large proportion of these two energy sources. The purpose of this study is to analyze the oil market in Turkey and the world, and to financially evaluate an investment project realized in this market.

In this thesis, principles and operation of the oil market have been investigated and a feasibility survey of an oil investment project has been performed. Commercial analysis methods such as net present value and internal rate of return; and risk analysis methods such as sensitivity and break-even point have been utilized in the case study section. The analysis of Turkey associated with the same investment has been conducted in the second part of the case study. Thus, the present regulations and the new draft oil law have been compared and the advantages and disadvantages have been discussed.

In this study, the need to speed up the exploration activities in order to boost oil and natural gas production and to increase the proportion of local sources in energy consumption is emphasized. The practical functionality of the new draft oil law, which has been introduced instead of the discouraging current regulation, and the necessity of an investor-encouraging energy tax arrangement are also highlighted.

### Key Words

1. Oil Industry
2. International Oil Contracts
3. Investment Decisions
4. Oil Law
5. New Draft Oil Law
6. Project Analysis