

**T.C.  
GAZİ ÜNİVERSİTESİ  
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ  
İŞLETME ANABİLİM DALI  
MUHASEBE-FİNANSMAN BİLİM DALI**

**ULUSLARARASI PETROL ARAMA VE ÜRETİM ŞİRKETLERİNDE  
YATIRIM KRİTERLERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ  
VE ÖRNEK UYGULAMA**

**MASTER TEZİ**

**Hazırlayan  
Yunus KARAKAYALI**

**Tez Danışmanı  
Doç. Dr. Ünsal BAN**

**Ankara – 2007**

## ÖNSÖZ

Enerji ülke ekonomileri için hayati önemdedir. Bu nedenle ülkeler günümüzde en önemli enerji kaynağı olan petrol ve doğalgazı sorunsuz ve güvenli bir şekilde temin edebilmek için uzun vadeli stratejiler geliştirmekte ve önemli yatırımlar yapmaktadırlar. Özellikle son yüzyılda petrolcülük alanında yapılan çalışmalar sonucu dünyanın yalnızca belirli bölgelerinde verimli petrol ve doğalgaz kaynaklarının bulunduğu tesbit edilmiştir. Bu durum petrol ve doğalgaz ihtiyacını kendi topraklarında üretemeyen ülkelerin diğer bölgelerde yatırımlar yapması sonucunu doğurmuştur. Tüm bunlar neticesinde petrol kaynaklarına sahip ev sahibi ülkeler ve uluslararası petrol şirketleri arasında ilişkileri düzenleyen kurallar geliştirilmiştir.

Yatırımcı şirketler projelerde kendi kazanımlarını maksimize etmeye çalışırken petrol sahibi ülkeler doğal kaynaklarının tüketilmesi gerekçesiyle kendi kazanımlarını maksimize etmeye çalışmaktadırlar. Petrol arama yatırımlarının büyük bütçeli ve yüksek riskli olması petrol şirketlerinin profesyonel olmalarını zorunlu kılmaktadır. Aksi takdirde büyük zararlar ve iflas kaçınılmaz olacaktır.

Bu çalışmada petrol arama ve üretim sektörü tarihi gelişimi ile birlikte gözden geçirilmekte, özellikle uluslararası petrol arama ve üretim yatırımlarında bulunacak şirketlerin projelerin fizibilitesini hesaplarken hangi kriterleri gözönünde bulundurması gerektiği izah edilmekte ve bu kriterlerin uygulaması bir örnek üzerinde gösterilmektedir.

|                          |           |
|--------------------------|-----------|
| <b>ÖNSÖZ .....</b>       | <b>i</b>  |
| <b>İÇİNDEKİLER .....</b> | <b>ii</b> |
| <b>TABLolar .....</b>    | <b>vi</b> |
| <b>GİRİŞ .....</b>       | <b>1</b>  |

## **I. BÖLÜM**

### **PETROL SEKTÖRÜNÜN TARİHİ GELİŞİMİ**

|                                                                                                       |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.1. Petrolün Tanımı ve Özellikleri .....                                                             | 5  |
| 1.2. Petrolün Kökeni, Oluşumu ve Gerekli Doğal Koşullar. ....                                         | 7  |
| 1.3. Petrol Sektörünün Tarihi Gelişimi Ve Petrol Ekonomisi .....                                      | 9  |
| 1.3.1. Petrol Endüstrisine Genel Bakış.....                                                           | 9  |
| 1.3.1.1 Keşfedilmiş Petrol ve Doğalgaz Rezervleri ve<br>Rezervlerin Talebi Karşılama Kapasitesi ..... | 16 |
| 1.3.1.2 Arama ve Üretim Sektöründeki Büyük Petrol<br>Şirketleri ve Yatırım Bütçeleri .....            | 22 |
| 1.3.1.3 Dünya Petrol Arama, Geliştirme ve Üretim Maliyetleri                                          | 24 |
| 1.3.2 Petrol İhraç Eden Ülkeler Teşkilatı (OPEC) ...                                                  | 25 |
| 1.4. Türkiye’de Petrol ve Petrolcülüğün Gelişimi .....                                                | 31 |
| 1.4.1 Cumhuriyet Öncesi Dönem.....                                                                    | 32 |
| 1.4.2 Cumhuriyet Sonrası Dönemi.....                                                                  | 33 |
| 1.4.3 Petrol Mevzuatı .....                                                                           | 40 |
| 1.4.4 Yeni Petrol Kanunu Tasarısı .....                                                               | 42 |
| 1.4.5 Türkiye’nin Petrol Potansiyeli .....                                                            | 47 |
| 1.4.6 Enerji Üretim ve Tüketim Merkezleri Arasında Türkiye ....                                       | 52 |
| 1.5 Petrol Yatırımlarının Sınıflandırılması ve Petrol Şirketlerinin<br>Organizasyon Şemaları .....    | 56 |
| 1.5.1 Arama ve Üretim Şirketlerinin Organizasyon Şemaları ..                                          | 57 |
| 1.5.1.1 Arama Departmanı.....                                                                         | 57 |
| 1.5.1.2 Üretim Departmanı.....                                                                        | 61 |
| 1.5.1.3 Pazarlama Departmanı.....                                                                     | 64 |
| 1.5.1.4 Yönetim Departmanı .....                                                                      | 65 |
| 1.5.1.5 Muhasebe Departmanı.....                                                                      | 65 |

## II. BÖLÜM

### PETROL ŞİRKETLERİNDE YATIRIM KRİTERLERİNİN FİNANSAL ANALİZİ

|                                                                                     |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1 Petrol Arama ve Üretim Anlaşma Yapıları .....                                   | 69 |
| 2.2. Yatırımcıların Riskleri .....                                                  | 77 |
| 2.2.1. Petrol Piyasası ile İlgili Riskler .....                                     | 77 |
| 2.2.1.1. Petrol Fiyatları.....                                                      | 77 |
| 2.2.1.2. Likidite yada Fiyatlarda Aşırı Değişim Riski ....                          | 80 |
| 2.2.1.3. Projeden Sağlanan Yatırımın Yeniden<br>Yatırıma Dönüştürülmesi Riski ..... | 81 |
| 2.2.2. Operasyonel Riskler.....                                                     | 81 |
| 2.2.2.1. Jeolojik Riskler .....                                                     | 81 |
| 2.2.2.2. Taşıma Riski .....                                                         | 81 |
| 2.2.2.3. Politik (Ülke) Riski .....                                                 | 82 |
| 2.2.3. Firma İle İlgili Riskler .....                                               | 83 |
| 2.2.3.1. Yönetim Riski.....                                                         | 83 |
| 2.3. İskonto Edilmiş Nakit Esasına Göre Projenin Değerlendirilmesi .83              |    |
| 2.3.1. Net Bugünkü Değer Yöntemine Göre Projenin<br>Değerlendirilmesi .....         | 84 |
| 2.3.1.1. Beklenen Nakit Akışları .....                                              | 84 |
| 2.3.1.1.1. Rezervler.....                                                           | 85 |
| 2.3.1.1.2. Fiyatlar .....                                                           | 87 |
| 2.3.1.1.3. Maliyetler .....                                                         | 87 |
| 2.3.1.1.4. Genel Giderler .....                                                     | 88 |
| 2.3.1.1.5. Vergiler .....                                                           | 88 |
| 2.3.1.1.5.1. Royalty .....                                                          | 89 |
| 2.3.1.1.5.2. Bonus Ödemeleri .....                                                  | 89 |
| 2.3.1.1.5.3. Petrol İhracatı Üzerinden Alınan Ekonomik<br>Kazanç Vergisi .....      | 90 |

|                                                                                                                |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 2.3.1.1.5.4. Kurumlar Vergisi .....                                                                            | 91  |
| 2.3.1.1.5.5. Aşırı Kar Vergisi .....                                                                           | 91  |
| 2.3.1.1.5.6. Üretim-Paylaşım Anlaşmaları Üzerinden Alınan<br>Vergi .....                                       | 92  |
| 2.3.1.1.5.6.1 Yatırımı Geri Alma (Amortisman) Petrolü .....                                                    | 92  |
| 2.3.1.1.5.6.2 Kar Petrolü Paylaşımı .....                                                                      | 92  |
| 2.3.1.1.5.6.2.1 R Faktör (karlılık endeksi) Yöntemi ile<br>Kar Petrolünün paylaşımı .....                      | 93  |
| 2.3.1.1.5.6.2.2 İç Verimlilik Oranı (İVO) Yöntemi ile<br>Kar Petrolünün Paylaşımı .....                        | 93  |
| 2.3.1.1.5.6.2.3 P Faktör (Fiyat Faktörü) Yöntemi ile Kar<br>Petrolünün Paylaşımı .....                         | 93  |
| 2.3.1.1.5.7. Çevre Vergisi .....                                                                               | 94  |
| 2.3.1.1.5.8. Toprak Vergisi .....                                                                              | 94  |
| 2.3.1.1.5.9. Mülkiyet Vergisi .....                                                                            | 94  |
| 2.3.1.1.5.10. Diğer Vergiler .....                                                                             | 94  |
| 2.3.2. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin<br>Tesbit Edilmesi .....                                         | 95  |
| 2.3.2.1. Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti'ni kullanarak<br>gelecekteki nakit akışlarını iskonto etmek; .... | 99  |
| 2.3.2.2. Net Bugünkü Değerin Hesaplanması;.....                                                                | 99  |
| 2.3.3. İç Verimlilik Oranı Yöntemi .....                                                                       | 101 |
| 2.3.4. Karlılık Endeksi Yöntemi .....                                                                          | 106 |
| 2.3.5. Geri Ödeme Süresi .....                                                                                 | 108 |
| 2.3.6. Defter (Muhasebe) Getiri Oranı .....                                                                    | 111 |
| 2.3.7. Duyarlılık Analizi .....                                                                                | 113 |
| 2.3.8. Senaryo Analizi .....                                                                                   | 127 |
| 2.3.9. Başabaş Analizi .....                                                                                   | 118 |
| 2.3.10. Karar Ağaçları .....                                                                                   | 123 |
| 2.4. Yatırımlara Proje Finansmanı Sağlayan Bazı Uluslararası<br>Kuruluşlar .....                               | 126 |
| 2.4.1. Avrupa Yatırım Fonu .....                                                                               | 126 |

|                                                 |     |
|-------------------------------------------------|-----|
| 2.4.2. DenizAşırı Ekonomik İşbirliği Fonu ..... | 127 |
| 2.4.3. Dünya Bankası .....                      | 127 |
| 2.4.4. Avrupa Yatırım Bankası .....             | 137 |

### III.BÖLÜM

#### PETROL ARAMA VE ÜRETİM PROJELERİNİN FİNANSAL DEĞERLENDİRMESİ

|                                                                                                                                |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.1. Uluslararası Bir Yatırımcının Kazakistan'da Gerçekleştirmiş<br>Olduğu Bir Proje'nin Uygulamalı Olarak Test Edilmesi ..... | 142 |
| 3.1.1. Anlaşma Türü .....                                                                                                      | 142 |
| 3.1.2. Proje Yönetimi .....                                                                                                    | 142 |
| 3.1.3. Anlaşma Süresi .....                                                                                                    | 143 |
| 3.1.4. Vergi ve Ödemeler .....                                                                                                 | 143 |
| 3.1.5. Harcamaların Finansmanı .....                                                                                           | 144 |
| 3.1.6. Anlaşma Koşullarının Değiştirilememesi .....                                                                            | 145 |
| 3.2. Ülke Koşulları .....                                                                                                      | 145 |
| 3.2.1. Hukuki Altyapı .....                                                                                                    | 145 |
| 3.2.2. Uluslararası Pazarlara Ulaşım, Teknik Altyapı ve<br>Petrol İhracatı .....                                               | 146 |
| 3.2.3. Jeolojik Yapı ve Riskler .....                                                                                          | 147 |
| 3.3. Proje Maliyeti .....                                                                                                      | 147 |
| 3.3.1. Arama Yatırımları .....                                                                                                 | 147 |
| 3.3.2. Geliştirme Yatırımları .....                                                                                            | 148 |
| 3.3.3. Üretim ve İşletme Giderleri .....                                                                                       | 149 |
| 3.3.4. Terketme (Likvidasyon) Giderleri .....                                                                                  | 150 |
| 3.3.5. Rezerv ve Üretim Bilgileri .....                                                                                        | 151 |
| 3.3.6. Gelir Projeksiyonu .....                                                                                                | 152 |
| 3.4. Net Nakit Akışlarının Hesaplanması .....                                                                                  | 155 |
| 3.4.1. Net Nakit Akışlarının İndirgenmesi ve İskonto Edilmiş<br>Nakit Akışlarının Net Bugünkü Değerinin Hesaplanması .....     | 158 |
| 3.4.2. Projenin İç Verimlilik Oranının Hesaplanması .....                                                                      | 158 |

|                                                |            |
|------------------------------------------------|------------|
| 3.4.3. Projenin Karlılık Endeksi Hesabına Göre |            |
| Değerlendirilmesi .....                        | 160        |
| 3.4.4. Geri Ödeme Süresi .....                 | 161        |
| 3.4.5. Defter (Muhasebe) Getiri Oranı .....    | 163        |
| 3.4.6. Duyarlılık Analizi .....                | 164        |
| 3.4.7. Başabaş Noktası Analizi .....           | 165        |
| 3.4.8. Karar Ağacı Yöntemi.....                | 168        |
| <b>SONUÇ VE ÖNERİLER .....</b>                 | <b>171</b> |
| <b>KAYNAKÇA .....</b>                          | <b>174</b> |
| <b>EKLER .... .....</b>                        | <b>178</b> |
| <b>ÖZET .....</b>                              | <b>184</b> |
| <b>ABSTRACT .....</b>                          | <b>186</b> |

## TABLO VE ŞEKİLLER CETVELİ

|          |                                                                                         |    |
|----------|-----------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tablo 1. | Büyük Petrol Şirketlerinin Yatırım, Satış, Maliyet,<br>Vergi ve Net Kar Rakamları ..... | 12 |
| Şekil-1  | Dünya Enerji Tüketimi Tablosu .....                                                     | 11 |
| Tablo-2  | Seçilmiş Ülke ve Bölgelerin Ortalama GSH Büyüme<br>Yüzdeleri .....                      | 14 |
| Tablo-3  | Rezervlerin Ivanhoe ve Leckie tanımlamasına göre<br>sıralanması .....                   | 15 |
| Tablo-4  | Keşfedilmiş En Büyük 21 Petrol Rezervi ve<br>Bulundukları Ülkeler .....                 | 16 |
| Tablo-5  | Keşfedilmiş Petrol Rezervlerinin 2004 yılı itibariyle<br>Ülkeler Bazında Dağılımı ..... | 17 |
| Tablo-6  | Ülkeler Bazında Petrol Üretimi ve Tüketimi .....                                        | 19 |
| Tablo-7  | 2004 Yılı Sonu İtibariyle Önemli Doğalgaz<br>Rezervine Sahip Ülkeler .....              | 21 |
| Tablo-8  | En Yüksek Petrol Üretim Kapasitesine Sahip Şirketler .....                              | 22 |
| Tablo-9  | Bazı Büyük Petrol Şirketlerinin 2002 Yılı<br>Arama ve Üretim Yatırım Tutarları .....    | 23 |
| Şekil-2  | Dünya Arama ve Üretim Maliyetleri .....                                                 | 25 |
| Tablo-10 | OPEC Net Petrol İhraç Gelirleri Tablosu .....                                           | 29 |
| Tablo-11 | On Yıllık Dönemler İtibariyle Keşfedilen Petrol miktarı ....                            | 31 |
| Tablo-12 | Türkiye’de Açılan Kuyuların Dağılımı .....                                              | 35 |
| Tablo-13 | Türkiye’de 2004 Yılında Kazılan Kuyuların Şirketler<br>Bazında Dağılımı .....           | 36 |
| Tablo-14 | Yıllar İtibariyle Türkiye Petrol Üretimi .....                                          | 37 |
| Tablo-15 | Türkiye Yerli Petrol Üretiminin Talebi Karşılama Oranı ...                              | 38 |
| Tablo-16 | Yabancı Şirketlerin Türkiye’de Yaptıkları Arama<br>ve Üretim Yatırımları .....          | 48 |
| Tablo-17 | 2003 Yılı Sonu İtibariyle Türkiye Hampetrol Rezervi ...                                 | 49 |
| Tablo-18 | Türkiye’de Bulunan Sahaların Ivanhoe-Leckie                                             |    |

|            |                                                           |     |
|------------|-----------------------------------------------------------|-----|
|            | Sınıflandırmasına Göre Tanımı .....                       | 50  |
| Tablo-19   | Hazar Bölgesi Petrol Boru Hatları .....                   | 54  |
| Tablo-20   | Hazar Bölgesi Doğalgaz Boru Hatları .....                 | 55  |
| Tablo-21   | Boğazları Bypass eden Alternatif Bölgesi Boru Hatları ..  | 56  |
| Şekil-3    | Uluslararası Petrol Arama ve Geliştirme Kontratları ..... | 75  |
| Şekil-4    | 1861-2005 Yılları arası Petrol Fiyatları .....            | 79  |
| Şekil-5    | Hazar Bölgesi Boru Hatları haritası .....                 | 82  |
| Tablo-22   | Kazakistan'da Anlaşma Türlerine Uygulanan Vergiler ....   | 90  |
| Tablo-23   | Kazakistan Vergi Kanunu P Faktör Uygulaması .....         | 94  |
| Tablo-24   | A Projesi Nakit Akışları .....                            | 100 |
| Tablo-25   | A Projesi Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri .....         | 103 |
| Tablo-26   | A Projesi Yatırım Harcamaları .....                       | 103 |
| Tablo-27   | B Projesi Maliyet Verileri .....                          | 107 |
| Tablo-28   | A ve B Projeleri Karşılaştırma Tablosu .....              | 108 |
| Tablo-29   | A Projesi Geri Ödeme Süresi .....                         | 111 |
| Tablo – 30 | Ortak Şirket Yatırım Harcamaları .....                    | 148 |
| Tablo- 31  | Ortak Şirket Üretim Profili .....                         | 152 |
| Tablo- 32  | Brent Petrolü Fiyatı (1976-1996) .....                    | 153 |
| Tablo-33   | Brent petrolü Fiyat Projeksiyonu (1996-2025) .....        | 154 |
| Tablo-34   | Ortak Şirket Net Nakit Akışları Tablosu .....             | 159 |

## GİRİŞ

Günümüz dünyasında toplam enerji ihtiyacının %60'ı petrol ve doğalgaz tarafından karşılanmakta olup, mevcut tahminler doğrultusunda 2030'lu yıllarda bu oranın %80'lere ulaşması beklenmektedir<sup>1</sup>. Enerji kaynakları içerisinde en önemlisi olan petrol ve doğalgaza olan günlük talep, 1965 yılında 31 milyon varil iken, 2004 yılı sonunda bu miktar 80 milyon varile çıkmıştır. Petrol ve Doğalgaza bağlı talebin son kırk yılda 2.67 kat arttığı ve 2003 yılından 2004 yılına bir yıllık talep artışının %3 olduğu gözönünde bulundurulduğunda, petrol ve doğalgaz hayatımızdaki önemini her geçen gün artırmaya devam edecektir.

Petrol fiyatlarının 50\$/varil olduğu varsayıldığında, yıllık hampetrol satışı ile el değiştiren para miktarının 1.4 trilyon ABD Doları olması, petrol endüstrisinin büyüklüğü hakkında yeterince ipucu vermektedir. Hampetrol satışlarından bu kadar büyük gelir elde etmek sözkosu olunca, arama ve üretim yatırımlarına ayrılan kaynaklar da aynı şekilde çok yüksek rakamlara ulaşmaktadır. BP, ExxonMobil, Total, Royal Dutch-Shell ve ChevronTexaco'nun 2000-2004 yılları arasında yapmış olduğu petrol arama ve geliştirme yatırım tutarları yıllık 45-68 milyar \$ arasında değişmektedir. Dolayısıyla petrol endüstrisi ve teknolojisi hızla gelişmeye devam etmektedir.

Enerjiye bugün en çok ihtiyaç duyan ülkeler, kalkınma hamlesine erken başlamış ve ekonomik kalkınmalarını tamamlamış olanlardır. Dünya'da üretilen petrol ile doğalgazın, %25'i tek başına Amerika Birleşik Devletleri, %25'i de Avrupa ülkeleri tarafından tüketilmektedir. İşin ilginç yanı, hidrokarbon (petrol ve doğalgaz) tüketiminin neredeyse yarısından fazlasını yapan Amerika Birleşik Devletleri ve Avrupa kendi topraklarındaki kaynaklarla, ihtiyaç duydukları petrol ve doğalgazın yarısını bile üretememektedirler.

---

<sup>1</sup> Ercan, Metin Kamil, Uluslararası Petrol Arama ve Üretim Yatırımlarının Yapısı ve Finansal Yönden İncelenmesi., Ankara,1996., s.1.

Özellikle petrol sanayisinin profesyonel anlamda doğduğu ve geliştiği, petrol endüstrisi standartlarının tesbit edildiği Amerika Birleşik Devletleri'nde potansiyel petrol alanlarının önemli bölümünün arandığı ve değerlendirildiği düşünülmektedir. Bugüne kadar yapılan çalışmalar sonucu ulaşılan hidrokarbon rezervlerinden yapılan üretim, gün geçtikçe enerjiye olan ihtiyacı daha da artan Amerika Birleşik Devletleri ve avrupa devletlerinin talebini karşılamakta yetersiz kalmaktadır.

Enerji'nin ülkelerin ekonomileri için hayati önemde olması ve bugün için petrolün yerine ikame edilebilecek alternatif enerji kaynağının olmaması nedeniyle, ülkeler kendileri için hayati öneme sahip petrol ve doğalgazı sorunsuz ve güvenli bir şekilde temin edebilmek için uzun vadeli stratejiler geliştirmektedirler. Bu ülkeler kendi topraklarında yeterli petrol olmasa bile, kendi ülkelerinin şirketleri vasıtasıyla, petrol potansiyeli olan ülkelere yatırımlar yapmakta ve petrol üretmektedirler. Bugün bakıldığında dünyadaki en büyük petrol şirketleri avrupa ve amerikan menşeli olanlardır.

Türkiye'nin de petrol ve doğalgaz ihtiyacı da hergeçen gün artmaktadır. Cumhuriyet'in ilanı sonrasında, petrol ihtiyacımızı kendi topraklarımızdan karşılamak amacıyla yapılan çalışmalar, 1954 yılında Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı'nın kurulmasıyla hız kazanmıştır. 1990'lı yıllara kadar yapılan çalışmalar sonucunda ülkemizin, etrafındaki komşularının aksine önemli petrol ve doğalgaz yataklarına sahip olmadığı düşünülmektedir. Bu döneme kadar yalnızca ülke topraklarında petrol arama ve üretimi yapan Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı, 1990'ların başından itibaren yurt dışında da faaliyet göstermeye başlamıştır. Türkiye topraklarında bugüne kadar yapılan arama faaliyetleri sonucu ulaşılan toplam üretimin, ülke ihtiyacının yalnızca %10'unu karşılıyor olması ve enerjiye duyulan ihtiyaç, yurt dışı yatırım çalışmalarının hız kazanmasına neden olmuştur.

Uluslararası petrol arama ve üretim faaliyetlerinde bulunmak için gerekli profesyonel tecrübeye sahip olmadan yapılacak yatırımlar ciddi kayıp ve zararlara yol açabilmektedir. Kendi ülkelerinde yapılan yatırımlar sırasında, özellikle kamu şirketi yönetimleri, yalnızca şirket fizibilitesini

gözönünde bulundurmamaktadırlar. Faaliyetleriyle ilgili kararlar alırken, sosyal amaçlı etkenleri de gözönünde bulundurabilmektedirler. Çünkü, yapılan yatırımların verimlilikleri yüksek olmasa bile, bu tür yatırımlar istihdam yaratıp, refah seviyesinin yükseltilmesine yardımcı olmaktadır.

Petrol sektörü, rezervlerin tahminindeki belirsizlik ve yüksek tutarlı yatırım gerektirmesi nedeniyle oldukça riskli, bir kez yatırım yapıldıktan sonra, gerekli büyüklükte bir rezerve ulaşılması halinde getirisi çok yüksek ve karlı bir iş alanıdır.

Petrol sektöründe ilgili rezervlerin bulunmasından sonraki en önemli konular, petrol fiyatının, yatırım ve üretim maliyetlerinin ne olacağıdır. Petrol satışından elde edilecek hasılatın, yatırım ve üretim maliyetlerini karşılayabilmesi ve kar elde edilebilmesi, doğrudan petrol fiyatlarının hangi seviyede oluştuğu ile bağlantılıdır. Fiyat ve maliyet değişkenleriyle birlikte en önemli husus yukarıda değinildiği gibi, yapılan değerlendirmeler sonucu verimli bir rezerve ulaşıp ulaşılamayacağıdır. Verimli bir petrol rezervi bulunamadığı takdirde yapılan çalışmaların değeri sıfırlanacaktır.

Petrol projelerinde, proje değerlendirme ve finansal yapının kontrolü, anlaşmanın imza aşamasında başlayıp, projenin ömrü boyunca sürmektedir. Yüksek riske sahip olan arama yatırımları, yatırımın her aşamasında risklerin analiz edilmesini gerektirmektedir. Böylece firma her aşamada beklentilerine ne kadar yaklaştığını veya yaklaşabileceğini ölçebilecektir. Bu nedenle, projeye başlarken yapılan varsayımlar doğrultusunda, finansal değerlendirme yöntemleri uygulanarak karlı olduğu düşünülen yatırım, projenin çeşitli safhalarında aynı yöntemlerle, gerçekleştirmeler doğrultusunda değerlendirilmeye devam edilerek hedeflere ulaşma potansiyeli test edilir.

Bu çalışmanın birinci bölümünde, petrol endüstrisinin tarihi gelişimi anlatılmakta, petrol arama ve üretim sektörünün ekonomik boyutu incelenmektedir. Petrol sektörünün tarihi gelişimi ile birlikte petrol arama ve üretim firmalarının organizasyon yapıları da bu bölümde anlatılmaktadır.

Çalışmanın ikinci bölümünde, petrol arama ve üretim anlaşmaları anlatılıp, uluslararası petrol arama ve üretim faaliyetlerinde karşılaşılan riskler tanımlanmakta ve petrol arama ve üretim projelerinin değerlendirilmesinde kullanılan yöntemlerin açıklamaları yapılmaktadır. Ayrıca yatırım projelerine finansman sağlayan uluslararası kuruluşlar hakkında kısaca bilgi verilmektedir.

Üçüncü bölümde, uluslararası arama ve üretim yatırımı yapan bir türk petrol şirketi incelenmekte, projeleri değerlendirirken gözönünde bulundurması gereken hususlar değerlendirilmektedir. Şirketin yatırım kararları, finansal değerlendirme yöntemleri ile analiz edilerek günün koşulları doğrultusunda kararların analizi yapılmaktadır.

## BÖLÜM 1

### 1.1 PETROLÜN TANIMI VE ÖZELLİKLERİ<sup>2</sup>

Petrol (petra=taş oleum=yağ ), Petrol doğada bulunan kompleks bir hidrokarbon karışımıdır. Doğal gaz ve petrol birlikte hidrokarbon adı ile de bilinir. Hidrokarbon katı, sıvı ya da plastik halde bulunabilir. Yeraltında gaz halinde iken yüzeye çıktığında soğuyup sıvı haline gelen petrole “kondanse” (yoğunlaşmış) denir. Sıvı hidrokarbona ham petrol denir. Plastik hidrokarbon asfalt ve ilişkili maddeleri içerir.

Petrol yakıt ve kimya sanayinde ham madde olarak kullanılır. Petrol ve türevleri ilaç, gübre, gıda maddeleri, plastik ve inşaat malzemeleri, boya ve giyim sanayi yanında elektrik üretiminde de kullanılmaktadır.

*Petrolün Yoğunluğu:* Bir maddenin yoğunluğu belli hacimdeki maddenin ağırlığının aynı hacimdeki suya olan oranıdır. Petrolün yoğunluğu 600f (15,50c) sıcaklık ve 1 atmosfer basınç altındaki petrolün yoğunluğu ile ifade edilir. Ham petrolün yoğunluğu onun kimyasal bileşimini yansıtır. Petrol içerisindeki hidrokarbon yüzdesi, gaz miktarı, rezin ve asfalt gibi ağır hidrokarbonların oranı, sülfür oranı, sıcaklık gibi faktörler petrolün yoğunluğunu etkiler. Petrolün fiyatı yoğunluğuna göre değişmektedir

Petrolün yoğunluğu 0,6-1.00 gr/cm<sup>3</sup> arasında değişir. Yoğunluk Amerika’da api, Avrupa’da ise baume derecesi ile ifade edilir. Dünya petroleri ortalama 27-35 api gravite aralığındadır. Kaliforniya’daki 50-70 api petrol sudan ağırdır. En yüksek 57 api petrol bulunmuştur

*Petrolün Hacmi :*Sıvı petrolün hacmi 600f de ve 1 atmosfer basınçta ölçülür ve varil cinsinden ifade edilir. 1 varil=159 litredir. Doğal gazın hacmi aynı koşullarda ft<sup>3</sup> veya m<sup>3</sup> cinsinden ifade edilir. Hacmi denetleyen faktörler sıcaklık, basınç ve petrolün içerisinde çözünmüş olan maddelerdir. Rezervuardaki petrol hacmi, petrolün tankda dinlendirilmesi ile % 6-8 oranında azalır.

---

<sup>2</sup> Petrol Genel Dosyası ve Türkiye.

*Petrolün Viskozitesi:* Viskozite bir sıvı veya gazın akmaya karşı direncini ifade eder. Yani akışkanlığın tersidir. Petrolün viskozitesi petrolün bileşimine bağlıdır. Yoğunluk ve ağır bileşen miktarı arttıkça viskozite de artar. Sıcaklık ve gaz miktarı arttıkça viskozite düşer. Viskozite birimi poiz'dir. Bir sıvı 1 cm<sup>2</sup> kesitindeki bir tüp içerisinde 1 dyn basınç altında 1 saniyede 1 cm ilerleyebiliyorsa viskozitesi 1 poiz'dir. Poiz'in yüzde birine santipoiz denir. Yüksek viskoziteli petrolün taşınması ve üretilmesinde güçlükler vardır.

*Petrolün Kırılma İndisi:* Kırılma indisi petrolün kimyasal bileşimine bağlı bir özelliktir. Petrolün yoğunluğuna göre 1,39 ile 1,49 arasında değişir. Hafif petrolerin kırılma indisi de küçüktür.

*Petrolün Flüoresans Özelliği:* Petrol ultraviyole ışık altında sarı-yeşil-mavi renklerde flüoresans gösterir. Bu özellik eser miktardaki petrolün kolayca belirlenmesini sağlar.

*Petrolün Renk ve Kokusu:* Petrolün rengi yansıyan ışıktaki yeşilimsi, içinden geçen (kırılan) ışıktaki ise açık sarı, kırmızı ve bazen de siyahtır. Özgül ağırlık arttıkça renk de koyulaşır. Hafif hidrokarbonlu petroler hoş kokulu; doymamış hidrokarbon, kükürt ve nitrojen içeren petroler ise kötü kokuludur.

*Petrolün Kalori Değeri :* Petrolün kalori değeri özgül ağırlığı ile ters orantılıdır. Özgül ağırlığı 0,9 olan 17 api petrolün kalori değeri 10500 kal/g iken özgül ağırlığı 0,7 olan 70 api petrolün kalori değeri 11700 kal/g dir.

*Petrolün Parlama Noktası:* Petrol üzerine alev tutulduğunda petrol buharının ilk ateşlenme anı petrolün parlama noktasıdır. Bu nokta petrolün bileşimine göre değişir. Parlama noktası çeşitli ısı derecelerinde distile edilebilen ürün oranlarının belirlenmesinde kullanılır.

*Petrolün Kimyasal Özellikleri :* Petrol bir hidrokarbon bileşimidir. Petrol açısından en önemli hidrokarbonlar; parafin veya metan serisi ( $C_nH_{2n+2}$ ), olefin (naften) serisi ( $C_nH_{2n}$ ), aromatikler ( $C_nH_{2n-6}$ ), serisi (aromatikler) asetilen serisi ( $C_nH_{2n-2}$ ), parafin serisi ( $C_nH_{2n+2}$ ) Bütün hidrokarbon atomları birbirleri ile tek bağlarla bağlanmışlardır. Hidrojen

atomları doymuş olduğundan parafin serisine doymuş hidrokarbon grubu da denilir.

Doymamış hidrokarbon grubuna dahildir. Doğada az bulunurlar. Petrol içerisinde sadece yüksek karbonlu olanları bulunur. Doğada petrole birlikte doğal gaz da bulunur. Bunlar serbest gaz halinde, petrole çözünmüş halde, suda çözünmüş halde, sıvılaştırmış gaz halinde bulunabilir.

Doğal gazlar hidrokarbon gazları ve nonhidrokarbon gazları olmak üzere ikiye ayrılır. Ayrıca içerdikleri buhar miktarına göre yaş ve kuru gaz olmak üzere de sınıflanırlar. Doğada petrole birlikte bulunan diğer organik bileşikler; alkoller, organik asitler , yağlar , karbonhidratlar, proteinler, diğer organik maddelerdir.

Petrol uzun jeolojik süreçlerde karmaşık fiziksel ve kimyasal işlevler sonucunda oluşmuştur. Petrolün aranması, bulunması, işletilmesi ve kullanıma hazırlanması için bu işlevlerin iyi bilinmesi gerekir. Bu da farklı uzmanlık alanlarını gerektirir.

## 1.2 PETROLÜN KÖKENİ VE OLUŞUMU

Petrol genellikle çökel kayalar içerisinde bulunur. En petrolü kayalar sığ denizel çökellerdir . Petrolü içerisinde bulunduran çökel kayalar geçirimsiz kayalarla örtülmüş ya da çevrelenmişlerdir. Yaşlı doğal ham petrol ile bugün sığ derinliklerde oluşmakta olan petrol arasında karbon zincirleri açısından farklılıklar vardır. Yaşlı ham petrolün %50 den fazlası hafif hidrokarbonlardır (Hafif petrol yüksek API, düşük yoğunluklu petroldür). Modern petrole bu durum ender olarak görülür. Genç petrolün optik özelliklerinden bazıları biyosentetik olarak oluşturulan petrolün özelliklerine benzemektedir. Genç petrollerde bulunan bazı kompleks moleküller bugün modern organik maddeler içerisinde de oluşmaktadır.

Petrol deniz organizmalarının yer altında parçalanmasının ardından oluşur. Denizde yaşayan küçük organizma artıkları ve karada yaşayıp nehirlerle denize sürüklenen organizmalar, okyanus dibinde yetişen bitkiler, ince kumlara ve deniz dibindeki çökeltilere karışır. Organik maddeden zengin bu depolar, ham petrolü oluşturan kaynak kayaları meydana getirir. Bu işlem yaşamın başladığı milyonlarca yıl önce başlamış olup halen devam etmektedir. Bu çökeltiler ağırlaşarak kendi ağırlıklarının etkisiyle suyun dibine düşerler. İlave depolar biriktikçe , altta bulunanlar üzerindeki basınç binlerce kat, sıcaklık da yüzlerce kat artar. Sertleşen çamur ve kum killi şistler ve grey oluşturur. Deniz kabukları sertleşir ve karbonla kalkere dönüşür. Ölen organizma artıkları ham petrol ve doğal gaza dönüşür. Bir kez oluştuktan sonra petrol, yer kabuğunu oluşturan karbonlu kayalar, kumlar ve şistlerin aralarını dolduran maddelerin yoğunluğundan daha az olduğundan yukarı doğru çıkar.

Ham petrol ve doğal gaz suyun üzerinde bulunan daha büyük çökellerin mikroskopik deliklerinin içinden çıkar. Sıklıkla su geçirmez bir şist veya yoğun bir kaya örtüsüyle karşılaşır ve daha yukarı çıkamaz. Böylece hapsolan petrol kapan oluşturur. Herhangi bir engelle karşılaşmayan petrol serbestçe yer yüzüne veya okyanus diplerine çıkar. Yüzey depoları aynı zamanda bitumen göllerini ve doğal gazı oluşturur.

### *Petrol Oluşumu İçin Gerekli Doğal Koşullar<sup>3</sup> ;*

Petrol genellikle denizel, seyrek olarak da karasal çökeller içerisinde bulunur. Bütün petrolerin kimyasal yapısı küçük farklılıklar dışında aynıdır. Petrol Prekambriyen'den Pleistosen'e kadar her yaşta kaya içerisinde bulunabilir. Yani petrol oluştuktan sonra milyonlarca yıl korunabilir.

#### 1. Kaynak olacak deniz planktonlarının varlığı

---

<sup>3</sup> Petrol Genel Dosyası ve Türkiye.

2. Bu ana kaynağı “pişirecek” olan yanma
3. Rezervuar görevi görecektir kaya varlığı: delikli kumtaşı veya kireç taşı,
4. Rezervuara kapak olacak şeyt veya tuz.
5. Kapan :yapısal kapan veya fasies kapan

#### Mezozoic Zamanın Özellikleri:

1. Dünyada tropikal iklim hakimdi
2. Okyanusta bol plankton vardı
3. Okyanus tabanları bugünkünün aksine durgun ve anoksikti
4. Siyah, organik bakımdan zengin çamurlar daha sonra kaynak kayaları oluşturdu.

Petrol, içerisinde bulunduğı ortamda oluşabildiğı gibi çok uzaklardan göç edip gelmiş de olabilir. Petrolün oluşumu için 15.000 yıl, bir kapanda toplanması için ise en az 1.000.000 yıl gereklidir.

### **1.3 PETROL SEKTÖRÜNÜN TARİHİ GELİŞİMİ VE PETROL EKONOMİSİ**

#### **1.3.1 Petrol Endüstrisine Genel Bakış ;**

Heredot, MÖ 450 yıllarında Tunus ve Yunan adalarında Petrol sızıntılarından bahseder. Bu ilk dönemlerde petrolün; hastalıklara ilaç olarak, su yalıtım malzemesi olarak ve savaşlarda yakıcı madde olarak kullanıldığı bilinmektedir.<sup>4</sup>

19. yüzyıl ortalarına kadar petrol üretimi ilkel yöntemlerle sürmüş; asfalt, ham petrol ve yağ olarak üretilip kullanılmıştır. 1745 yılında

---

<sup>4</sup> ERCAN, Metin Kamil: “Uluslararası Petrol Arama ve Üretim Yatırımlarının Yapısı ve Finansal Yönden İncelenmesi”, Ankara, 1996.

Fransa'da Pechelbronn'daki Petrollü kıyılarda ilk petrol kuyusu açılmıştır. Kral XV. Louis tarafından M. de la Sorbonniere'ne lisans verilmiş ve bu kişi dünyanın ilk petrol rafinerisini kurmuştur. 1847 yılında İskoçya'da James Young tarafından petrol ürünleri işlenmiştir.

1857 yılında Amerika Birleşik Devletleri'nde Albay Drake tarafından Pennsylvania'da ilk petrol üretim kuyusu açılmıştır. Bu dönemde kablolu sondaj makineleri icat edilmiş ve kullanılmıştır.

I. Dünya Savaşı sonrası dünyada petrol giderek önem kazanmış; otomobil ve diğer motorlu araçların yaygınlaşmasıyla petrol ihtiyacı giderek artmıştır. Bu dönemde dünyada dev petrol şirketleri kurulmuştur. Bunlardan en önemlileri “Seven Sisters” adı ile bilinen yedi dev şirkettir.<sup>5</sup> Bunlar;

- Exxon (Esso, Humble, Standard NJ),
- Shell,
- BP (British Petroleum, orijinali Burmah Oil + Anglo-Iranian),
- Gulf,
- Texaco,
- Mobil (Standard of NY, or Socony-Vacuum),
- Ve Chevron (Standard of California).

Gulf Oil (1984 yılında Chevron tarafından satın alındı) listede çok uzun süre yer almadı ve bir kuzeydoğu pazarlama şirketi olan Amoco genellikle bu altı'lıya dahil edildi.<sup>6</sup> Fakat 1998 yılında Amoco, BP tarafından, Mobil ise Exxon tarafından satın alındı. Yine Texaco ile Chevron 2001-2002 yıllarında birleşti.

Büyük petrol şirketlerinin yıllık satış hasılatları, yatırım bütçeleri birçok ülkenin toplam milli gelirinden daha fazladır. Beş büyük özel petrol

---

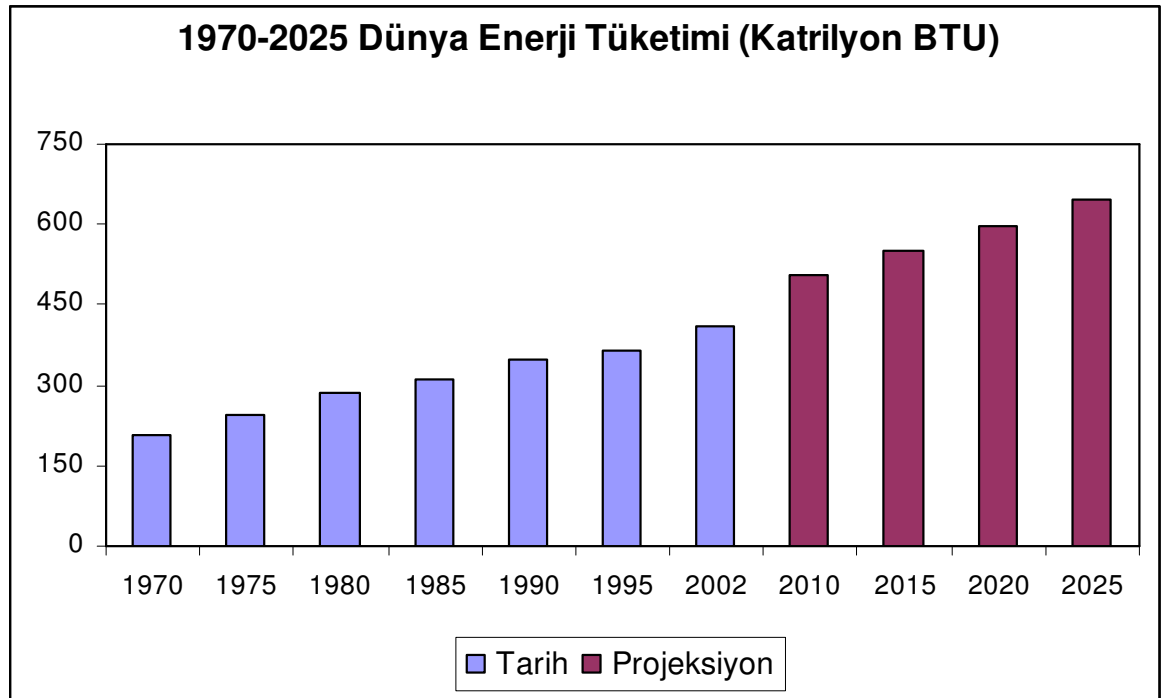
<sup>5</sup> ERCAN, Metin Kamil: “Uluslararası Petrol Arama ve Üretim Yatırımlarının Yapısı ve Finansal Yönden İncelenmesi”, Ankara, 1996.

<sup>6</sup> [www.gravmag.com/oil.html#seven](http://www.gravmag.com/oil.html#seven)

şirketinin verilerinin gösterildiği tablo-1 incelendiğinde, finansal büyüklükleri hakkında daha net bir fikir sahibi olunacaktır. Aşağıdaki tabloda yer alan bilgiler doğrultusunda beş büyük şirketin 2004 yılı toplam satışları 1.231.979 milyon usd, bu satış rakamlarına ulaşmak için yaptıkları harcama 1.091.841 milyon usd ve vergiler düşüldükten sonra net kar 82.919 milyon usd'dir.

Dünya ekonomisindeki büyüme enerjiye olan talep üzerinde de benzer oranda bir artışa neden olmaktadır. Dünya enerji tüketimi ile ilgili projeksiyolara göre (şekil-1) 2002 yılında 412 katrilyon btu olan dünya enerji tüketiminin 2015 yılında 553 katrilyon btu, 2025 yılında 645 katrilyon btu olması beklenmektedir<sup>7</sup>. Toplam enerji tüketimi içinde petrolün payı 1970 yılında %50 civarında iken (100 btu /207 btu), 2025 yılında bu oranın % 39 olarak oluşması beklenmektedir (250 btu / 645). Tüketim içinde petrolün payının azalması, diğer enerji kaynakları olan nükleer enerji, doğalgaz ve kömürün daha yaygın olarak kullanılmaya başlanmasıyla ortaya çıkmıştır.

Şekil - 1



<sup>7</sup> World Energy and Economic Outlook, The International Energy Outlook 2005.

Tablo - 1 Büyük Petrol Şirketlerinin Yatırım, Satış, Maliyet, Vergi ve Net Kar Rakamları (milyon \$)<sup>8</sup>

| Yıl / Firma              | 2000    | 2001    | 2002    | 2003    | 2004      |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|-----------|
| <b>BP</b>                |         |         |         |         |           |
| Gelirler                 | 161,826 | 175,389 | 178,721 | 236,045 | 294,849   |
| Satışların Maliyeti      | 145,786 | 160,558 | 168,713 | 219,468 | 272,479   |
| Gelir Vergisi            | 6,648   | 6,375   | 4,317   | 6,111   | 8,282     |
| Özel İndirimler          |         |         |         |         |           |
| Net Kar/Zarar            | 9,392   | 8,456   | 5,691   | 10,466  | 14,088    |
| Yatırım Tutarı           | 11,171  | 13,200  | 13,321  | 13,986  | 14,408    |
| <b>ExxonMobil</b>        |         |         |         |         |           |
| Gelirler                 | 227,596 | 208,715 | 200,949 | 237,054 | 291,252   |
| Satışların Maliyeti      | 198,785 | 184,428 | 182,990 | 204,538 | 250,011   |
| Gelir Vergisi            | 11,091  | 8,967   | 6,499   | 11,006  | 15,911    |
| Özel İndirimler          |         |         |         |         |           |
| Net Kar/Zarar            | 17,720  | 15,320  | 11,460  | 21,510  | 25,330    |
| Yatırım Tutarı           | 11,168  | 12,311  | 13,955  | 15,525  | 14,885    |
| <b>Total</b>             |         |         |         |         |           |
| Gelirler                 | 105,430 | 94,250  | 108,871 | 118,340 | 153,056   |
| Satışların Maliyeti      | 93,234  | 82,136  | 97,218  | 104,343 | 130,693   |
| Gelir Vergisi            | 5,846   | 5,261   | 5,345   | 6,053   | 10,373    |
| Özel İndirimler          |         |         |         |         |           |
| Net Kar/Zarar            | 6,350   | 6,853   | 6,308   | 7,944   | 11,990    |
| Yatırım Tutarı           | 7,677   | 9,506   | 9,191   | 8,740   | 10,812    |
| <b>Royal Dutch/Shell</b> |         |         |         |         |           |
| Gelirler                 | 191,511 | 167,431 | 218,287 | 263,889 | 337,522   |
| Satışların Maliyeti      | 167,519 | 148,677 | 200,984 | 242,227 | 304,203   |
| Gelir Vergisi            | 11,273  | 8,404   | 7,647   | 9,349   | 15,136    |
| Özel İndirimler          |         |         |         |         |           |
| Net Kar/Zarar            | 12,719  | 10,350  | 9,656   | 12,313  | 18,183    |
| Yatırım Tutarı           | 6,209   | 9,598   | 22,362  | 12,252  | 12,734    |
| <b>ChevronTexaco</b>     |         |         |         |         |           |
| Gelirler                 | 119,130 | 106,245 | 99,049  | 121,277 | 155,300   |
| Satışların Maliyeti      | 105,081 | 97,954  | 94,893  | 108,753 | 134,455   |
| Gelir Vergisi            | 6,322   | 4,360   | 3,024   | 5,294   | 7,517     |
| Özel İndirimler          |         | 643     |         |         |           |
| Net Kar/Zarar            | 7,727   | 3,288   | 1,132   | 7,230   | 13,328    |
| Yatırım Tutarı           | 9,250   | 12,028  | 9,255   | 7,363   | 8,315     |
| <b>Toplam</b>            |         |         |         |         |           |
| Gelirler                 | 805,493 | 752,030 | 805,877 | 976,605 | 1,231,979 |
| Satışların Maliyeti      | 710,405 | 673,753 | 744,798 | 879,329 | 1,091,841 |
| Gelir Vergisi            | 41,180  | 33,367  | 26,832  | 37,813  | 57,219    |
| Özel İndirimler          |         | 643     |         |         |           |
| Net Kar/Zarar            | 53,908  | 44,267  | 34,247  | 59,463  | 82,919    |
| Yatırım Tutarı           | 45,745  | 56,643  | 68,084  | 57,866  | 61,154    |

<sup>8</sup> OPEC Annual Statistical Bulletin 2004.

Dünya petrol tüketimi ile ilgili projeksiyonlara göre 2002 yılında 78 milyon varil/gün olan tüketimin 2015 yılında 103 milyon varil/gün, 2005 yılında 119 milyon varil/gün olması beklenmektedir<sup>9</sup>.

Birincil enerji kaynakları içersinde en hızlı tüketim artışının Doğalgazda olması beklenmektedir. Bu tahminlere göre 2002 – 2025 yılları arasında yıllık ortalama %2.3 tüketim artışı olması beklenmektedir. Bunda doğalgazın çevre dostu olması ve daha az kirliliğe sebep olması nedeniyle elektrik çevrimi için tercih ediliyor olması da oldukça önemli bir etkidir.

Dünya enerji tüketimini etkileyen faktörler arasında hiç kuşkusuz en önemlisi ekonomik büyümedir. Bu nedenle gelecekteki enerji talebini ve ekonomik büyüme ile enerji tüketimi arasındaki korelasyonu anlamak için ülkelerin tarihi ve beklenen büyüme rakamlarının açıklandığı tablo-2'yi incelemek yararlı olacaktır.

Petrol arama ve üretim şirketleri iki konu üzerinde yoğunlaşırlar. Bunlardan ilki, üretilebilir petrol ve gaz rezervine ulaşmak, diğeri ise bulunan rezervlerden yapılan üretim faaliyetlerinden pozitif net nakit akışı sağlayabilmektir. Faaliyet karlılığını etkileyen çeşitli unsurlar vardır. Bunlardan en önemlisi hiç kuşkusuz rezervin miktarı ve kalitesidir. Çünkü bulunan rezervlerin miktarı ve kalitesi gerek arama ve geliştirme, gerekse üretim maliyetleri üzerinde oldukça önemli bir etkiye sahiptir. Ağır kaliteli petrolü yeryüzüne çıkarmak için kimyasal madde kullanımı, akışkanlığı korumak ve taşımayı kolaylaştırmak için sıcak tutma, petrolü inceltme gibi çeşitli ek maliyetlere katlanmak gerekecektir. Ağır kalitedeki petrolün sadece üretim maliyetleri değil satış fiyatı üzerinde de olumsuz etkisi sözkonusudur.

---

<sup>9</sup> World Energy and Economic Outlook, The International Energy Outlook 2005.

Tablo - 2. Seçilmiş Ülke ve Bölgelerin Ortalama GSH Büyümeleri

|                                   | Tarihi        | Projeksiyon   |
|-----------------------------------|---------------|---------------|
|                                   | 1979-2002 (%) | 2002-2025 (%) |
| <b>Gelişmiş Ekonomiler</b>        | <b>2.6</b>    | <b>2.5</b>    |
| ABD                               | 2.9           | 3.1           |
| Kanada                            | 2.8           | 2.4           |
| Meksika                           | 2.7           | 3.9           |
| Japonya                           | 2.5           | 1.7           |
| Batı Avrupa                       | 2.3           | 2.0           |
| Avustralya /Yeni Zelenda          | 3.2           | 2.6           |
| <b>Geçiş Ekonomileri</b>          | <b>-0.5</b>   | <b>4.4</b>    |
| BDT                               | -1.0          | 4.6           |
| Doğu Avrupa                       | 0.9           | 4.1           |
| <b>Gelişmekte Olan Ekonomiler</b> | <b>5.0</b>    | <b>5.1</b>    |
| Gelişmekte Olan Asya Ü.           | 6.8           | 5.5           |
| Çin                               | 9.4           | 6.2           |
| Hindistan                         | 5.6           | 5.5           |
| Güney Kore                        | 6.7           | 3.9           |
| Diğer Asya                        | 5.4           | 4.6           |
| Orta Doğu                         | 2.4           | 4.3           |
| Afrika                            | 2.4           | 4.0           |
| Merkez ve Güney Amerika           | 2.2           | 3.9           |
| Brezilya                          | 2.4           | 3.8           |

Üretilen petrolün miktarı artıkça sabit ve değişken maliyetlerin birim maliyet üzerindeki payı azalmaktadır. Bu nedenle petrol şirketleri on adet kuyu kazıp beş tane küçük rezerv tesbit etmektense, bir adet büyük rezerve ulaşmayı ümit ederler. Maliyetlerin büyüklüğü nedeniyle beş adet küçük rezervin ayrı ayrı üretilmesi ekonomik olmazken bu beş adet rezervin toplam miktarına sahip büyük bir rezervin üretimi ekonomik olabilmektedir. Örneğin;

bir milyon varil ispatlamış ağır hampetrol rezervine sahip bir proje yüksek geliştirme ve işletme maliyeti nedeniyle \$1 milyon piyasa değerine sahip olurken, yine bir milyon varil hafif hampetrol rezervine sahip başka bir proje \$6 milyon fiyattan satılabilmektedir.

Bugün itibariyle ispatlanmış rezervlerin %93'ü 20. yüzyılda bulunmuştur. İspatlanmış petrol rezervlerinin %60'ı beş ortadoğu ülkesinde, ispatlanmış toplam petrol ve doğalgaz rezervlerinin %49'u ise yalnızca üç ülke'de, S.Arabistan, BDT ve İran'da bulunmaktadır. Bugün itibariyle ispatlanmış olan 1 trilyon civarındaki petrol rezervi yıllık tüketim miktarının 45 katı civarındadır.

Petrol rezervlerinin büyüklüğü konusunda İvanhoe ve Leckie tarafından yapılan sınıflandırma tablo-3'te gösterilmektedir.

Tablo 3 - Ivanhoe ve Leckie (1993) sınıflandırmasına göre rezervlerin tanımı.<sup>10</sup>

| Rezerv Sınıfı | Rezerv (Milyon varil) | Rezerv Sınıfı |
|---------------|-----------------------|---------------|
| AAAAA         | >50 000               | Megadev       |
| AAAA          | 5 000 - 50 000        | Superdev      |
| AAA           | 500 - 5 000           | Dev           |
| AA            | 100 - 500             | Çok Büyük     |
| A             | 50 - 100              | Büyük         |
| B             | 25 - 50               | Orta          |
| Diğerleri     | <25                   | Küçük         |

Dünyada tesbit edilmiş en büyük 21 rezerv ve bulundukları ülkeler tablo-4'te görülmektedir<sup>11</sup>;

<sup>10</sup> ATALAY Mesut, Türkiye Petrol Jeologları Derneği Yönetim Kurulu Üyesi, ASAM, Avrasya Dosyası, Cilt 9, Sayı 1, Ankara

<sup>11</sup> [www.gravmag.com/oil.html#seven](http://www.gravmag.com/oil.html#seven)

Tablo-4 Dünyada tesbit edilmiş en büyük 21 rezerv ve bulundukları ülkeler

| Saha /Ülke                             | Saha Rezervi (Milyar Varil) |
|----------------------------------------|-----------------------------|
| 1. Ghawar, Suudi Arabistan             | 75-83                       |
| 2. Burgan, Kuveyt                      | 66-72                       |
| 2a. Cantarell, Meksika                 | 35                          |
| 3. Bolivar Coastal, Venezuela          | 30-32                       |
| 4. Safaniya-Khafji, Saudi Arabistan    | 30                          |
| 5. Rumaila, Irak                       | 20                          |
| 6. Tengiz, Kazakistan                  | 15-26                       |
| 7. Ahwaz, İran                         | 17                          |
| 8. Kerkuk, Irak                        | 16                          |
| 9. Marun, İran                         | 16                          |
| 10. Gachsaran, İran                    | 15                          |
| 11. Aghajari, İran                     | 14                          |
| 12. Samotlor, Batı Sibirya, Rusya      | 14-16                       |
| 13. Prudhoe Bay, Alaska, ABD           | 13                          |
| 13a. Kashagan, Kazakistan              | 13                          |
| 14. Abqaiq, Suudi Arabistan            | 12                          |
| 15. Romashkino, Volga-Ural, Rusya      | 12-14                       |
| 16. Chicontepec, Meksika               | 12                          |
| 17. Berri, Suudi Arabistan             | 12                          |
| 18. Zakum, Abu Dabi, BAE               | 12                          |
| 19. Manifa, Suudi Arabistan            | 11                          |
| 20. Faroozan-Marjan, Saudi Arabia/İran | 10                          |
| 21. Marlim, Campos, Brezilya           | 10-14                       |

### 1.3.1.1 Keşfedilmiş Petrol ve Doğalgaz Rezervleri ve Rezervlerin Talebi Karşılama Kapasitesi;

Yıllık Dünya petrol tüketimi ortalama 25 milyar varildir. Ama ekonomik büyümeye paralel olarak enerjiye olan talep artmaktadır. Enerji kaynakları içinde petrol ve doğalgazın payı dikkate alındığında, artan ihtiyaç kadar bir arz kaynağına ihtiyaç duyulacaktır. Halihazırda mevcut 1 trilyon varil

civarındaki petrol rezervinin, yıllık ortalama 25 milyar varil olan dünya ihtiyacı gözönünde bulundurulduğunda, 40 yıllık talebi karşılayacak bir kaynak olduğu görülecektir. Bu varsayımda tüketimin artacağı ve yeni kuyuların açılacağı dikkate alınmamıştır. Bulunacak yeni rezervler ya da enerji kaynakları sonucu mevcut petrol ve doğalgaz rezervlerinin ihtiyaçları uzun süre karşılaması mümkün olabileceği gibi, artan ihtiyaç ve talep karşısında yeni keşifler yapılmaksızın mevcut kaynaklar daha kısa sürede de tükenebilir.

### Dünya Petrol ve Doğalgaz Rezervi ve Üretim Bilgileri;

Tablo-5 2004 yılı itibariyle Dünya'da ispatlanmış petrol rezervlerinin dağılımı<sup>12</sup>.

|                                 | 2004 Yılı    |                      |
|---------------------------------|--------------|----------------------|
|                                 | Milyar Varil | Toplam Rezerve Oranı |
| ABD                             | 29.4         | 2.5%                 |
| Kanada                          | 16.8         | 1.4%                 |
| Meksika                         | 14.8         | 1.2%                 |
| <b>Toplam Kuzey Amerika</b>     | <b>61.0</b>  | <b>5.1%</b>          |
| Arjantin                        | 2.7          | 0.2%                 |
| Brezilya                        | 11.2         | 0.9%                 |
| Kolombiya                       | 1.5          | 0.1%                 |
| Ekvator                         | 5.1          | 0.4%                 |
| Venezuela                       | 77.2         | 6.5%                 |
| Diğer Orta Amerika              | 1.5          | 0.1%                 |
| <b>Diğer Güney ve O.Amerika</b> | <b>101.2</b> | <b>8.5%</b>          |
| Azerbaycan                      | 7.0          | 0.6%                 |
| Kazakistan                      | 39.6         | 3.3%                 |
| Norveç                          | 9.7          | 0.8%                 |
| Romanya                         | 0.5          |                      |
| Rusya Federasyonu               | 72.3         | 6.1%                 |
| İngiltere                       | 4.5          | 0.4%                 |
| Diğer Avrupa ve Avrasya         | 2.5          | 0.2%                 |
| <b>Toplam Avrupa ve Avrasya</b> | <b>139.2</b> | <b>11.7%</b>         |

<sup>12</sup> BP Statistical Review of the World Energy - October 2005, British Petroleum Company p.l.c., published by Employee Communications & Services, London 2005.

|                            |               |               |
|----------------------------|---------------|---------------|
| İran                       | 132.5         | 11.1%         |
| İrak                       | 115.0         | 9.7%          |
| Kuveyt                     | 99.0          | 8.3%          |
| Oman                       | 5.6           | 0.5%          |
| Katar                      | 15.2          | 1.3%          |
| Suudi Arabistan            | 262.7         | 22.1%         |
| Suriye                     | 3.2           | 0.3%          |
| BAE                        | 97.8          | 8.2%          |
| Yemen                      | 2.9           | 0.2%          |
| Diğer Orta Doğu            | 0.1           |               |
| <b>Toplam Orta Doğu</b>    | <b>733.9</b>  | <b>61.7%</b>  |
|                            |               |               |
| Cezayir                    | 11.8          | 1.0%          |
| Angola                     | 8.8           | 0.7%          |
| Mısır                      | 3.6           | 0.3%          |
| Gabon                      | 2.3           | 0.2%          |
| Libya                      | 39.1          | 3.3%          |
| Nijerya                    | 35.3          | 3.0%          |
| Sudan                      | 6.3           | 0.5%          |
| Tunus                      | 0.6           | 0.1%          |
| Diğer Afrika               | 0.5           | □             |
| <b>Toplam Afrika</b>       | <b>112.2</b>  | <b>9.4%</b>   |
|                            |               |               |
| Avustralya                 | 4.0           | 0.3%          |
| Brunei                     | 1.1           | 0.1%          |
| Çin                        | 17.1          | 1.4%          |
| Hindistan                  | 5.6           | 0.5%          |
| Endonezya                  | 4.7           | 0.4%          |
| Malezya                    | 4.3           | 0.4%          |
| Vietnam                    | 3.0           | 0.2%          |
| Diğer Pasifik Asya         | 0.9           | 0.1%          |
| <b>Toplam Pasifik Asya</b> | <b>41.1</b>   | <b>3.5%</b>   |
|                            |               |               |
| <b>Dünya Toplamı</b>       | <b>1188.6</b> | <b>100.0%</b> |
|                            |               |               |
| OECD Ülkeleri              | 82.9          | 7.0%          |
| OPEC                       | 890.3         | 74.9%         |
| OPEC Dışı Ülkeler          | 177.4         | 14.9%         |
| B.Devletler Topluluğu      | 120.8         | 10.2%         |

Petrolün üretildiği yerlerle tüketildiği yerler genellikle aynı değildir. Bu nedenle petrolün üretim merkezlerinden tüketim merkezlerine ulaştırılabilmesi için dev yatırımlar yapılmakta, petrol üretimi yapmayan ya da büyük petrol tüketicisi olmayan bazı ülkeler coğrafi konumları itibariyle petrol sektöründen önemli paylar alabilmektedirler. Ülkemiz de bazı arab ülkeleri (Irak) ile komşu olması sebebiyle bu pastadan uzun yıllardır pay almakta iken, son dönemde hazar bölgesi petrolünü pazarlara ulaştırmak adına 2006 yılında devreye alınan ve mayıs 2006 ayında ilk yükleme yapılan Bakü-Tiflis-Ceyhan petrol boru hattı sayesinde petrol sektöründen kazanımı artırmıştır.

Petrol taşımacılığı konusunda coğrafi konumu nedeniyle en avantajlı ülkelerden biri de Bağımsız Devletler Topluluğu (Rusya)'dır. Hazar havzası ve ortaasya ülkelerinden avrupa pazarına ulaşan dağıtım kanallarının hemen hemen tamamı Rusya'nın kontrolündedir.

2004 yılı sonu itibariyle bazı ülkelerin petrol üretim ve tüketim rakamları tablo-6 gösterilmektedir;

Tablo-6 Ülkeler bazında petrol üretimi ve tüketimi<sup>13</sup>

| Ülkeler                  | Petrol Üretimi (bin varil/gün) |                    | Petrol Tüketimi (bin varil/gün) |                    |
|--------------------------|--------------------------------|--------------------|---------------------------------|--------------------|
|                          | 2004                           | Toplam İçinde Payı | 2004                            | Toplam İçinde Payı |
| ABD                      | 7,241                          | 9.0%               | 20,517                          | 25.4%              |
| Kanada                   | 3,085                          | 3.8%               | 2,206                           | 2.7%               |
| Meksika                  | 3,824                          | 4.8%               | 1,896                           | 2.3%               |
| Toplam Kuzey Amerika     | 14,150                         | 17.6%              | 24,619                          | 30.5%              |
| Arjantin                 | 756                            | 0.9%               | 393                             | 0.5%               |
| Brezilya                 | 1,542                          | 1.9%               | 1,830                           | 2.3%               |
| Venezuela                | 2,980                          | 3.7%               | 577                             | 0.7%               |
| Diğer Orta Amerika       | 152                            | 0.2%               | 1,192                           | 1.5%               |
| Diğer Güney ve O.Amerika | 6,764                          | 8.4%               | 4,739                           | 5.9%               |
| Azerbaycan               | 318                            | 0.4%               | 91                              | 0.1%               |

<sup>13</sup> BP Statistical Review of the World Energy - October 2005, British Petroleum Company p.l.c., published by Employee Communications & Services, London 2005.

|                                 |               |               |               |               |
|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Fransa                          |               | 0.0%          | 1,975         | 2.4%          |
| Almanya                         |               | 0.0%          | 2,625         | 3.3%          |
| İtalya                          | 104           | 0.1%          | 1,871         | 2.3%          |
| Kazakistan                      | 1,295         | 1.6%          | 192           | 0.2%          |
| Hollanda                        |               | 0.0%          | 1,003         | 1.2%          |
| Norveç                          | 3,188         | 4.0%          | 209           | 0.3%          |
| Rusya Federasyonu               | 9,285         | 11.6%         | 2,574         | 3.2%          |
| İspanya                         |               | 0.0%          | 1,593         | 2.0%          |
| Türkiye                         |               | 0.0%          | 688           | 0.9%          |
| İngiltere                       | 2,029         | 2.5%          | 1,756         | 2.2%          |
| Diğer Avrupa ve Avrasya         | 496           | 0.6%          | 500           | 0.6%          |
| <b>Toplam Avrupa ve Avrasya</b> | <b>17,582</b> | <b>21.9%</b>  | <b>20,017</b> | <b>24.8%</b>  |
| İran                            | 4,081         | 5.1%          | 1,551         | 1.9%          |
| Irak                            | 2,027         | 2.5%          | 266           | 0.3%          |
| Kuveyt                          | 2,424         | 3.0%          | 84            | 0.1%          |
| Oman                            | 785           | 1.0%          |               | 0.0%          |
| Katar                           | 990           | 1.2%          |               | 0.0%          |
| Suudi Arabistan                 | 10,584        | 13.2%         | 1,728         | 2.1%          |
| BAE                             | 2,667         | 3.3%          | 306           | 0.4%          |
| Diğer Orta Doğu                 | 48            | 0.1%          | 1,354         | 1.7%          |
| <b>Toplam Orta Doğu</b>         | <b>24,571</b> | <b>30.6%</b>  | <b>5,289</b>  | <b>6.5%</b>   |
| Cezayir                         | 1,933         | 2.4%          | 242           | 0.3%          |
| Libya                           | 1,607         | 2.2%          |               | 0.0%          |
| Nijerya                         | 2,508         | 2.9%          |               | 0.0%          |
| <b>Toplam Afrika</b>            | <b>9,264</b>  | <b>11.5%</b>  | <b>2,647</b>  | <b>3.3%</b>   |
| Avustralya                      | 541           | 0.7%          | 858           | 1.1%          |
| Çin                             | 3,490         | 4.3%          | 6,684         | 8.3%          |
| Hindistan                       | 819           | 1.0%          | 2,555         | 3.2%          |
| Endonezya                       | 1,126         | 1.4%          | 1,150         | 1.4%          |
| Japonya                         |               | 0.0%          | 5,288         | 6.5%          |
| Malezya                         | 912           | 1.1%          | 504           | 0.6%          |
| Güney Kore                      |               | 0.0%          | 2,280         | 2.8%          |
| Tayvan                          |               | 0.0%          | 877           | 1.1%          |
| Tayland                         | 218           | 0.3%          | 909           | 1.1%          |
| <b>Toplam Asya Pasifik</b>      | <b>7,928</b>  | <b>9.9%</b>   | <b>23,446</b> | <b>29.0%</b>  |
| <b>Dünya Toplamı</b>            | <b>80,259</b> | <b>100.0%</b> | <b>80,757</b> | <b>100.0%</b> |
| OECD Ülkeleri                   | 20,732        | 25.3%         | 14,637        | 18.4%         |
| OPEC                            | 32,927        | 41.1%         | 48,777        | 59.8%         |
| OPEC Dışı Ülkeler               | 35,916        | 44.5%         | 3,729         | 4.9%          |
| BDT                             | 11,417        | 14.4%         | 28,251        | 35.3%         |

*Dünya Doğalgaz Rezervi ;*

İspatlanmış önemli doğalgaz rezervleri ülkeler bazında 2004 yılı sonu itibariyle tablo-7de verilmektedir<sup>14</sup> ;

Tablo-7

| Ülke               | Rezerv (Trilyon cubic feet) |
|--------------------|-----------------------------|
| Dünya Toplamı      | 6300                        |
| 1. Rusya           | 1680-2300                   |
| 2. İran            | 940                         |
| 3. Katar           | 910                         |
| 4. ABD             | 265                         |
| 5. Suudi Arabistan | 235                         |
| 6. BAE             | 212                         |
| 7. Nijerya         | 176                         |
| 8. Cezayir         | 161                         |
| 9. Venezuela       | 151                         |
| 10. Irak           | 110                         |
| 11. Kazakistan     | 106                         |
| 12. Türkmenistan   | 102                         |
| 13. Endonezya      | 90                          |
| 14. Malezya        | 87                          |
| 15. Norveç         | 84                          |
| 16. Çin            | 79                          |

<sup>14</sup> BP Statistical Review of the World Energy - October 2005, British Petroleum Company p.l.c., published by Employee Communications & Services, London 2005.

### 1.3.1.2 Arama ve Üretim Sektöründeki Büyük Petrol Şirketleri ve Yatırım Bütçeleri

Dünya’da bugüne kadar yapılan keşifler, petrol ve doğalgazın belirli bölgelerde bulunduğunu göstermektedir. Toplam 6300 trilyon cubic feet olan dünya doğalgaz rezervinin neredeyse %60’ı Rusya-İran topraklarında yer almaktadır. Yine dünya petrol rezervinin yaklaşık %60’ı S.Arabistan, İran, Irak, Kuveyt ve Birleşik Arab Emirlikleri’nden oluşan beş ortadoğu ülkesinde bulunmaktadır. 20. yüzyılın ortalarında yukarıda sayılan ülkelerde petrol yataklarının millileştirilmesi kararı sonrası, doğal olarak bu ülkelerin ulusal petrol şirketleri çok büyük petrol rezervlerine sahip olmuşlardır.

En yüksek üretim potansiyeline sahip şirketler 1998 yılı itibariyle tablo-8’de görülmektedir. Türkiye’deki petrol şirketlerinin toplam günlük üretiminin 50 bin varil civarında olduğu düşünüldüğünde tablodaki şirketlerin ne kadar büyük üretim yaptıkları daha iyi anlaşılacaktır.

Tablo-8 En yüksek üretim kapasitesine sahip şirketler.

| Şirketler                 | Ülke               | Sahiplik | Üretim (Varil/Gün) |
|---------------------------|--------------------|----------|--------------------|
| Saudi Arabian Oil Co.     | Suudi Arabistan    | Kamu     | 8,295,890          |
| Petroleos Mexicanos       | Meksika            | Kamu     | 3,501,370          |
| Petroleos de Venezuela    | Venezuela          | Kamu     | 3,446,575          |
| China National Petroleum  | Çin                | Kamu     | 3,200,000          |
| BP                        | İngiltere          | Özel     | 2,638,356          |
| ExxonMobil                | ABD                | Özel     | 2,449,315          |
| Royal Dutch/Shell         | İngiltere-Hollanda | Özel     | 2,353,425          |
| Nigerian National Oil Co. | Nijerya            | Kamu     | 2,115,068          |
| Iraq National Oil Co.     | Irak               | Kamu     | 2,109,589          |
| Kuwait Petroleum          | Kuveyt             | Kamu     | 2,073,973          |
| Chevron + Texaco          | ABD                | Özel     | 2,071,233          |

Bu tabloda yer alan ve devlet sahipliğinde olmayan firmalar, ExxonMobil, BP, Shell ve ChevronTexaco'dur. Petrol şirketleri mevcut petrol rezervlerini ve üretimlerini artırmak için önemli yatırımlar yapmaktadırlar. Bazı firmaların 2002 yılında yapmış oldukları arama ve üretim yatırımları aşağıdaki tabloda verilmektedir;

Tablo – 9 Bazı petrol şirketlerinin 2002 yılı arama ve üretim yatırımları<sup>15</sup>

| <b>Şirket</b>     | <b>2002 Yılı Arama ve Üretim Yatırımları</b> |
|-------------------|----------------------------------------------|
| ExxonMobil        | \$9,350,000,000                              |
| BP                | \$8,500,000,000                              |
| Royal Dutch/Shell | \$6,920,000,000                              |
| ChevronTexaco     | \$6,180,000,000                              |
| TotalFinaElf      | \$5,675,000,000                              |
| Conoco+Phillips   | \$5,068,000,000                              |
| Pemex             | \$5,000,000,000                              |
| AGIP              | \$4,619,000,000                              |
| PDVSA             | \$4,500,000,000                              |
| Petrobras         | \$4,336,000,000                              |
| Petronas          | \$3,388,000,000                              |

Bu listede yer alan büyük petrol firmalarına, bazıları tamamen devlet bazıları kısmen devlet kuruluşu olan aşağıdaki büyük firmaları da eklemek mümkündür<sup>16</sup>;

- BHP – Avustralya (\$23 milyar'dan fazla değerle)
- YPF – Arjantin
- Petrobras – Brezilya
- Elf – Fransa
- Total – Fransa

<sup>15</sup> [www.gravmag.com/oil.html#seven](http://www.gravmag.com/oil.html#seven)

<sup>16</sup> [www.gravmag.com/oil.html#seven](http://www.gravmag.com/oil.html#seven)

- ENI/AGIP – İtalya
- Norsk –Hydro Norveç
- Statoil – Norveç
- Repsol –İspanya
- Sonatrach – Cezayir
- CNPC – Çin
- Nippon Oil – Japonya

### **1.3.1.3. Dünya “Upstream” (Petrol Arama, Geliştirme ve Üretim) Maliyetleri**

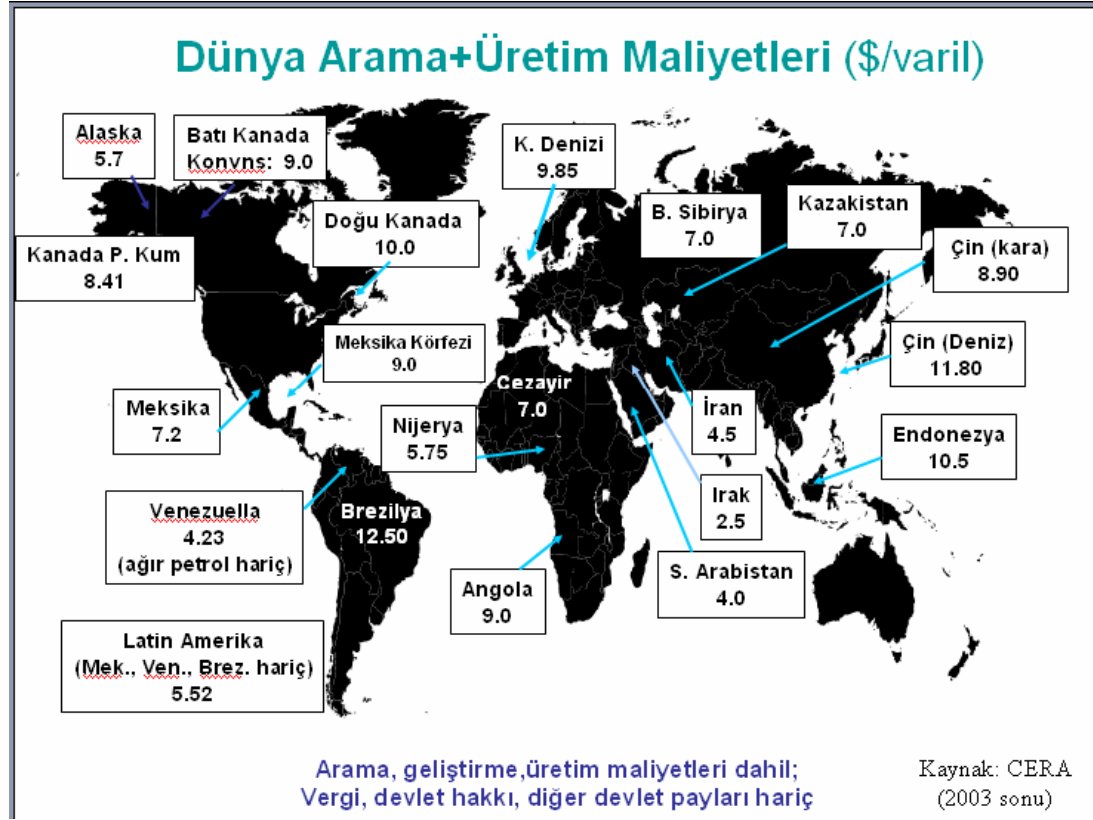
Petrol Arama, üretim ve geliştirme maliyetleri çeşitli koşullara bağlı olarak dünyanın her bölgesinde farklı oluşmaktadır. Maliyetleri etkileyen başlıca unsurlar; rezerv, üretim miktarı, üretilen petrolün kalitesi ve kimyasal bileşenleri, kuyu derinliği, üretimin karada ya da denizde olması olarak sıralanabilir.

CERA tarafından hazırlanan aşağıdaki 2003 yılı sonu itibariyle dünyanın çeşitli bölgelerinde varil başına petrol arama, üretim ve geliştirme maliyetleri çalışması göstermektedir ki maliyetler arasında %150 civarında bir fark oluşabilmektedir<sup>17</sup>. Aşağıdaki tabloda görüldüğü üzere toplam 2.5 \$/varil arama+üretim maliyeti ile Irak en ucuz petrol ülkesidir. İran ve Suudi Arabistan'da 4 ve 4.5 \$/varil maliyetleri ile maliyetin çok düşük olduğu diğer ülkelerdir. Bu ülkeler haricinde Venezuela, Meksika, Brezilya ve Nijerya'da ortalama maliyetler 5 \$/varil civarında olup Dünya'nın kalanında üretim maliyetleri ortalama 10 \$/varil'e çıkmaktadır.

---

<sup>17</sup> Pamir, A.Necdet, Türkiye'nin Çevresindeki Gelişmeler ve Türkiye'nin Güvenlik Politikalarına Etkileri Sempozyumu Sunumu, İstanbul,Mart 2006.

Şekil – 2 Dünya arama ve üretim maliyetleri



### 1.3.2 OPEC (Organization of Petroleum Exporting Countries)

1960 yılında Organization of Petroleum Exporting Countries( OPEC) kurulmuştur. Dünyanın en önemli üretici organizasyonu olan 11 üyeli OPEC, dünya petrol rezervlerinin %77'sine sahiptir ve dünya üretiminin de %40'ını gerçekleştirmektedir.

OPEC, çokuluslu petrol şirketlerinin petrol fiyatlarını düşürmeleri üzerine, 14 Eylül 1960 tarihinde İran, Irak, Kuveyt, Suudi Arabistan ve Venezüella tarafından Bağdat'ta kurulmuştur. Daha sonraki yıllarda Katar (1961), Endonezya ( 1962), Libya ( 1962), Birleşik Arap Emirlikleri (1967),

Cezayir (1969), Nijerya (1971), Ekvator (1973), Gabon (1975)'te OPEC'e katılmıştır. Fakat, Ekvator 1992 Gabon 1995 yılında birlikten ayrılınca üye ülke sayısı onbire inmiştir.

OPEC'in amacı, dünya petrol fiyatlarını yükseltmek, özel petrol şirketlerinden daha çok gelir sağlamak ve üye ülkeler arasında üretim kotaları belirlemektedir. Kurulduğu tarihte 5 üyesi olan OPEC, 13 üyeli bir kuruluş durumuna geldikten sonra, dünya petrol fiyatlarının düşmesini önleyici bir strateji uygulamaya başlamıştır. Buna rağmen petrol fiyatlarındaki düşüşe engel olamamıştır. 1960'larda dünya petrol üretiminin hızla artması ve OPEC ülkelerinin pazarlık gücünün zayıflığı, bu durumun ortaya çıkmasında en önemli etkidir.

Sonuçta; OPEC'in üretimi ve ihracatı kısıtlamadan petrol fiyatlarını artırmasının mümkün olmadığı kısa zamanda anlaşılmıştır. Fakat bu defa üye ülkeler arasında çıkar çatışması ortaya çıkmıştır. OPEC içinde birlik sağlanamadığı için petrol fiyatları uzun süre sabit kalmıştır. İlk petrol zammı, 1970 yılında Libya lideri Kaddafi'nin girişimleri sonucunda sağlanmış, 1971'de Tahran'da petrol şirketleri ile imzalanan anlaşma sonucunda petrole ikinci zam yapılmıştır. Bu dönemde fiyatlar % 35 oranında artmıştır. Ekim 1973'te ortaya çıkan ikinci Arap-İsrail Savaşı sonrasında petrolü bir silah olarak kullanmaya karar veren Arap ülkeleri, fiyatları yükseltmek amacıyla üretimi sınırlandırma siyaseti izlemeye başlamışlardır. Diğer petrol üreticisi ülkelerin de aynı yola başvurmaları sonucunda petrol fiyatları altı yedi aylık bir dönemde ortalama dört kat yükselmiştir. 1979-1980 yılları arasında petrol fiyatları ikinci defa önemli ölçüde artmıştır.

OPEC'te fiyat artırımına karar verilebilmesi için 11 OPEC üyesi ülkenin hepsinin ortak kararı gerekmektedir. 1980 yılından itibaren OPEC Bakanlar Kurulu, bir otomatik fiyat artırma mekanizması geliştirmiştir. Bu mekanizma sayesinde petrol fiyatları her üç ayda bir, sanayi ülkelerindeki enflasyon ve kalkınma hızlarına göre otomatik olarak ayarlanmakta idi.

Irak hala bir OPEC üyesi olmasına rağmen 1998 yılından bugüne üretimleri OPEC kotasından çıkarılmıştır. Bu 11 ülkenin üretimleri günümüz itibarıyla toplam dünya üretiminin %40'ı civarında olup yine kanıtlanmış toplam rezervin 2/3'üne bu ülkelerin sahip olduğu bilinmektedir.

OPEC kendileri adına bir referans fiyat oluşturmak ve dünya petrol piyasası koşullarını takip etmek amacıyla fiyat verilerini bir sepette toplamakta ve bu sepetin ortalamasını kullanmaktaydı. OPEC petrolü için, 1 Ocak 1987'den 15 Haziran 2005 tarihine kadar hesaplamada aşağıdaki ülkelerin çıkış noktalarındaki afişe petrol fiyatlarının ortalaması kullanılmıştır: Cezayir - Saharan Blend, Endonezya - Minas, Nijerya - Bonny Light, Suudi Arabistan - Arab Light, Dubai - Fateh, Venezuela - Tia Juana ve Meksika - Isthmus (OPEC üyesi değil)

OPEC'in bu petrollerden oluşan ortalama sepet fiyatı 2004 yılında \$36.05/varil, 2003 yılında \$28.10/varil, 2002 yılında \$24.36/varil, 2001 yılında \$23.12/varil, ve 2000 yılında \$27.60/varil olarak gerçekleşmiştir.

OPEC, 15 Haziran 2005 tarihindeki 136. toplantısında sepetin kompozisyonunu ve fiyat hesaplama mekanizmasını değiştirmeye karar verdi. OPEC'e göre değişiklik, sepetin, OPEC üyelerinin gerçek petrol kalitesini ve fiyatını yansıtmasını temin etmek amacıyla yapıldı. 16 Haziran 2005'ten itibaren OPEC petrol sepeti, onbir üye ülkenin ihraç ettikleri ve ürettikleri ürünlerin ağırlıklı ortalaması alınarak hesaplanmaktadır. Bu ülkeler ve baz alınan çıkış noktaları: Saharan Blend (Cezayir), Minas (Endonezya), Iran Heavy (Iran), Basra Light (Irak), Kuwait Export (Kuveyt), Es Sider (Libya), Bonny Light (Nijerya), Qatar Marine (Katar), Arab Light (Suudi Arabistan), Murban (BAE) ve BCF 17 (Venezuela)<sup>18</sup>. Bu yeni sepet 32.7 API graviteye sahip olup bir önceki sepete kıyasla daha ağırdır.

OPEC, Mart 2000 toplantısında petrol sepeti için dünya petrol piyasasındaki koşullardaki değişimlere cevap vermek amacıyla bir fiyat bandı oluşturulması kararı almıştır. Fiyat bandı mekanizmasına göre, OPEC petrol

<sup>18</sup> EIA, OPEC, Country Analysis Brief, Kasım 2005.

sepetinin fiyatı ardi ardına 20 gün boyunca 28 \$/varil'in üzerinde ya da ardi ardına 10 işlem günü 22 \$/varil'in altında seyrederse otomatik olarak üretim ayarlamaları yapılacaktı. Fakat daha sonra bu otomatik ayar fikrinden vazgeçip kendi insiyatifleri doğrultusunda ayarlama yapma kararı aldılar. Fakat başlangıcından itibaren bu resmi olmayan fiyat bandı mekanizması yalnızca 31 Ekim 2000 tarihinde uygulanarak günlük OPEC üretimi 500.000 varil artırılmıştır.

OPEC petrol sepeti fiyatı 1 Eylül 2005 itibariyle 61.37 \$/varil fiyatı ile en yüksek fiyatına ulaşmıştır. Sepet petrolün fiyatı 2 Aralık 2003'ten itibaren 11 Ekim 2005 tarihine kadar ardi ardına 501 gün 28 \$/varil fiyatının üzerinde seyredince, OPEC piyasa koşullarının fiyat bandının fiziki piyasa koşulları ile uyumsuz hale gelmesi nedeniyle geçici olarak fiyat bandı uygulamasını askıya aldı<sup>19</sup>.

OPEC'in üretim kotaları konusunda 2003 yılı Ocak ayından itibaren aldığı kararlar aşağıdaki gibidir;

- 12 Ocak 2003 – Günlük üretimi 23 milyon varilden 24,5 milyon varile çıkardı,
- 24 Nisan 2003 – Üretim 24,5 milyon varile çıkarıldı,
- 24 Eylül 2003 – Üretim 900.000 varil azaltıldı,
- 10 Şubat 2004 – Üretim 1 milyon daha kısılıp 23,5 milyon varile indirildi,
- 06 Mart 2004 – Üretim 25,5 milyon varile çıkarıldı,
- 15 Eylül 2004 – Üretim 27 milyon varile çıkarıldı,
- 16 Mart 2005 – Günlük üretim 500.000 varil daha artırılarak 27,5 milyon varil oldu,
- 15 Haziran 2005 – Üretim 28 milyon varile çıkarıldı<sup>20</sup>.

<sup>19</sup> EIA, OPEC, Country Analysis Brief, Kasım 2005.

<sup>20</sup> EIA, OPEC, Country Analysis Brief, Kasım 2005.

OPEC'in 2000 yılı başında petrol fiyatlarıyla ilgili beklentisi yukarıdaki açıklamalardan da görüleceği üzere 22 – 28 \$/varil aralığıdır. Fakat 2001 yılından itibaren petrol fiyatları doğrusal bir trend izleyerek 2004 yılı sonunda 60 \$/varil'in üzerine çıkmıştır. Bu durum net petrol ihracatçısı konumunda bulunan ülkelere büyük kazançlar sağlayıp aynı üretim miktarlarında herhangi bir maliyet artışına katlanmaksızın gelirlerinin önemli ölçüde artmasını sağlamıştır. Fiyatların OPEC üyesi ülkelerin net ihraç gelirleri üzerindeki etkileri tablo-10'da net olarak görülmektedir.

Tablo -10 OPEC Net Petrol İhraç Gelirleri Tablosu<sup>21</sup> : (2006 yılı rakamları projeksiyon'dur.)

|               |  | <b>Milyar\$</b> |                |                |                |                |
|---------------|--|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
|               |  | <b>1972</b>     | <b>1980</b>    | <b>1998</b>    | <b>2005</b>    | <b>2006</b>    |
| Cezayir       |  | \$4.9           | \$26.1         | \$6.4          | \$29.8         | \$29.8         |
| Endonezya     |  | \$3.3           | \$30.1         | \$3.5          | (\$0.4)        | (\$0.7)        |
| İran          |  | \$15.1          | \$26.6         | \$11.9         | \$41.0         | \$42.5         |
| Irak          |  | \$5.3           | \$54.8         | \$7.6          | \$19.3         | \$19.0         |
| Kuveyt        |  | \$10.2          | \$38.0         | \$9.1          | \$36.9         | \$39.5         |
| Libya         |  | \$10.8          | \$45.1         | \$6.7          | \$23.9         | \$24.4         |
| Nijerya       |  | \$7.7           | \$48.4         | \$9.9          | \$37.7         | \$40.3         |
| Katar         |  | \$1.6           | \$10.9         | \$3.9          | \$17.0         | \$16.9         |
| S.Arabistan   |  | \$17.1          | \$211.7        | \$39.7         | \$150.1        | \$151.5        |
| BAE           |  | \$3.8           | \$38.2         | \$10.9         | \$39.0         | \$42.0         |
| Venezuela     |  | \$11.2          | \$36.8         | \$13.5         | \$35.5         | \$33.8         |
| <b>TOPLAM</b> |  | <b>\$91.1</b>   | <b>\$566.6</b> | <b>\$123.2</b> | <b>\$429.8</b> | <b>\$439.1</b> |

<sup>21</sup> EIA, OPEC, Country Analysis Brief, Kasım 2005.

Şüphesiz petrol fiyatlarındaki yükselme yalnızca OPEC üyesi ülkeler tarafından olumlu karşılanmamaktadır. Bu yükselişten petrol şirketleri de en az petrol üreticisi ülkeler kadar karlı çıkmaktadırlar. ExxonMobil, ChevronTexaco, Royal Dutch-Shell, Total ve BP'nin toplam satışları petrol fiyatlarının da etkisiyle 2002, 2003, ve 2004 yıllarında sırasıyla 805, 976 ve 1.231 milyar Dolar olmuştur. Bu şirketlerin net karları da aynı dönemde brüt gelirleriyle doğrusal orantılı olarak artmıştır.

Körfez krizi ile dünya yeni petrol kaynakları aramaya yönelmiştir. Eski Sovyetler Birliği'nin dağılmasıyla ile Hazar çevresi petrol yatakları açık hale gelmiştir. Hazar çevresi petrol kaynakları bugün üzerinde en çok araştırma yapılan yerlerin başında gelmekte ve dev petrol şirketleri burada faaliyet göstermektedir.

Petrol 20. yüzyılda olduğu gibi 21. yüzyılda da stratejik önemini sürdürecektir dünya politikasının belirlenmesinde ana etkenlerden biri olacaktır.

Petrol ve doğalgaz, tıpkı kömür ve nükleer enerji gibi, fosil yakıt, yani yenilenmesi mümkün olmayan enerji kaynağıdır. Bundan dolayı, mevcut rezervlerin bulunduğu alanlara sahip olmak veya yeni rezervlerin keşfedilmesi stratejik önemdedir. Petrolün ticari olarak üretilip endüstride kullanılmaya başlandığı 19. yüzyıl ikinci yarısından bugüne önemi giderek artmıştır. Rezervi sınırlı olan doğal kaynakların üretiminin, belirli bir tarihte başlayıp, giderek artan bir hızla zirveye ulaştıktan sonra, azalan bir hızla belirli bir tarihte bitmesi "Hubbert Eğrisi" olarak bilinmektedir . Bu eğrinin petrol endüstrisi için önemi, eğrinin yükselen bölümünde arama faaliyetlerinin, alçalan bölümünde ise üretim faaliyetlerinin endüstride daha fazla önem kazanacağı varsayımıdır. Hubbert eğrisi kullanılarak yapılan bir araştırmada, dünya petrol üretiminin 2000-2010 yılları arasında diğer bir araştırmada da 1997-2030 yılları arasında, günde 90 milyon varillik bir üretimle 2020 yılında zirve yapacağı ortaya çıkmıştır. Zirve sonrası yıllarda

Üretim azalması olacağı ve petrol arzının talebi karşılaması mümkün olmayacağı için kalıcı bir petrol krizinin gündeme geleceği ne sürülmüştür.<sup>22</sup>

Petrol kaynaklarının tükenmekte olduğu görüşüne karşı olanlar, yenilerinin bulunmasıyla rezervlerin büyüyeceğini ve dolayısıyla beklendiği gibi bir sıkıntı olmayacağını savunmaktadırlar. Ancak, Tablo 11’de görüleceği gibi, yıllar itibariyle petrol keşifleri incelendiğinde, keşif oranlarının 1960’lı yıllardan sonra sürekli bir azalma eğilimine girdiği görülmektedir.

Tablo 11- Yıllar İtibariyle Dünya Petrol Keşifleri ( Milyar varil )

| Yıllar    | Milyar varil |
|-----------|--------------|
| 1960-1969 | 440          |
| 1970-1979 | 340          |
| 1980-1989 | 226          |
| 1990-1999 | 141          |

Bu veriler, keşiflerin ciddi bir şekilde azaldığını göstermektedir. Keşiflerin benzer oranlarda azalması halinde, halen dünya tüketiminin 77 milyon varil/gün civarında (yılđa 27 milyar varil) seyrettiği dikkate alındığında, tüketim oranları zamanla artacağından, aradaki açığın giderek büyüyeceği görülecektir. Bu azalma ekonomik nedenlere bağlanmaktaysa da, jeolojik nedenlerin azımsanmayacak düzeyde etkili olduğu bir gerçektir. Yeni petrol rezervlerinin keşfindeki azalma, petrolün stratejik önemini daha da artırıcı bir rol oynamaktadır.

#### 1.4. TÜRKİYE’DE PETROL VE PETROLCLĞN GELİşİMİ

Türkiye’nin komşuları büyük rezervlere sahip petrol ihraç eden ülkeler durumundayken, Türkiye’de yapılan yerli üretim, tüketilen petrolün %10’unu dahi karşılayamamaktadır.

Petrol arama faaliyetleri, petrol ve doğal gaz bulmak amacıyla yapılan jeolojik, jeofizik ve sondaj çalışmalarını kapsar. Bu alışmalar, arama

<sup>22</sup> Mesut ATALAY, Petrol Aramacılığı, Avrasya Dosyası, Cilt 9, Sayı 1, Bahar 2003 sayısı.

alanı ve arama alanının yer aldığı çökelme havzasında daha önce yapılmış olan tüm jeolojik, jeofizik ve kuyu verilerinin derlenip değerlendirilmesiyle başlar. Bu veriler, yüzey ve yeraltı jeoloji haritaları, sismik, gravite ve manyetik haritalar, kesitler, sismik hatlar, her türlü laboratuvar çalışmaları ve ilgili raporlardır. Değerlendirme çalışmaları esnasında, mevcutlara ilave olarak, ihtiyaç duyulan yeni veriler elde edilir ve zaman içinde değerlendirmeler petrol aramacılığı açısından daha ileri bir aşamaya ulaştırılır. Böylece, arama sahasında, eğer var ise, ekonomik miktarda petrol birikimine rastlanılabilecek alanlar belirlenerek, arama kuyusu sondajı yapılır. Arama kuyularının büyük çoğunluğu kuru kuyu veya ticari boyutta petrol birikiminden yoksun olarak sonuçlanır. Yapılan çalışmalar tamamlandığında bir petrol keşfi ile sonuçlanmamışsa, arama ruhsatnamesi terk edilir. Eğer arama sondajında ve yapılan testlerde olumlu sonuçlar alınır ve ekonomik miktarda petrol veya doğal gaz rastlanırsa, yeni bir petrol sahası keşfedilmiş olur ve sahayı geliştirme sondajlarına ve üretim faaliyetlerine başlanır. Delinen bütün sondaj kuyularından elde edilen her türlü veri, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nde arşivlenerek gelecekteki arama çalışmalarında kullanılacak yeni yeraltı verilerini oluşturur. Bir havzada herhangi bir zamanda elde edilen yüzey ve yeraltına ait jeolojik, jeofizik ve sondaj kuyu verileri hiçbir zaman önemini yitirmez ve daha sonraki arama faaliyetlerinde kullanılır. Bir başka deyişle, olumlu sonuç alınamayıp da arama ruhsatı terkedilse bile, arama faaliyetleri için harcanan emek ve para boşa gitmemiş sayılır.

Petrol sektöründe, petrol ve doğal gazın arama, sondaj ve üretim işleri upstream faaliyetleri, taşıma ve boru hatları, rafinaj ve pazarlama işleri de "downstream" faaliyetleri olarak tanımlanır.

#### **1.4.1 Cumhuriyet Öncesi Dönem**

İnsanlığın petrolü tanımasının M.Ö. 3200 yılına kadar dayandığı ve tarihsel dönemde petrolü aydınlatmada kullandığı bilinmektedir. Petrolün Amerika'da 19. yüzyıl ortasında rafine edilerek gazyağı elde edilmesi, dünyada petrol sektörünün doğuşunu simgeler. Amerika'da 1859 yılında 69

metre derinlikte petrole rastlanması, ticari anlamda petrol aramacılığının başlangıcının temsil eder. Asya'da ilk sondajlı üretim 1877 yılında Bakü'de gerçekleşmiştir.

Osmanlı topraklarında ilk sondajlı arama faaliyeti, İskenderun civarında 1890 yılında delinen ve bir miktar gaza rastlanılan 10 adet sığ kuyudur. Trakya'da 1898 yılında delinen sığ kuyularda petrol ve gaz emarelerine rastlanmıştır. Musul civarında elle kazılan kuyulardan petrol üretilirken, 1914 yılında kurulan yabancı sermayeli Turkish Petroleum Company Musul'da petrol aramak için müsaade alacağı sırada Birinci Dünya Savaşı çıkmış ve bütün faaliyetler durdurulmuştur.

#### **1.4.2 Cumhuriyet Sonrası Dönem**

Jeolog Dr. Lucius'un çalışmalarına takviye amacıyla petrol tahsilini Avrupa'da cumhuriyet hükümeti hesabına yapmış Kemal Lokman ve Saltanat hükümeti hesabına 1910 yılında Amerika Birleşik Devletlerine maden tahsili için gönderilen Cevat Taşman'da 20 yıl A.B.D'de hususi şirketler'de çalıştıktan sonra 1930 yılında Türkiye'ye dönerek komisyona katılmış<sup>23</sup> ve Türkiye'de petrol sektörünün gelişimine öncülük etmiştir.

Cumhuriyet kurulduktan sonra, 24 Mart 1926 tarih ve 792 Sayılı Petrol Yasası gereğince bütün petrol ve petrol bileşiklerinin tabi olduğu madenlerin aranması ve işletilmesi hakkı, Maden Kanunu hükümlerine uyulması şartıyla, Hükümete verilmiştir. 20.5.1933 tarih ve 2189 Sayılı Kanun ile Petrol Arama ve İşletme İdaresi'nin kurulmasıyla çalışmalar ciddi olarak ilerlemiştir. 13.10.1934 tarihinde başlayan Türkiye'nin ilk petrol arama kuyusu olan Basbirin-1 kuyusunun sondajı 15.6.1936 tarihinde 1351 metrede bitirilmiştir. Petrol Arama ve İşletme İdaresi, 20.6.1935 tarih ve 2804 Sayılı Kanun'la kurulan Maden Tetkik ve Arama Enstitüsü'ne (MTA) bağlanmış ve

---

<sup>23</sup> LOKMAN Kemal, Cumhuriyetimizin 50. yılında Petrol Endüstrimizin Durumu, Türk Kültürü, sayı, 139, 140, 141, s. 361-371

alışmalar daha da yoğunlaşmıştır<sup>24</sup>. Bu dönemde, Türkiye’de ilk petrol keşfi olan Raman sahasında 1940 yılında Raman-1 kuyusunda petrole rastlanmıştır, 1945 yılında delinen Raman-8 kuyusunda ticari miktarda petrol bulunmuştur. Bunu, 1951 yılında Garzan sahasının keşfi izlemiştir. Cumhuriyetin kuruluşunu takip eden dönemde, 1954 yılına kadar, 37 adet arama, 7 adet tespit, 13 adet üretim ve 19 adet test kuyusu olmak üzere toplam 76 kuyu açılmış, 76 402 metre sondaj yapılmış ve keşfedilen Raman ve Garzan petrol sahalarından 95 881 ton petrol üretilmiştir.

Petrol ihtiyacının artması ve aramaların yetersiz kalması üzerine, 7 Mart 1954 tarihinde 6326 Sayılı Petrol Kanunu ile birlikte 6327 sayılı Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı kuruluş kanunu kabul edilmiştir. Böylece, daha önce Devlet adına MTA tarafından gerçekleştirilen petrol faaliyetleri TPAO’ya devredilmenin yanında, yerli ve yabancı özel sektöre de açılmıştır. Zaman içinde 6326 sayılı Petrol Kanunu’nda günün ekonomik ve siyasal anlayışına paralel değişiklikler yapılarak günümüze kadar gelinmiştir. Bu değişiklikler, sırasıyla 21.5.1955 tarih ve 6558 Sayılı Kanun, 6.6.1957 tarih ve 6987 Sayılı Kanun, 18.4.1973 tarih ve 1702 Sayılı Kanun, 12.3.1979 tarih 2217 Sayılı Kanun ve 30.3.1983 ve 2808 Sayılı Kanun’la yapılmıştır. Bunlardan 1702 Sayılı Kanun ile yapılan değişiklik devletçi, 2808 Sayılı Kanun ile yapılan değişiklik liberal yönde olmuştur. Petrol Kanunu’na göre, Türkiye’deki petrol kaynakları Devlet’in hüküm ve tasarrufu altındadır (Mad.1) ve Kanun’un amacı, petrol kaynaklarının milli menfaatlere uygun olarak, hızla, sürekli ve etkili bir şekilde aranmasını, geliştirilmesini ve değerlendirilmesini sağlamaktır (Mad. 2 ) 2001 yılı sonu itibariyle Türkiye’ye 170 adet yabancı şirket gelerek arama faaliyetinde bulunmuştur. Bunlardan 16 adedi iki defa arama faaliyetinde bulunmuştur. Faaliyette bulunan yerli şirket sayısı ise 21 olmuştur. Türkiye’de 2002 yılı sonu itibariyle toplam 3015 kuyuda 5.963.507 metrelik sondaj yapılmıştır. Bu kuyuların kategorilerine göre dağılmış hali Tablo 1’de görülmektedir.

---

<sup>24</sup> Mesut ATALAY, Petrol Aramacılığı, Avrasya Dosyası, Cilt 9, Sayı 1, Bahar 2003 sayısı.

Tablo 12- 31.12.2003 itibariyle Türkiye’de açılan kuyuların dağılımı (Adet)<sup>25</sup>

| Şirketler             | Arama | Tespit | Üretim | Enjeks. | Jeo. İst. | Toplam |
|-----------------------|-------|--------|--------|---------|-----------|--------|
| TPAO                  | 690   | 329    | 989    | 23      | 37        | 2068   |
| MTA                   | 61    | 8      | 15     | -       | 20        | 104    |
| Diğer yerli şirketler | 4     | 1      | 16     | -       | 18        | 39     |
| Yabancı şirketler     | 327   | 112    | 276    | -       | 5         | 720    |
| Yerli+yabancı ortak   | 76    | 35     | 25     | 7       | 1         | 144    |
| Toplam                | 1158  | 485    | 1321   | 30      | 81        | 3075   |

Yukarıdaki tablo incelendiğinde, arama kuyularının % 60’ının TPAO, % 5.4’ünün MTA, %0.3’ünün diğer yerli şirketler, % 28’inin yabancı şirketler, % 6.3’ünün de yerli ve yabancı şirket ortaklığı tarafından delindiği görülür. Petrol Kanunu’nun kabul edildiği, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü’nün (PİGM) kurulduğu 1954 yılı, Türkiye’de petrol faaliyetleri bakımından bir dönüm noktası olmuştur. Petrol faaliyetleri, upstream ve downstream, genel anlamıyla, teknik, idari ve mali yönden bir bütün olarak hukuki temele oturmuştur. Kanun’un uygulanmasıyla ilgili kuruluş olan Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, petrol faaliyetleriyle ilgili hak ve sorumlulukların uygulanmasında etkili olmuştur. Böylece, bir yandan TPAO, MTA’dan devraldığı petrol faaliyetlerine bütün gücüyle devam ederken, yabancı şirketler de Türkiye’de yoğun arama faaliyetine başlamışlardır.

Jeolojik ve jeofizik etütler 1958 yılında 164 ekip-ay jeoloji ve 157 ekip-ay jeofizik çalışma ile ilk sıçramasını yaparken, bu faaliyetlerin sonucu olarak, sondaj faaliyeti 1965 yılına kadar devamlı olarak artmıştır .

<sup>25</sup> PİGM, 2003 Yılı Petrol Faaliyetleri Raporu, Ankara.

Tablo 13- Türkiye’de 2004 yılında kazılan kuyuların şirketler bazında dağılımı<sup>26</sup>.

|                  | Arama |        | Tespit |        | Üretim |        | Toplam |        |
|------------------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
|                  | Adet  | Metraj | Adet   | Metraj | Adet   | Metraj | Adet   | Metraj |
| <b>Şirketler</b> |       |        |        |        |        |        |        |        |
| AME-EPS          | 1     | 1,650  |        |        |        |        | 1      | 1,650  |
| AME-EPS-AVE      |       |        | 1      | 713    |        |        | 1      | 713    |
| AME-EPS-GYP      | 2     | 3,013  |        |        |        |        | 2      | 3,013  |
| AME-TMO          |       |        |        |        |        | 247    | 0      | 247    |
| AOI              |       | 726    |        |        |        |        | 0      | 726    |
| AOI-TPO          | 2     | 2,661  | 4      | 4,387  |        |        | 6      | 7,048  |
| ARR              | 1     | 1,422  |        |        |        |        | 1      | 1,422  |
| ELP-TPO          | 1     | 860    |        |        |        |        | 1      | 860    |
| ETE-TGT          |       | 594    |        |        | 12     | 4,653  | 12     | 5,247  |
| MTI              | 1     | 1,183  |        |        |        |        | 1      | 1,183  |
| MTI-TPO          | 1     | 1,803  |        |        | 1      | 4,695  | 2      | 6,498  |
| NTP              |       |        | 2      | 4,199  | 1      | 4,156  | 3      | 8,355  |
| NTS              |       |        |        |        |        | 1,175  | 0      | 1,175  |
| PMI              | 1     | 2,342  |        |        |        |        | 1      | 2,342  |
| PMI-DML          |       |        |        |        | 1      | 1,906  | 1      | 1,906  |
| TGT              | 9     | 5,835  |        |        |        |        | 9      | 5,835  |
| TPO              | 10    | 20,206 | 6      | 12,219 | 8      | 14,162 | 24     | 46,587 |
| Genel Toplam     | 29    | 42,295 | 13     | 21,518 | 23     | 30,994 | 65     | 94,807 |

<sup>26</sup> PİGM, 2003 Yılı Petrol Faaliyetleri Raporu, Ankara.

Tablo -14 Yıllar İtibariyle Türkiye Petrol Üretimi (Ton)<sup>27</sup>.

| Yıllar  | T.P.A.O.   | N.V. Turkse<br>Perenco | Mobil Exp.<br>Med. Inc. | Petrom(*)<br>Dorchester | Diğer     | Toplam      |
|---------|------------|------------------------|-------------------------|-------------------------|-----------|-------------|
| 1942-58 | 1,276,129  |                        |                         |                         | -         | 1,276,129   |
| 1959-64 | 2,905,551  | 209,553                | 281,161                 |                         | 73,143    | 3,469,408   |
| 1965    | 701,275    | 346,765                | 443,504                 |                         | 41,299    | 1,532,843   |
| 1967    | 991,287    | 1,056,747              | 47,392                  | 608,343                 | 47,951    | 2,751,720   |
| 1968    | 1,025,563  | 1,357,076              | 49,551                  | 623,868                 | 48,418    | 3,104,476   |
| 1970    | 1,064,022  | 1,943,827              | 6,603                   | 470,810                 | 56,749    | 3,542,011   |
| 1971    | 993,003    | 1,882,394              | 6,675                   | 496,039                 | 74,375    | 3,452,486   |
| 1972    | 940,598    | 1,872,320              | 5,437                   | 487,778                 | 82,044    | 3,388,177   |
| 1973    | 1,026,748  | 2,014,056              | 4,959                   | 422,689                 | 42,789    | 3,511,241   |
| 1975    | 1,101,598  | 1,628,938              | 4,093                   | 348,176                 | 12,681    | 3,095,486   |
| 1976    | 1,030,124  | 1,250,122              | 3,082                   | 298,784                 | 13,243    | 2,595,355   |
| 1978    | 992,237    | 1,376,525              | 1,977                   | 354,589                 | 11,004    | 2,736,332   |
| 1979    | 1,149,845  | 1,382,913              | 2,382                   | 294,046                 | 2,232     | 2,831,418   |
| 1981    | 1,007,985  | 1,100,465              | 2,456                   | 245,876                 | 5,777     | 2,362,559   |
| 1982    | 1,031,253  | 1,071,081              | 2,417                   | 223,290                 | 5,229     | 2,333,270   |
| 1983    | 969,106    | 981,951                | 2,366                   | 246,767                 | 3,287     | 2,203,477   |
| 1985    | 1,030,628  | 786,623                | 2,168                   | 290,368                 | 387       | 2,110,174   |
| 1986    | 1,248,862  | 886,196                | 2,037                   | 247,686                 | 7,755     | 2,392,536   |
| 1987    | 1,496,694  | 900,140                | 1,979                   | 220,608                 | 10,209    | 2,629,630   |
| 1989    | 1,857,682  | 819,063                | 1,873                   | 175,556                 | 22,021    | 2,876,195   |
| 1990    | 2,650,922  | 736,693                | 1,792                   | 197,602                 | 129,537   | 3,716,546   |
| 1991    | 3,300,030  | 690,241                | 1,775                   | 176,309                 | 283,347   | 4,451,702   |
| 1992    | 2,993,919  | 680,366                | 1,683                   | 171,780                 | 433,204   | 4,280,952   |
| 1993    | 2,748,265  | 618,713                | 1,594                   | 105,017                 | 418,432   | 3,892,021   |
| 1994    | 2,548,989  | 624,202                | 680                     | 145,624                 | 367,173   | 3,686,668   |
| 1996    | 2,557,785  | 560,218                |                         | 99,535                  | 282,097   | 3,499,635   |
| 1998    | 2,283,355  | 546,207                |                         | 85,192                  | 308,868   | 3,223,622   |
| 1999    | 2,016,841  | 543,794                |                         | 80,707                  | 298,554   | 2,939,896   |
| 2000    | 1,826,006  | 555,862                |                         | 110,625                 | 256,612   | 2,749,105   |
| 2001    | 1,648,547  | 541,016                |                         | 106,551                 | 255,353   | 2,551,467   |
| 2002    | 1,574,284  | 533,100                |                         | 93,484                  | 240,666   | 2,441,534   |
| 2003    | 1,500,043  | 541,246                |                         | 117,579                 | 216,176   | 2,375,044   |
| Toplam  | 63,878,676 | 39,567,360             | 1,430,899               | 9,927,482               | 4,839,085 | 119,643,502 |

<sup>27</sup> PİGM, 2003 Yılı Petrol Faaliyetleri Raporu, Ankara.

Bu dönemde TPAO, Shell ve Mobil en büyük keşiflerini yaparken toplam üretim hızla artmıştır. Shell, ilk keşfi olan Kayaköy sahasını 1961 yılında, Mobil ise ilk keşfi Bulgurdağ sahasını 1960 yılında, yine en büyük üretim sahası olan şelmo'yu da 1964 yılında keşfetmiştir. Üretim artışı devam ederek ilk sıçramasını yapmış ve 1969 yılında 3.6 milyon tona ulaşmıştır. Bu yıl tüketilen 6.63 milyon ton petrolün % 55'lik oranı yerli petrol ile karşılanmıştır. Bu oran, yerli petrolün toplam tüketimi karşılama konusunda ulaştığı en yüksek oran olup, daha sonraki yıllarda, 1980'lerin sonuna kadar, sürekli azalmıştır. Bu dönemde Shell şirketi, 1967 ile 1983 yılları arasındaki 15 yıllık süreçte, Türkiye'de en fazla petrol üreten şirket olmuştur.

Tablo – 15 Türkiyede yıllar itibariyle yerli hampetrolün tüketimi karşılama oranı

| Yıllar | Ham petrol üretimi | Ham petrol ithalatı | Tüketim    | Yerli Üretimin Tüketimi Karşılama Oranı |
|--------|--------------------|---------------------|------------|-----------------------------------------|
| 1983   | 2 203 477          | 14 127 427          | 16 330 904 | 13.5%                                   |
| 1984   | 2 086 715          | 15 589 831          | 17 676 546 | 11.8%                                   |
| 1985   | 2 110 374          | 15 531 897          | 17 642 271 | 12.0%                                   |
| 1986   | 2 393 536          | 16 861 924          | 19 255 460 | 12.4%                                   |
| 1987   | 2 629 628          | 20 102 220          | 22 731 848 | 11.6%                                   |
| 1988   | 2 563 876          | 21 673 164          | 24 237 040 | 10.6%                                   |
| 1989   | 2 876 195          | 18 615 660          | 21 491 855 | 13.4%                                   |
| 1990   | 3 716 546          | 20 061 974          | 23 778 520 | 15.6%                                   |
| 1991   | 4 451 232          | 17 606 158          | 22 057 390 | 20.2%                                   |
| 1992   | 4 280 952          | 19 315 644          | 23 596 596 | 18.1%                                   |
| 1993   | 3 892 021          | 21 769 431          | 25 661 452 | 15.2%                                   |
| 1994   | 3 686 668          | 21 198 132          | 24 884 800 | 14.8%                                   |
| 1995   | 3 515 782          | 23 510 777          | 27 026 559 | 13.0%                                   |
| 1996   | 3 499 635          | 22 915 914          | 26 415 549 | 13.2%                                   |
| 1997   | 3 456 966          | 23 336 672          | 26 793 638 | 12.9%                                   |
| 1998   | 3 223 622          | 23 735 420          | 26 959 042 | 12.0%                                   |
| 1999   | 2 939 896          | 22 983 699          | 25 923 595 | 11.3%                                   |
| 2000   | 2 749 105          | 21 671 150          | 24 420 255 | 11.3%                                   |
| 2001   | 2 551 467          | 23 242 875          | 25 794 342 | 9.9%                                    |
| 2002   | 2 420 102          | 23 661 811          | 26 081 913 | 9.3%                                    |
| 2003   | 2 375 044          | 24 096 407          | 26 471 451 | 9.0%                                    |

1970 yılından sonra gerek TPAO gerek Shell tarafından keşfedilen yeni sahalar daha öncekilerden küçük olduklarından, azalma trendine giren üretim performansı kaybı yeni kuyularla karşılanamadığı için, toplam üretim

azalarak 1984 yılında 2.08 milyon tona düşmüştür. Yerli petrol, 1984 yılındaki 16.45 milyon tonluk sivil tüketimin % 12'sini karşılayabilmiştir.

Türkiye'de arama faaliyetlerindeki ikinci sıçrama 1980'li yılların ilk yarısında yaşanmıştır. Petrol şoku sonrası artan fiyatlardan ve yerli üretimin devamlı azalmasından dolayı, 1960-1975 yılları arasında düşük seviyede gerçekleşen jeolojik ve jeofizik faaliyetler, 1975 yılından sonra devamlı bir artış göstermiştir. Jeofizik faaliyetler 1982 yılında 217 ekip-ay ile rekor kırmıştır. Jeolojik ve jeofizik faaliyetlerdeki artışa paralel olarak sondaj faaliyetleri de artarak 1986 yılında delinen 125 kuyu ile 263 246 metrelik rekora ulaşılmıştır. Bu dönemdeki yoğun arama faaliyetleri yeni keşiflere sebep olmuş, özellikle 1988 yılında Karakuş sahasının keşfiyle üretim artışı yaşanmıştır. Üretim, 1991 yılında 4.45 milyon ton ile rekor kırmasına rağmen, aynı yıl için 21.16 milyon tonluk yerli tüketimin ancak %21'ini karşılayabilmiştir. TPAO, 1990-1999 yılları arasında yıllık üretimini ortalama 2 milyon tonun üzerine çıkarmış, 1991 yılında da rekor kırarak 3.3 milyon ton olarak gerçekleştirmiştir.

TPAO ve yabancı şirketlerin arama faaliyetlerinin azaldığı 1990'lı yıllarda keşfedilen yeni sahalar küçük olduklarından, üretim azalmasını karşılayamamıştır. Toplam üretim 2001 sonu itibariyle 2.55 milyon tona düşmüş ve 28.63 milyon tonluk yerli tüketimin ancak %9'unu karşılayabilmiştir. Günümüzdeki eğilim değişmediği takdirde, petrolde dışa bağımlılık daha da artacaktır.

Doğalgaz piyasasında dışa bağımlılık daha fazla olup hemen hemen tamamen ithalata bağlıdır. TPAO tarafından Trakya'da 1970 yılında keşfedilen Hamitabat ve Kumrular sahalarını 1980 ve 90'lı yıllarda diğer sahalar izlemiştir. Üretilen doğalgaz sınırlı olarak elektrik üretiminde ve lokal olarak sanayide kullanılmış, Türkiye çapında veya bölgesel boyutta altyapı ve pazar oluşmadığından doğal gaz kullanımı uzun süre sınırlı kalmıştır. 1987 yılında doğal gaz ithalatı başlamış ve yapılan ithal bağlantılarıyla yıllık ithalat ve yaygınlaşan doğalgaz kullanımı hızla artmıştır. 2001 yılı sonu itibariyle

yerli üretim 311 milyon metre küp, ithalat 15.52 milyar metre küp, tüketim de 15.83 milyar metre küp olmuştur.

#### **1.4.3 Petrol Mevzuatı**

6326 sayılı Petrol Kanunu, Türkiye'nin tüketimini karşılamayı aşan bir gayeye yönelmiştir. Gerekçesinde ifade edildiği üzere kanun iç tüketimi karşılamak ve ihracata geçmek üzere tanzim edilmiştir. Petrol Kanununun getirdiği rejim altında yapılan çalışmalardan elde edilen sonuçlar, rakamlar itibariyle kanunun gayesine eriştiğini gösterir mahiyette değildir<sup>28</sup>.

Yürürlükteki 6326 sayılı Petrol Kanunu'nun uygulanması ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlı Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM) görevlendirilmiştir. Petrol Kanunu'na göre, Türkiye 18 Petrol Bölgesine ayrılmıştır. Bir arayıcı her petrol bölgesinde, herbirinin alanı 50 000 hektarı aşmayacak şekilde en fazla 8'er adet arama ruhsatnamesi sahibi olabilmektedir. TPAO'nun bir petrol bölgesindeki ruhsat sayısı 12'ye kadar çıkabilmektedir. Bir arama ruhsatnamesinin süresi 4 yıldır. Üçüncü yılın sonunda doğan bölgesel sondaj mükellefiyeti gereği, arayıcı, sözkonusu bölge içindeki ruhsatlardan birinde sondaja başlamak durumundadır. Bölgesel sondaj mükellefiyeti başladığında, bir kuyunun sondajının tamamlanmasını takibeden altı ay içinde, o bölgede, yeni bir kuyunun sondajına başlamak mecburiyeti vardır. Arama ruhsatnamelerinin süresi ihtiyaca göre iki yılı aşmamak üzere uzatılabilir. İkinci yılın sonunda arayıcı keşif ihtimalini doğuracak durumda ise, teminat karşılığı olarak, uygun bir programla, mevcut lisans süresi iki yıl daha uzatılabilir. Bu bağlamda, bir arama ruhsatnamesinin süresi 8 yıldan uzun olamaz. Bu süreler, deniz arama ruhsatları için % 50 oranında artırılır.

Bir arama ruhsatnamesindeki keşfi müteakip işletme ruhsatnamesi verilir. İşletme ruhsatnamesi, bir petrol bölgesinde toplam 150 000 hektarı geçmemek üzere, en çok 25 000 hektarla sınırlıdır. Bir işletme

---

<sup>28</sup> GÖĞER, Erdoğan, "Petrol Hukuku", Şenyuva yayınevi, Ankara-1967.

ruhsatnamesinin süresi 20 yıl olup bu süre 10'ar yıllığına iki defa uzatılabilir. Arama ve işletme ruhsatnameleri için hektar başına sabit miktarda ve her yıl yeniden belirlenen, Devlet Hakkı ödenir.

Üretilen petrolden, aynı veya nakdi olarak, sekizde bir (%12.5) oranında Devlet Hissesi verilir. Petrol şirketlerinin yurt dışından ithal ettikleri aynı ve nakdi sermayeleri tescil edilir. Tescil edilen sermaye, daha sonra, eğer keşifte bulunulmuş ise, üretilen petrol satışından elde edilen gelirden ihraç edilerek yurt dışına transfer edilir.

Petrol Kanunu, sadece petrol keşfeden şirketlere, ürettiği petrolden elde ettiği gelirden ve tüm vergiler ödendikten sonra, tescilli sermayeyi yurt dışına transfer hakkını tanımıştır. Yabancı şirketlerin 2001 yılı sonu itibariyle yaptıkları transferlerin toplamı 600 milyon ABD Doları, 352 milyon Sterlin ve 4 milyon DM karşılığı 86 trilyon TL olmuştur. Yaklaşık 1.1 milyar ABD Doları kadar olan transferler, tescilli sermaye ve kâr transferinin toplamıdır. Bir başka ifadeyle, yabancı şirketler genel anlamıyla getirdikleri sermaye kadar sermaye ve kâr transfer etmişlerdir. Buna karşılık getirdikleri malzeme, hizmet, bilgi, teknoloji ve tabii ki üretilen petrol, yaratılan katma değer ve vergiler Türkiye'de kalmıştır. Durum muhasebesi yapmak gerekirse, 170 arayıcı şirketin getirdiği sermayeyi, sonuçta, az sayıdaki üretim şirketi, ürettikleri petrolden elde ettikleri kâr olarak transfer etmiştir. Arama faaliyetinde başarılı olup da petrol keşfeden şirketin, 1997 yılına kadar, Petrol Kanunu'nun 116. Maddesi'nde ifade edilen, "ithal tarihinde cari olan resmi kambiyo kuru üzerinden yapılır" hükmü gereği, ithal ettiği tescilli sermayesinin yurt dışına transferini, ithal tarihindeki kur üzerinden yapabilme imkanı vardır. Yani bir başka ifadeyle, 1997 yılına kadar, petrol sektöründe tescilli sermayenin transferinde kur garantisi uygulanırdı. Bu uygulamanın amacı, çok riskli olan petrol arama faaliyetlerinde, bir yabancı şirkete, eğer, uzun yıllar süren yatırımları sonunda başarılı olup da keşifte bulunmuşsa, uzun süre beklemeden tescilli sermayesini transfer etme hakkını tanımaktır. Bu uygulama, bir anlamda, kısa sürede transfer imkanı verdiği için, hem yeni gelen şirketi, yatırımını yarıda kesip gitmek yerine, petrol bulana kadar

yatırım yapmaya devam etmede teşvik edici olmaktaydı. Fakat, 1997 yılında kur garantisi uygulamasına son verilmiştir.

#### **1.4.4 Yeni Petrol Kanunu Tasarısı ve Eleştiriler**

Yasalaştığı yılların koşullarına uygun olarak, 1954 yılında kabul edilen 6326 sayılı Petrol Kanunu, arama üretim gibi ruhsata tabi faaliyetlerle birlikte, rafinaj ve boru hatları ile taşıma gibi belgeye tabi faaliyetleri de düzenlemekte ve Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nü bu faaliyetlerde yetkili kılmaktadır. Petrol Kanunu, zaman içinde yapılan değişikliklerle, günün koşullarına uygun hale getirilmiştir.

Türkiye'nin giderek sanayileşmesi, Avrupa Birliğine girme çabası, Avrupa Birliği'nin doğalgaz ve akaryakıt düzenlemelerini hazırlayıp uygulamaya başlaması, enerji açığının hızla karşılanması gereği ve çevresel nedenlerle, doğalgaz kullanımı son yıllarda hızla artmıştır. Böylece, Türkiye de benzer düzenlemeleri gerçekleştirmek durumunda kalmıştır. Bu amaçla, doğalgazla ilgili düzenlemeler 2000 yılı içinde önce 6326 sayılı Petrol Kanunu içinde yapılmak istenmiştir. Bunun uygun olmayacağı anlaşıncı, arama üretim dışındaki doğalgaz faaliyetlerini, yani doğalgazın ithali, iletimi, dağıtımı, depolanması, pazarlanması, ticareti ve ihracatını düzenleyen 4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu 18.4.2001 tarihinde kabul edilmiş ve 2.5.2001 tarihinde Resmi Gazete'de yayımlanmıştır. Doğalgazın arama üretim faaliyetleri ile ilgili hükümlerin uygulaması, eskiden olduğu gibi, 6326 sayılı Petrol Kanunu çerçevesinde Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nün sorumluluğunda kalırken, arama üretim dışındaki faaliyetler, 4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu çerçevesinde Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu sorumluluğuna verilmiştir.

Doğalgazla ilgili arama üretim dışı faaliyetlerin Petrol Kanunu'ndan ayrılıp yeni bir yasal düzenlemeye kavuşturulması, faaliyetlerin farklı nitelikte ve farklı uzmanlık alanında olmaları nedeniyle olumlu olmuştur.

Doğalgaz piyasasında olduğu gibi, akaryakıt piyasasında da nicelik ve nitelik olarak giderek artan arama üretim dışındaki petrol faaliyetlerinin 6326 sayılı Petrol Kanunu'ndan ayrı bir kanunla düzenlenmesi gereği ortaya çıkmıştır. Bu amaçla, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından Petrol Piyasası Kanun Tasarısı hazırlanmıştır.

Petrol Piyasası Kanunu'nun genel gerekçesi, genel ekonomik politikalara uyum sağlanması, yatırımcı ve girişimciler için istikrar ve güven ortamının yaratılması, petrol piyasasının kurumsallaştırılması, serbestleştirmeye uygun alt yapının oluşturulması, Avrupa Birliği düzenlemelerine ve uluslararası anlaşmalardan doğan taahhütlere uyum, özelleştirme sonucu piyasada oluşabilecek sorunların engellenmesi, yakın çevremizde oluşan imkanların en iyi biçimde değerlendirilmesi ve piyasa taraflarının beklentilerinin karşılanması olarak özetlenmiştir.

Yeni Petrol Kanunu Taslağı hakkında değerlendirmeler:<sup>29</sup>

1) Tasarı, 6326 sayılı Petrol Kanunu'nun 13. Maddesinin birinci fıkrasını yürürlükten kaldırmaktadır. Bu fıkarda, 1980 yılından sonra keşfedilen sahalardan üretilen petrolün karalarda %35, denizlerde %45'inin ihraç edilebileceği, kalan miktar ile 1980'den önce keşfedilen sahalardan üretilen petrolün tamamının memleket ihtiyacına ayrılacağı ve bu petrole piyasa fiyatı uygulanacağı belirtilmektedir.

Piyasa fiyatı, dünya pazarlarında belirlenen petrol serbest rekabet fiyatları esas alınarak, Türkiye'deki teslimat noktasına kadar taşıma ücretinin eklenmesiyle bulunan varil başına petrol fiyatıdır. Bu fiyat, gene önceden belirlendiği üzere, her API gravite derecesi için orantılı olarak Bakanlık tarafından belirlenip ilan edilerek standart bir uygulama sağlanmaktadır. Bu şekilde, yarıdan fazlası ağır petrol olan yerli üretimin pazarlama sorunu olmaksızın arama ve üretimi sürdürülmekte ve farklı şirketlerin her miktarda ve her kalitedeki petrolü fiyat ve satış güvencesi altına alınmaktadır. Esasen, tüketicinin ancak % 10 civarını yerli üretimle sağlayan bir ülkenin, yerli üretimi,

<sup>29</sup> ATALAY, Mesut, Petrol Aramacılığı, Avrasya Dosyası, Cilt 9, Sayı 1, Bahar 2003 sayısı.

yani aramaları teşvik için benzer güvenceleri vermesinden daha doğal birşey olamaz. Tasarı ile bu durum kaldırılarak, rafineri şirketleriyle üretici şirketler karşılıklı olarak fiyat belirleme durumunda kalmaktadır. Her ne kadar Tasarının 12. Maddesinde “Rafinericiler ham petrol temininde Türk menşeli petrole öncelik tanılır, Türk menşeli olup, uygunluk kriterlerini karşılayan ham petrol teklifleri, fiyat uyumsuzlukları dışında reddedilemez”. ifadesi yer almaktaysa da, 5. Maddede belirtilen “Petrol tesliminde, fiyatlar serbest piyasa koşullarına göre oluşur” hükmü belirleyici olmaktadır.

Bu durumda, düşük graviteli yerli petrolün ihmal edilmesi, pazarlık yöntemleriyle fiyatının haksızca yapay olarak düşürülmesi imkan dahilindedir. Tüm rekabet ve anti tekel yasalarına rağmen, doğusu ve güneyi petrol ülkeleriyle çevrili Türkiye’de az miktarda üretilecek olan, fiyat ve satış güvencesinden yoksun olacak ağır petrolün değer bulmayacağı aşikardır. Bu durum, yerli üretimi olumsuz etkileyecektir. Böylece, dünya petrol faaliyetlerinden olumsuz etkilenen Türkiye’deki petrol aramacılığı giderek azalıp önemini yitirecektir<sup>30</sup>. Stratejik önemi herkes tarafından kabul edilen petrolde dışa bağımlılık daha da artacaktır.

2) Tasarının 5. Madde birinci fıkrasındaki “Petrol tesliminde, fiyatlar serbest piyasa koşullarına göre oluşur” hükmü, aynı maddenin ikinci fıkrasındaki “Lisans kapsamında yapılan faaliyetlere ilişkin teslimler ve hizmet sunumları tarife esasına göre yapılır” genel hükmü, üçüncü fıkrasındaki “İletim lisansı kapsamında yürütülen taşıma ve bu hatlarla bağlantılı tesislerdeki umumi depolama faaliyetlerine ilişkin hizmetlere uygulanacak fiyatlar, ilgili lisans sahiplerince hazırlanan ve Kurumca onaylanan tarife ile belirlenir. Bunlardan, umumi depolama hizmetlerine ilişkin tarifelerde tavan fiyat belirlenir” hükmü, dördüncü fıkrasındaki “Rafinaj, işleme, boru hatları ile bağlantılı olmayan umumi depolama ve akaryakıt toptan satış lisansı kapsamında teslim ve hizmetlere uygulanacak tavan fiyatlar, lisans sahiplerince hazırlanan ve Kuruma bildirilen tarifelere göre uygulanır hükmü

---

<sup>30</sup> ATALAY, Mesut, Petrol Aramacılığı, Avrasya Dosyası, Cilt 9, Sayı 1, Bahar 2003 sayısı.

ile açık çelişki halindedir. Bir başka ifadeyle, Tasarının 5. Maddesi, en riskli olan arama üretim faaliyetlerini 6326 sayılı Kanun'a göre yürüten üreticileri ihmal ederken, lisansa tabi ve riski az olan piyasa faaliyetlerini açıkça korumaktadır.

3) Tasarının 15. Maddesi ile oluşturulan Devlet malı statüsünde ulusal petrol stoku, miktarının veya diğer şartların tartışılması bir yana, genel anlamıyla olumlu bir adım olarak değerlendirilmektedir. Dünyanın en stratejik coğrafi konumunda yer alan ve ihtiyacının %90'dan fazlasını ithalatla karşılayan Türkiye'nin ulusal petrol stoku oluturulması konusundaki bu kararı, esasen geç alınmış olumlu bir karardır.

5) Tasarıda Madde 19-D ile 6326 sayılı Petrol Kanunu'na eklenen Ek Madde 4 birinci fıkrasında, belli kalitedeki petrol fiyatının belli bir miktarın altına düşmesi durumunda doğrudan gelir desteği yapılabileceği, ikinci fıkrasında arama sondajı destekleme primi ödenebileceği, üçüncü fıkrasında da bunlara ilişkin usul ve esasların Bakanlar Kurulu'nca yürürlüğe konulacak yönetmelikle düzenleneceği ifade edilmektedir. Arama üretimi teşvik edici hükümlerin açık ve kesin ifadeden yoksun bir şekilde, Bakanlar Kurulu tarafından çıkarılacak bir yönetmelikle teşvik edilmesi yerine, 6326 sayılı Petrol Kanunu'nda halen yürürlükte olan uluslararası piyasa fiyatının ve buna göre belirlenen kuyubaşı fiyatının uygulanması, yerli petrol aramacılığını teşvik eden daha gerçekçi ve kamu yararına bir uygulama olacaktır. Tasarıda belirtildiği şekilde yapılacak parasal destekler, suistimal, haksız kazanç ve kaynak aktarımı konusu olabilecek, gerçekçi olmaktan uzak teşvik tedbirleridir. Doğrudan gelir desteği, uluslararası petrol fiyatlarındaki uzun süreli büyük düşüşlerde kamu zararına sebep olma riskini de taşımaktadır.

Petrol Piyasası Kanunu'nun yasalaşmasından sonra, sıra 6326 sayılı Petrol Kanunu'nunda yapılacak değişikliklere gelecektir. Bu değişikliklerle ilgili kanun tasarısı hazırlanmış olmasına rağmen, Petrol Piyasası Kanunu'nun kabulünden sonra son şeklini alacağı beklenmektedir.

6326 sayılı Petrol Kanunu'nun, 50 yıla yaklaşan yürürlük süresince yapılan değişikliklerle birlikte Türkiye'nin petrol potansiyelini de göz önünde

bulundurarak, arama üretim faaliyetleri bakımından Türkiye'nin şartlarına uygun olduğu söylenebilir. Ancak, petrol ve doğalgazın arama üretim dışındaki faaliyetlerle ilgili ayrı düzenlemeler yapıldıktan sonra, Kanun'da yapılacak değişikliklerle günün şartlarına uygun hale getirilecektir.

Cumhuriyetin kurulmasıyla devrimlerini peşpeşe uygulamaya koyan Türkiye, bilim, sanat ve ekonomik gelişmede sıçramalar yapmıştır. Bu çerçevede, 1930'lu yıllarda başlayan petrol faaliyetleri, ulusal ölçekte gerçekleştirilen aşamalardan sonra, 1950'li yıllarda yabancı sermayeye açılmış ve gelişmesini hızlandırmıştır. Bu sürecin devamı olarak, ulusal petrol şirketi TPAO 1980'li yıllarda yurt dışına açılmış, Asya ve Afrika'da çeşitli ülkelerde tek başına veya ortak faaliyetlerde bulunmuştur. Orta Asya ve Kafkaslarda çok uluslu büyük projelere imza atmıştır.

Yetmiş yıllık bu süreçte Türkiye'de MTA, TPAO ve yabancı şirketler tarafından sayıları 100'ü bulan irili ufaklı birçok petrol sahası ile 20'yi aşkın doğalgaz sahası keşfedilmiştir. MTA ve TPAO, 742'si arama olmak üzere toplam 2156 kuyu delmiş, 600 milyon varil üretilebilir rezerv keşfetmiştir. 50 yıllık süreçte, toplam 170 yabancı şirketin ithal ettiği yaklaşık bir milyar Dolarlık tescilli sermayenin çok büyük bir kısmı, petrol bulamadıkları için, yurt içinde kalmıştır. Yabancı şirketler tarafından 389'u arama olmak üzere toplam 820 kuyu delinmiş, 40'a yakın sahada, yaklaşık 500 milyon varillik üretilebilir rezerv keşfedilmiş ve 400 milyon varil petrol üretilerek sonuçta 1.1 milyar Dolarlık sermaye ve kâr transferi yapılmıştır. Ancak, hızla büyüyen ve buna paralel olarak petrol ürünleri tüketimi hızla artan Türkiye'de yerli üretim hiçbir zaman tüketimi karşıyamamıştır. Son yıllarda %10'un altına düşen yerli üretimin tüketimi karşılama oranı %55'lik maksimuma 1969 yılında ulaşmıştır. Üretim sahalarının hemen tümü azalma sürecinde olan ve tüketim artışı devam eden Türkiye'de petrolde dışa bağımlılık önümüzdeki yıllarda daha da artacaktır. Doğalgazda ise, son yılların enerji politikaları gereği Türkiye doğalgaza yönelmiş olup, tüketimin hemen tamamı ithalata dayalıdır.

Türkiye'nin Enerjide dışa bağımlılığını azaltmak için Türkiye Petrol Jeologları Derneği tarafından yapılan öneriler aşağıdaki sıralanmaktadır<sup>31</sup>:

- 1) TPAO'nun arama bütçesi artırılmalı, yönetimi siyasi etkilerin dışında tutulmalı ve geleneksel petrol şirketi kimliğine döndürülmelidir.
- 2) TPAO'nun Türkiye'de yabancı şirketlerle ortak faaliyetleri gerçekçi temele oturtulmalı, ortak operasyon yeni şirketler için cazip hale getirilmelidir.
- 3) Yeni yabancı sermaye girişini olumsuz etkileyen tescilli sermayenin kur garantili transferi konusu yasal çözüme kavuşturulmalıdır.
- 4) Yerli özel sermaye, vergi kanunlarındaki düzenlemelerle, petrol arama faaliyetleri konusunda teşvik edilmelidir. Yurt içinde başarılı olup arama üretim tecrübesini kazanacak olan yerli sermaye, hem diğer yerli sermaye şirketlerine petrol arama faaliyetlerine girişme konusunda örnek oluşturacak, hem de bir süre sonra yurt dışına da açılacaktır.
- 5) Petrol Piyasası Kanunu ve 6326 sayılı Petrol Kanunu Değişikliği, arama faaliyetlerini olumsuz etkileyecek hükümlerden arındırılmadı, tam tersine, teşvik edici olmalıdır.

#### **1.4.5 Türkiye'nin Petrol Potansiyeli**

Türkiye'de 1954 yılından 2003 yılı sonuna kadar, isimleri Ek-1'de verildiği üzere yerli ve yabancı toplam 217 petrol şirketi arama veya arama-üretim faaliyetinde bulunmuştur. Bu faaliyetler esnasında yabancı şirketlerin yıllar itibarıyla ülkemize getirdikleri yabancı kaynakların toplamı 1 milyar USD civarında olup detayları aşağıdaki tabloda görülmektedir<sup>32</sup>.

---

<sup>31</sup> Mesut ATALAY, Petrol Aramacılığı, Avrasya Dosyası, Cilt 9, Sayı 1, Bahar 2003 sayısı.

<sup>32</sup> PIGM 2003 Yılı Faaliyet Raporu, Ankara

Tablo -16 Yabancı şirketlerin Türkiye’de yaptıkları arama-üretim yatırımları

| Yıllar       | Arama & Üretim<br>Şirketleri Yatırımları (TL) |
|--------------|-----------------------------------------------|
| 1964-1980    | 3 991 124 169                                 |
| 1981         | 5 863 440 196                                 |
| 1982         | 95 774 746                                    |
| 1983         | 7 013 448 570                                 |
| 1984         | 13 701 318 395                                |
| 1985         | 30 081 224 107                                |
| 1986         | 30 372 196 787                                |
| 1987         | 39 806 579 991                                |
| 1988         | 39 326 095 700                                |
| 1989         | 85 871 008 965                                |
| 1990         | 176 946 628 707                               |
| 1991         | 112 357 407 566                               |
| 1992         | 254 480 366 092                               |
| 1993         | 386 068 142 623                               |
| 1994         | 306 435 049 639                               |
| 1995         | 1 287 816 784 869                             |
| 1996         | 1 808 623 931 146                             |
| 1997         | 1 594 411 446 101                             |
| 1998         | 5 035 395 852 157                             |
| 1999         | 6 148 857 259 815                             |
| 2000         | 22 569 383 889 383                            |
| 2001         | 46 489 598 111 925                            |
| 2002         | 104 762 229 650 523                           |
| 2003         | 75 618 403 466 091                            |
| Toplam       | 266 807 130 198 263                           |
| Toplam döviz | \$ 728 237 777.88                             |
|              | £ 351 580 722.16                              |
|              | DM 3 775 289.57                               |
|              | LL 5 525.37                                   |
|              | FS 1 828 923.11                               |
|              | FF 1 046 635.46                               |

Yabancı şirketlerin bazıları yalnız başına faaliyetlerini yürütmeyi tercih ederken önemli bir bölümü yerli ortaklarla çalışmayı yeğlemiştir. 2001

yılı itibariyle 2'si yerli, 9'u yabancı olmak üzere toplam 11 şirket tek başlarına veya ortaklıklar halinde üretim faaliyetinde bulunmuştur. Bu şirketlerin sahip oldukları rezerv ve üretim faaliyetleri ile ilgili genel rakamlar Tablo 17'de verilmiştir.

Cumhuriyet sonrası dönemde 1934 yılından 2003 yılı sonuna kadar 3075 adet arama ve üretim kuyusu kazılmış (Ek-2), bu faaliyetler sonucu irili ufaklı 100 civarında saha keşfedilmiştir.

Tablo 17- 2003 yılı sonu itibariyle Türkiye'deki rezerv ve üretim bilgileri<sup>33</sup>

| 2003 YILI SONU İTİBARIYLA TÜRKİYE'DEKİ HAM PETROL REZERVLERİ |                         |                    |                      |                    |                    |                    |                           |                   |
|--------------------------------------------------------------|-------------------------|--------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------------|-------------------|
| Şirketler                                                    | Rezervardaki petrol (*) |                    | Üretilebilir petrol  |                    | Kümülatif üretim   |                    | Kalan üretilebilir petrol |                   |
|                                                              | Varil                   | M.Ton              | Varil                | M.Ton              | Varil              | M.Ton              | Varil                     | M.Ton             |
| T.P.A.O.                                                     | 4 420 382 555           | 667 410 136        | 641 362 109          | 94 609 028         | 439 719 317        | 64 225 481         | 201 642 792               | 30 383 547        |
| N.V.Türkse Perenco                                           | 1 293 990 319           | 175 736 195        | 353 843 719          | 47 968 826         | 290 090 851        | 39 567 360         | 63 752 868                | 8 401 466         |
| Petroleum E.M.I. & Dorchester                                | 539 000 000             | 73 087 198         | 94 000 000           | 12 746 190         | 80 568 414         | 10 925 109         | 13 431 586                | 1 821 081         |
| Madison Oil Turkey Inc. & T.P.A.O.                           | 49 611 000              | 6 967 064          | 17 170 000           | 2 411 250          | 15 410 237         | 2 166 222          | 1 759 763                 | 245 028           |
| N.V.Türkse Perenco & T.P.A.O.                                | 32 684 412              | 4 538 381          | 17 436 412           | 2 327 918          | 10 303 409         | 1 402 243          | 7 133 003                 | 925 675           |
| Ersan & Aladdin & Trans Med.                                 | 39 000 000              | 6 156 710          | 5 850 000            | 923 506            | 4 627 186          | 756 086            | 1 222 814                 | 167 420           |
| Ersan & Aladdin M.E.                                         | 18 200 000              | 2 419 747          | 3 200 000            | 425 450            | 2 733 627          | 360 769            | 466 373                   | 64 681            |
| Aladdin & Madison (Turkey) Inc.                              | 23 516 000              | 3 601 190          | 6 087 860            | 900 085            | 1 565 359          | 227 953            | 4 522 501                 | 672 132           |
| Aladdin & Trans Med.                                         | 2 600 719               | 362 267            | 530 719              | 73 933             | 21 638             | 3 057              | 509 081                   | 70 876            |
| Amity Oil & T.P.A.O.                                         | 129 915                 | 14 563             | 90 992               | 10 200             | 50 953             | 5 727              | 40 039                    | 4 473             |
| <b>Toplam</b>                                                | <b>6 419 140 548</b>    | <b>940 296 946</b> | <b>1 139 597 439</b> | <b>162 399 881</b> | <b>845 116 619</b> | <b>119 643 502</b> | <b>294 480 820</b>        | <b>42 756 379</b> |

Tablo 17 incelendiğinde, Türkiye'de bugüne kadar keşfedilen sahalarından üretilebilir petrol rezervinin bir milyar varilin biraz üzerinde olduğu, bunun 811 milyon varilinin üretilmiş olduğu, kalan üretilebilir rezervin de 286 milyon varil (42 milyon ton) olduğu görülmektedir. Dünya'da tek başına 1 milyar varil'in üzerinde rezerve sahip çok fazla saha bulunduğu düşünüldüğünde ülkemizin petrol kaynakları bakımından durumu daha iyi anlaşılacaktır. Bu 42 milyon tonluk kalan üretilebilir petrol, 30 milyon ton

<sup>33</sup> PIGM 2003 Yılı Faaliyet Raporu, Ankara

civarındaki yıllık tüketimin 1.5 katından azdır. Azalma sürecindeki yerli üretim, 2001 yılında 2.5 milyon ton olmuştur. Kalan üretilebilir petrol miktarı, yıllık petrol üretiminin 17 katıdır. Keşfedilen petrol sahalarının yaklaşık dörtte biri de üretimi sona ererek terkedilmiştir.

Tablo-18 Ivanhoe ve Leckie (1993) sınıflandırmasına göre Türkiye’de bulunan petrol sahaları<sup>34</sup>.

| Rezerv Sınıfı | Rezerv (Milyon varil) | Rezerv Adı | Dünya Toplamı | Türkiye Toplamı |
|---------------|-----------------------|------------|---------------|-----------------|
| AAAAA         | >50 000               | Megadev    | 2             | -               |
| AAAA          | 5 000 - 50 000        | Süperdev   | 40            | -               |
| AAA           | 500 - 5 000           | Dev        | 328           | -               |
| AA            | 100 – 500             | Çok Büyük  | 961           | 1               |
| A             | 50 – 100              | Büyük      | 895           | 4               |
| B             | 25 – 50               | Orta       | 1109          | 5               |
| Diğerleri     | <25                   | Küçük      | 37826         | 90              |
| <b>Toplam</b> |                       |            | <b>41164</b>  | <b>100</b>      |

Tablo 18 incelendiğinde, Türkiye’deki toplam 100 petrol sahasından 10’unun rezervinin 25-500 milyon varil arasında olup kalan 90’ınının kapasitesinin 25 milyondan az olduğu görülür. Bir başka ifadeyle Türkiye’de keşfedilmiş petrol sahalarının %90 kadarı küçük saha, %10 kadarı da orta-büyük sınıftadır.

Petrol arama faaliyetleri sürecinde, 1930’lu yıllardan beri, yüzey ve yeraltı verilerinin birikimi ve değerlendirilmesiyle Türkiye’nin jeolojisi aydınlatılmıştır. Petrol faaliyetleri Güneydoğu Anadolu ve Trakya’da yoğunlaşmış, bu havzalar dışındaki iç havzaların çoğu yeteri kadar araştırılmamıştır. Türkiye’deki çökel havzaların petrol sistemini oluşturan ana

<sup>34</sup> Mesut ATALAY, Petrol Aramacılığı, Avrasya Dosyası, Cilt 9, Sayı 1, Bahar 2003 sayısı.

kaya, rezervuar kaya, örtü kaya ve kapan modelleri ortaya çıkarılmıştır. Güneydoğu Anadolu'daki petrol sahalarının hemen hemen tamamı Kretase karbonatlarından üretim yapmaktadır. Daha derindeki Paleozoyik kumlarından da az miktarda petrol ve doğalgaz üretilmektedir. Bu hedef seviyeler, Kretase karbonatları için delinen prospektlerde test edildiği için, uygun yapısal konumda delinmemiş olabilmektedir. Yani, Kretase öncesi jeolojik birimler yeteri kadar ve gereği gibi araştırılmıştır. Ayrıca bu birimleri test etmek için delinen kuyuların hemen tamamı yetersiz verilerle delinen eski kuyulardır. Test edilmemiş prospektlere ilaveten bu prospektler de yeniden değerlendirildiğinde potansiyel yaratmaktadır.

Güneydoğu Anadolu ve Trakya havzasında, geçmişte, zamanın veri ve imkanlarıyla delinen kuyularla test edilen prospektler, biriken yeni bilgiler ve modern teknik imkanlarla yeniden değerlendirildiğinde olumlu sonuçlar alınabilmektedir. Güneydoğuda keşfedilen petrol sahalarının önemli bir kısmı ikinci veya daha sonraki arama kuyusunda keşfedilmiştir. Bunun en iyi örneği, 1967 ve 1976 yılları delinen Karakuş-1 ve Karakuş-2 kuyularından sonra 1988 yılında delinen Karakuş-3 kuyusuyla keşfedilen Karakuş petrol sahasıdır. Aynı yapıda olduğu için Cendere sahasıyla birlikte değerlendirildiğinde, 2001 sonu itibarıyla 105 milyon varili aşan toplam üretimiyle günümüzde en fazla üretilen saha olurken, 1991 yılındaki 4.45 milyon tonluk Türkiye üretim rekorunda büyük payı vardır.

Gerek petrol faaliyetlerinin yoğunlaştığı Güneydoğu Anadolu ve Trakya havzalarında, gerekse başta Adana, Tuzgölü, Antalya ve Doğu Anadolu havzaları olmak üzere diğer iç havzalarda petrol potansiyeli mevcuttur. Üç tarafı denizlerle çevrili olan Türkiye'de deniz arama alanlarının potansiyeli çok az araştırılmıştır. Karadeniz ve Akdenizde 1990'lı yıllarda yapılan sismik çalışmalarla karasuları ve açık denizlerin potansiyeli incelenmiştir. Deniz derinliğine bağlı olarak, günümüzde oldukça pahalı olan deniz sondajlarına, 1998 yılından itibaren başlanmış, Karadeniz'de 1000 metre ve üzeri su derinliğinde 3 adet, 250 metre su derinliğinde 10 civarında

kuyu kazılmış ve önümüzdeki dönemlerde önemli yatırım projeleri yapılmaktadır. Yine bu dönemde Akdeniz’de 4 adet deniz sondajı yapılmıştır.

Türkiye petrole aç bir ülkedir. Yerli üretimin tüketimi karşılama oranı % 9’un altına düşmüştür. Doğalgazda ise açık daha da fazla olup doğalgaz piyasası hemen tamamen ithalata bağlıdır. Türkiye’nin bir petrol ülkesi olmadığı bilinmektedir. Fakat, ciddi arama faaliyetleri sonunda yeni petrol ve doğalgaz sahalarını bulmak olasıdır.

#### **1.4.6 Enerji Üretim ve Tüketim Merkezleri Arasında Türkiye**

Türkiye bir petrol ülkesi olmasa bile, jeopolitik konumu nedeniyle petrol üreten ülkeler ile petrol tüketen pazarlar arasında çok önemli bir köprü konumundadır, ama tek alternatif değildir. Bugün için Hazar Bölgesi’ni içerecek biçimde, eski Sovyetler Birliği ülkelerinden uluslararası pazara çıkan petrol ve gaz hatlarının tamamına yakını, Rusya Federasyonu topraklarından geçmektedir. Bu “münhasırlığın”, Rusya Federasyonu’na, tüm taşıma olanaklarının kontrolünü ve buna bağlı olarak da büyük bir jeopolitik ve jeostratejik üstünlük sağladığı açıktır. 15 yıl önce bağımsızlıklarını kazanan yeni Cumhuriyet’lerin ekonomik ve siyasi bağımsızlıklarını elde edebilmelerinin birincil koşulu, “tek ülkeye bağımlı ”taşıma olgusunu kırmak oldu. Enerji zengini ülkeler için, alternatif ihraç yolları yaratılarak, ihraç olanaklarında çeşitlilik yaratılabilmesi hususları; diğerleri için ise alternatif ithalat kapılarını aralamak ön plana çıkmıştır.

Hazar’ın petrol ve doğal gaz kaynaklarını ihraç amacı ile kullanılan, planlanan ve inşaatı süren boru hatlarının, çeşitli özellikleri üç ayrı tabloda (tablolar: 19-20-21) verilmektedir. Bu tablolarda sırası ile; petrol boruhatları, doğal gaz boru hatları ve Boğaz “by-pass” boru hatları ile ilgili temel veriler özetlenmektedir<sup>35</sup>.

---

<sup>35</sup> Pamir, A.Necdet, Türkiye’nin Çevresindeki Gelişmeler ve Türkiye’nin Güvenlik Politikalarına Etkileri Sempozyumu Sunumu, İstanbul,Mart 2006.

Şekil-3 Hazar bölgesi boru hatları



Neticede, Avrasya coğrafyasında, kimi tamamen politik olan çok sayıda boru hattı, demiryolu, su yolları, v.b..) projesi geliştirilmiştir. Bu boru hatlarından yalnızca sınırlı sayıda olanı devreye girebilmiştir. Genel hatları itibarı ile belirtmemiz gerekir ki, Sovyetler Birliği'nin dağılması sonrasında, Avrasya coğrafyasında "yeni" olarak inşa edilen ve devreye sokulan hatların da neredeyse tamamı, gene Rusya Federasyonu topraklarından geçmektedir. Hazar bölgesinden petrolü pazarlara ulaştırmak amacıyla inşa edilen, edilmekte olan ve planlanan boru hatları ve projeler hakkında bilgi sahibi olmak için ve ekonomik boyutunu kavramak açısından, aşağıdaki haritanın ve tabloların incelenmesi yararlı olacaktır<sup>36</sup>.

<sup>36</sup> Pamir, A.Necdet, Türkiye'nin Çevresindeki Gelişmeler ve Türkiye'nin Güvenlik Politikalarına Etkileri Sempozyumu Sunumu, İstanbul, Mart 2006.

Tablo – 19 Hazar bölgesi petrol boru hatları

| Boru Hattı                                        | Güzergah                                                                     | Kapasite                                                         | Uzunluk (km)                                               | Tahmini Maliyet                                                           | Durum                                                                                    |
|---------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| Bakü-Tiflis-Ceyhan (BTC)                          | Bakü'den başlayıp, Gürcistan üzerinden Ceyhan'a                              | 1 milyon v/g (50 milyon ton/yıl)                                 | 1760 km (1070 km Türkiye'de)                               | 3-3.5 milyar \$                                                           | İnşaatı sürüyor. 2006 Mayıs'ta devrede.                                                  |
| Bakü-Supsa (Erken Petrol Batı Hattı)              | Bakü'den Gürcistan'ın Karadeniz limanı Supsa'ya                              | İlk kapasitesi 5.5 mty iken, sonradan 7 mty oldu.                | 824 km                                                     | 600 m\$                                                                   | 1999 Nisan'ında işletmeye açıldı.                                                        |
| Bakü-Grozni-Novorossisk (Erken Petrol Batı Hattı) | Bakü'den, Çeçenistan üzerinden Rusya'nın Karadeniz limanı Novorossisk'e      | 5 mty; 17 mty'a genişletilebilir.                                | 1400 km                                                    | 60 milyon \$<br>Kapasite artırımı için 600 milyon \$                      | 1997 sonunda işletmeye başladı. Çeçen sorunu nedeniyle kesintili.                        |
| Bakü-Mohaçkale-Novorossisk                        | Bakü'den Dağıstan üzerinden, Çeçenistan'ı "by-pass" ederek Karadeniz'e       | Mevcut: 6 mty; Demiryolu ile 8 mty; Planlanan: 18 mty            | 325 km                                                     | 140 milyon \$                                                             | Çeçen sorunu nedeniyle, "by-pass" amacı ile açıldı.                                      |
| Kaşuri-Batım                                      | Dubendi'den (Azerbaycan) Batım'a                                             | 3.5 mty; 7-8 mty'a kadar çıktı.                                  | Dubendi'den Kaşuri'ye demiryolu; Kaşuri'den Batım'a 180 km | Boru Hattı yenilemesi için 70 milyon \$ gerekiyor.                        | Kapasite artırımından vaz geçildi.                                                       |
| Trans Hazar İkiz Boru Hatları                     | Aktav'dan Bakü'ye tanker; sonra Türkiye'ye boru hattı                        |                                                                  |                                                            | Yaklaşık 4 milyar \$                                                      | Chevron, Exxon ve Kazakoil fizibilite yapıyor.                                           |
| Hazar Boru Hattı Konsorsiyumu (CPC)               | Tengiz (Kazakistan)'den Tikhoretsk üzerinden Novorossisk'e (Rusya-Karadeniz) | Halen: 28 milyon ton<br>Planlanan: 72 mty                        | 1600 km                                                    | 2.5 milyar \$<br>Kapasite artırımı için 1.7 milyar \$ ek yatırım gerekli. | Novorossisk'de n ilk yükleme Ekim 2001'de yapıldı. Halen 20-25 mt taşıyor.               |
| Atrau-Samara                                      | Atrau (Kazakistan)'dan Samara (Rusya)'ya                                     | 200,000 v/g'den 310,000 v/g'e (yılda 16 milyon tona yükseltildi) | 700 km                                                     | Kapasite artırımı 37.5 milyon \$                                          | Mevcut hat, yeni pompa istasyonları ile desteklendi.                                     |
| Orta Asya Boru Hattı (CAOP)                       | Kazakistan'dan, Türkmenistan ve Afganistan üzerinden Pakistan'a              | 1 milyon v/g (50 milyon ton/yıl)                                 | 1650 km                                                    | 2.5 milyar \$                                                             | İyi Niyet Protokolü imzalandı. Fizibilite devam. Rezervlerle ilgili soru işaretleri var. |
| Kazakistan-Çin Boru Hattı                         | Aktubinsk (Kzksn)'den Sincan'a (Çin)                                         | 40 milyon ton/yıl                                                | 3000 km                                                    | 3-3.5 milyar \$                                                           | Tamamlandı. Çin şirketleri petrolü taahhüt edecek.                                       |
| Kazakistan-Türkmenistan-İran Boru Hattı           | Kazakistan'dan, Türkmenistan üzerinden Harg adasına (İran)                   | 1 milyon v/g (50 milyon ton/yıl)                                 | 1500 km                                                    | 1.2 milyar \$                                                             | TotalFina Elf fizibilitesini yapıyor.                                                    |
| İran "swap" Boru Hattı                            | Neka (İran)'dan Tahran'a                                                     | İlk aşama 9 milyon ton, ikinci aşama 18 milyon ton               | 350 km                                                     | 400-500 milyon \$                                                         | İnşaat halinde.                                                                          |
| İran-Azerbaycan Boru Hattı                        | Bakü'den Tebriz'e                                                            | 10-20 milyon ton/yıl                                             | ?                                                          | 500 milyon \$                                                             | TotalFinaElf tarafından öneriliyor.                                                      |

Tablo-20 Hazar bölgesi doğalgaz boru hatları

| Boru Hattı                                | Güzergah                                                                                  | Kapasite                                     | Uzunluk (km)                           | Tahmini Maliyet                                           | Durum                                                                         |
|-------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Bakü-Tiflis-Erzurum</b>                | Bakü'den başlayıp, Gürcistan üzerinden Erzurum'a                                          | 6.7 milyar metre küp                         | 900 km                                 | 1 milyar \$                                               | 2007'de devrede                                                               |
| <b>Körpece-Kurtköy</b>                    | Körpece'den (Türkmenistan) Kurtköy'e (İran)                                               | 8-10 milyar metre küp<br>Hedef: 13 milyar m3 | 200 km                                 | 190 milyon \$<br>Kapasite artırımı için 300-400 milyon \$ | Aralık 1997'den beri devrede. 2002'de 5 milyar m3 taşıdı.                     |
| <b>Orta Asya-Merkez Boru Hattı</b>        | Türkmenistan ve Özbekistan'dan alınan gazı, Kazakistan üzerinden Rusya'ya                 | 100 milyar metre küp                         | Mevcut Hat                             | ?                                                         | Devrede. Türkmenistan, bu hattı Ukrayna'ya ve Rusya'ya ihraç için kullanıyor. |
| <b>Trans Hazar Gaz Boru Hattı</b>         | Türkmenbaşı'ndan Hazar'ın altından Bakü'den Türkiye'ye                                    | 16 milyar metre küp                          | 2,000 km                               | 2-3 milyar \$                                             | Askıda. Çeşitli engellerle yapımı zor.                                        |
| <b>Centgas (Orta Asya Gaz Boru Hattı)</b> | Devletabad'tan (Türkmenistan) Afganistan üzerinden Pakistan'a. Anlaşma olursa Hindistan'a | 20 milyar metre küp                          | 1,400 km                               | 2 milyar \$                                               | İyi Niyet Protokolü imzalandı. Devlet Başkanları düzeyinde görüşülüyor.       |
| <b>Çin Gaz Boru Hattı</b>                 | Türkmenistan'dan Sincan'a                                                                 | 30 milyar metre küp                          | 6,700 km (Japonya da olursa daha uzun) | Çin'e 10 milyar \$                                        | Exxon, Mitsubishi ve CNPC ön etüd yapıyor.                                    |

Tablo-21 Boğazları bypass eden alternatif boru hatları

| Boru Hattı                                       | Güzergah                                                                   | Kapasite                                                  | Uzunluk (km) | Tahmini Maliyet                                        | Durum                                                                                                      |
|--------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|--------------|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Adria-Druzhba (Dostluk Hattı) Entegrasyon</b> | Rus Dostluk Hattı, Adria Boru Hattı'na bağlanıp, Omisalj'e (Hrvatistan)    | İlk aşama: 100,000 v/g (5 mty)<br>Hedef: 300,000 v/g      | 3,200 km     | 20 milyon \$: Adria modernizasyon, hattın yön değişimi | ?                                                                                                          |
| <b>Anavutluk-Makedonya-Bulgaristan (AMBO)</b>    | Burgaz'dan (Bulgaristan) Makedonya üzerinden Vlore'ye (Anavutluk)          | 750,000 v/g (37.5 milyon ton/yıl)<br>Hedef: 1,000,000 v/g | 900 km       | 1 milyar \$                                            | Fizibilite yapıldı.                                                                                        |
| <b>Burgaz-Dedeağaç (Trans Balkan) Boru Hattı</b> | Burgaz'dan Dedeağaç'a (Yunanistan-Ege)                                     | 600,000 -800,000 v/g (30-40 mty)                          | 150 km       | 600 milyon \$                                          | İlk anlaşma (Rusya-Bulgaristan-Yunanistan) 1997'de Gecikti.                                                |
| <b>Köstence-Trieste</b>                          | Köstence'den (Romanya), Macaristanve Slovenya üzerindenTrieste'ye (İtalya) | 660,000 v/g (33 mty)                                      | 1,400 km     | 900 milyon \$                                          | Fizibilite yapıldı. Finansman bekliyor.                                                                    |
| <b>Güney-Doğu Avrupa Boru Hattı (SEEL)</b>       | Köstence'den Pančevo (Yugoslavya) üzerinden Omisalj veya Trieste'ye        | 660,000 v/g (33 mty)                                      | 1,200 km     | 800 milyon \$                                          | Fizibilite yapıldı. Finansman bekliyor.                                                                    |
| <b>Odesa-Brodi</b>                               | Odesa'dan (Ukrayna) Brody üzerinden Druzhba (Rusya) hattına.               | 500,000 v/g (25 mty)                                      | 650 km       | 750 milyon \$                                          | Boruhattı ve Pivdeni terminali Aralık 2001'de tamamlandı. Ukrayna, Hazar petrolü için anlaşmaya çalışıyor. |

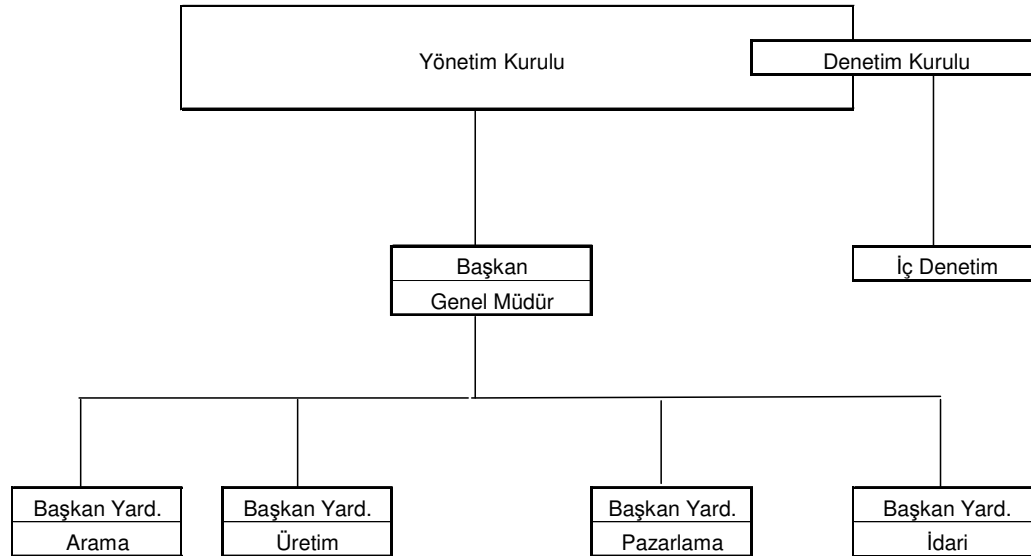
## 1.5. PETROL YATIRIMLARININ SINIFLANDIRILMASI VE PETROL ŞİRKETLERİNİN ORGANİZASYON ŞEMALARI

### 1.5.1. Arama ve Üretim Şirketlerinin Organizasyon Şemaları

Petrol endüstrisinde şirketlerin organizasyon yapıları genellikle faaliyetlerin çeşit ve büyüklüğüne göre değişmektedir. Petrol ve gaz şirketlerini yalnızca arama faaliyetinde bulunan ve arama, üretim, rafineri ve pazarlama işlerini birlikte yapan entegre firmalar olmak üzere iki sınıfta

tanımlamak mümkündür. Birinci sınıfta yer alan firmalara az personel ile çalışan küçük ve orta ölçekli (müstakil) firmalar örnek olarak gösterilebilir. İkinci sınıfta yer alan firmalar ise binlerce çalışanı olan dev firmalardır.

Müstakil firmalar için örnek organizasyon yapısı aşağıda gösterilmektedir;



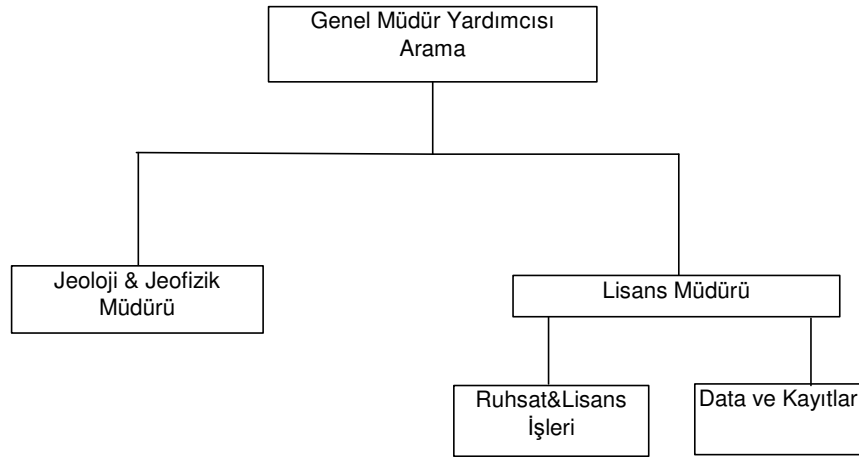
Küçük ve orta ölçekli petrol şirketlerinde genel müdür ya da başkan yalnızca en tepe yönetici olarak işleri koordine etmekle kalmayıp lisans sözleşmeleri için yapılan müzakerelere, diğer şirketlerle yapılan ortak anlaşmaların müzakerelerine katılıp, finansman ihtiyacının karşılanması için çalışmalar yapar<sup>37</sup>.

#### 1.5.1.1 Arama Departmanı :

Arama birimi petrol veya doğalgaz potansiyeli bulunan yerlerin tesbitini yaparak, jeolojik ve jeofizik (G&G) çalışmalar yapmak üzere bu

<sup>37</sup> BROCK, Horace R., JENNINGS Dennis R, FEITEN Joseph B., Petroleum Accounting, Principles, Procedures & Issues, 4th Edition, PDI, University of North Texas 1996.

alanların kullanım haklarını almak, bazı firmalarda arama kuyularının organizasyonu ve yürütmesini kontrol etmekle görevlidir. Genel olarak arama birimlerinin organizasyon yapısı aşağıda gösterildiği şekildedir;



Jeoloji ve Jeofizik birimi;

- jeolojik ve jeofizik verilerin toplanması ve analizlerinin yapılmasından,
- eğer potansiyel taşıdığına inanılıyorsa ilgili bölgenin kullanım hakkının alınmasından,
- ve arama kuyularının nerelerde açılacağıнын tesbit edilmesinden sorumludur.

Petrol projelerinde karşılaşılan ve Arama birimi tarafından minimize edilmeye çalışılan risk ve belirsizlikler aşağıda sıralanmaktadır<sup>38</sup>;

- Hidrokarbon keşfi Petrol mü yoksa gaz mı olacak?
- Rezervin boyutu ve büyüklüğü ne kadardır?

<sup>38</sup> Çoban, M.Kaya, TPAO Daire Başkanlığı Arşivi, Rapor No:2221, 9 Mayıs 2006.

- Rezervuar karakteristikleri nelerdir?
- Geliştirme harcamaları ne kadar tutacak?
- Geliştirme takvimi nasıl olacak?
- Operasyon maliyeti ne olacak?

Genellikle yatırım yapılabilecek birden fazla alternatif bulunmaktadır. Arama birimi hangi alanlara yatırım yapacağına karar verebilmek için alternatif prospektler arasında karşılaştırma yapmaktadır.

Prospektler,

- a) Prospektler yatırım şanslarının karşılaştırılması ve önceliklerinin saptanması,
- b) Kumar oynamak yerine petrol bulabilme şansını artırmak amacıyla yeni verileri ortaya sürmek amacıyla değerlendirmeye tabi tutulur.

Prospekt değerlendirilirken aşağıdaki soruların cevapları netleştirilmeye çalışılmaktadır :

- a) Ne kadar petrol ve gaz bulunmaktadır?
- b) Keşif yapmanın maliyeti ne olacaktır?

Türkiye’de tipik bir arama yatırım bütçesinde maliyet dağılımlarının aşağıdaki gibi oluşması beklenmektedir<sup>39</sup>:

- %10 genel masraflar,
- %15 jeolojik ve jeofizik,
- %25 saha kiralama vs.,
- %50 arama sondajı.

---

<sup>39</sup> Çoban, M.Kaya, TPAO Daire Başkanlığı Arşivi, Rapor No:2221, 9 Mayıs 2006.

Arama birimlerinin cevabını bulmaya çalıştığı sorulardan biriside keşif yapabilme şansının ne olduğudur.

Bu durum yapı, kapan, rezervuar ve hidrokarbon birikme olasılığı çarpımına eşittir. Sondajlarda başarı ortalamaları aşağıdaki gibidir<sup>40</sup>;

|                        | başarı toplam kuyu |
|------------------------|--------------------|
| Wildcat---öncü sahada  | 1/10               |
| Wildcat---olgun sahada | 1/ 4               |
| Değerlendirme          | 1/24               |
| Geliştirme sondajı     | 1 / 2              |

#### Jeoloji ve Jeofizik Birimleri Kararlarını Nasıl Verirler?<sup>41</sup>

a) Yerbilimciler öncelikle yatırım sahasının boyutlarını saptamak zorundadır. Petrol keşiflerinde de bulunacak sahanın üretim boyutları yapıya, “net pay” kalınlığına ve kurtarım faktörüne bağlıdır. Tecrübe, bu parametrenin yeterince doğru olarak test edilip kullanılmasında yardımcı olur. Yatırıma katılmaya karar veren yerbilimci bu jeolojik parametrenin olasılık değerlendirmelerini çok dikkatle kullanır. Çünkü , prospekt değerlendirme eşitliğinde bu bağımsız değerlerde ufak hatalar büyük değişmelere neden olur.

b) Güncel çalışmalarda yerbilimcilerin özellikle üzerlerinde durduğu diğer bir konu keşif olasılığıdır. Ekonomik keşifi doğrudan etkileyen bu matematiksel parametrelerin sonuca etkisinin büyük olması, dikkatli seçimi gerektirir. Keşif olasılığı matematiksel eşitliğinde yer alan parametrelerin,

<sup>40</sup> Çoban, M.Kaya, TPAO Daire Başkanlığı Arşivi, Rapor No:2221, 9 Mayıs 2006.

<sup>41</sup> Çoban, M.Kaya, TPAO Daire Başkanlığı Arşivi, Rapor No:2221) 9 Mayıs 2006.

olasılık hesapları gerçekleşme oranları ile karşılaştırılarak bir sonraki yatırımlar için gerekli düzenlemeler yapılır.

Sonuçta, yatırım kararı vermede yer bilimci, hem saha boyutlarını hemde keşif olasılık denklemini politik, ekonomik ve mühendislik olasılık hesaplamaları ile birlikte değerlendirip karar verir.

Petrol arama şansını düzenlemek ve artırmak için belli başlı konular aşağıdaki sorulara verilecek cevaplarla sıralanacaktır.

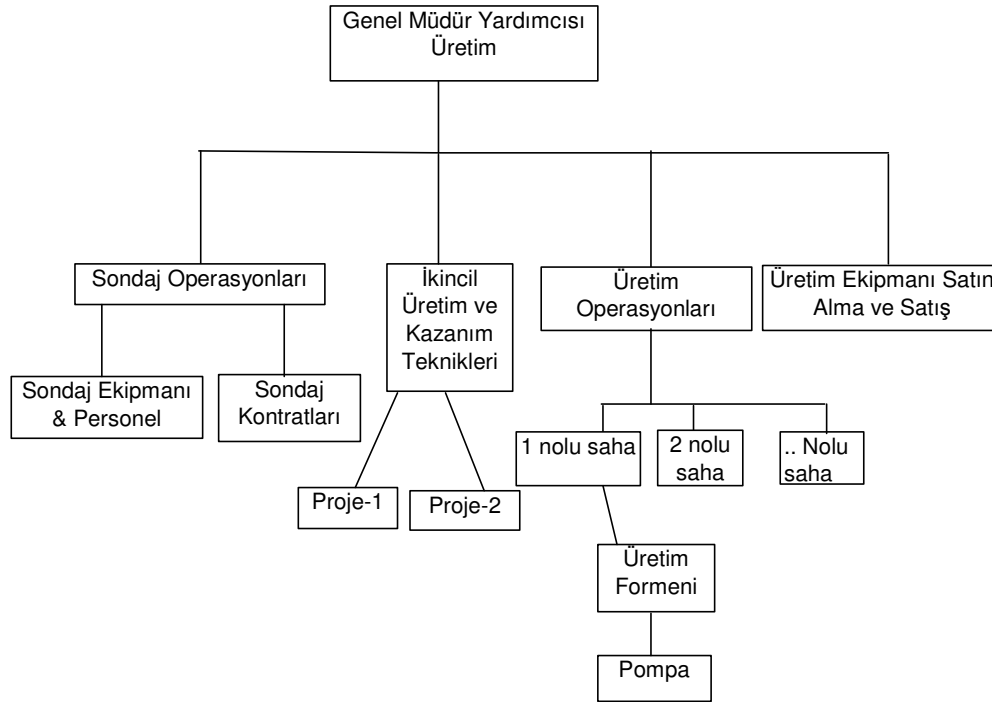
Ruhsat birimi ise temel olarak elde edilen ruhsat ve dataların kayıt ve takibini kontrol ile yükümlüdür.

#### **1.5.1.2 Üretim Departmanı ;**

Üretim biriminin tüm amacı, üretim değerini maksimize etmek amacıyla hükümetler tarafından konulmuş sınırlamalara uyarak şirketin kuyu ve üretim faaliyetlerini yürütmektir<sup>42</sup>. Bu amaca operasyon birimleri ile teknik ekiplerin optimum koordinasyonu ile ulaşmak mümkündür. Küçük ve orta ölçekli işletmelerde üretim departmanlarının yapılanması aşağıdaki gibidir;

---

<sup>42</sup> BROCK, Horace R., JENNINGS Dennis R, FEITEN Joseph B.,Petroleum Accounting, Principles, Procedures & Issues, 4th Eddition, PDI, Universty of North Texas 1996.



Yukarıda ki organizasyon şemasında sondaj birimi üretim departmanı içerisinde yer almasına rağmen bazı işletmelerde bu birim arama departmanı içerisinde yer almakta, bazı firmalar ise sondaj birimi oluşturmayıp bu servisi dışarıdan almaktadır. Arama sondajları ile ilgili sorumluluk arama biriminde, geliştirme sondajı ile ilgili sorumluluk ise genel olarak üretim biriminin sorumluluğunda yer almaktadır. Tüm bu açıklamalar ışığında sondaj kararlarında çoğunlukla her iki birimin birlikte çalışmaları gerekmektedir.

Petrol ve gaz sektöründe üretim operasyonlarının büyük çoğunluğu petrol mühendisleri tarafından gerçekleştirilmektedir. Petrol mühendisleri de, rezervuar mühendisliği, üretim mühendisliği, sondaj mühendisliği gibi alanlarda uzmanlaşmaktadırlar.

Arama mühendisliği ise, yüzey jeolojisi, rezervuardan karbondhidratların çıkarılması, sondaj ve geliştirme önerilerinin değerlendirilmesi işleri ile ilgilenmektedir.

Sondaj Operasyonları : Petrol arama ve üretim şirketlerinin büyük çoğunluğu kendi bünyelerinde sondaj departmanı ve ekipmanı bulundurmaktansa bu tür işleri dışarıdan hizmet kontratları ile temin etmeyi tercih etmektedirler.

Üretim operasyonları : Petrol üretimi yapan şirketlerde genel olarak bir üretim ustabaşısı ya da saha müdürü yer alır. Sahada ayrıca pompacılar, üretimi kontrol etmek ve ölçmek üzere ölçü memurları bulunmaktadır.

İkincil ve üçüncül üretim : Bazı sahalarda standart üretim teknikleri ile doğal olarak yapılan üretimler tamamlandıktan sonra veya bu üretimler devam ederken ikincil veya üçüncül üretim metodlarıyla mevcut üretimi artırmak mümkündür. Bu tür operasyonlar özel bir ihtisas ve ilgi gerektirmekte olup daha maliyetlidir. İkincil üretim metodu olarak; kuyulara su basılıp sahadaki petrol süpürülerek diğer kuyuların üretimi artırılmaya çalışılmaktadır. Üçüncül üretim tekniklerinde ise kuyulardan rezervuara buhar ve bazı özel kimyasallar basılarak üretim artırılmaktadır<sup>43</sup>.

Satın alma ve satış faaliyetleri : Üretim operasyonları için gerekli olan malzeme ve ekipmanların satın alınması, yine bu malzemelerin satışı için şirket bünyesinde genellikle bağımsız bir departman kurulmaktadır. Bazı şirketlerde bu tür faaliyetler üretim bölümüne bağlı birimlerce yürütülmektedir.

Diğer fonksiyonlar : Petrol sahalarında destek faaliyetleri koordinasyon içinde gerçekleştirilmelidir. Örneğin sahada ihtiyaç duyulan malzemelerin sahada depolanması, taşıma ve ulaşım işlerinin sağlıklı yürütülmesi, sahada ve saha ile merkez arasındaki yazışma ve kayıtların düzenli olması, ihtiyaç duyulan malzemelerin eksiksiz ve operasyonları aksatmayacak şekilde temini, sahada yapılması gereken ödemelerin düzenli bir şekilde yapılması.

---

<sup>43</sup> BROCK, Horace R., JENNINGS Dennis R, FEITEN Joseph B.,Petroleum Accounting, Principles, Procedures & Issues, 4th Eddition, PDI, Universty of North Texas 1996.

### 1.5.1.3 Pazarlama Departmanı :

Firmanın organizasyon yapısı ve büyüklüğüne göre petrol ve gaz satış faaliyetleri bir yada iki pazarlama departmanı aracılığıyla yapılabilir. Pazarlama birimi ile yönetim ve üretim bölümü arasında sıkı işbirliği yapılması gerekmektedir.

Pazarlama biriminin amacı en uygun zaman ve yerde ürünü en iyi fiyatla satmaktır. Petrol şirketleri ürünlerini rafinerilere satabilecekleri gibi petrol ticareti yapan “trader”lara da satabilmektedirler.

Petrol pazarındaki bellibaşlı faktörler aşağıdaki gibidir<sup>44</sup> ;

- Fiziki petrol kalitesi ; Petrolün fiziki kalitesi ağır ya da hafif olması ve ihtiva ettiği ve satmadan önce ayrıştırılması gereken sülfür ve merkaptan gibi kimyasal maddelere göre değişir. Petrolün kalitesi API gravity birimi ile gösterilir.
- Potansiyel müşteriler ; Büyük petrol şirketlerinin önemli çoğunluğunun aynı zamanda kendi rafinerileri de vardır ve petrollerini kendi rafinerilerinde işledikten sonra satmak daha ekonomik olmaktadır. Sektördeki firmaların çoğunluğu ürünlerini rafinerilerine satmakla birlikte bazıları ürünlerini direk petrol ticareti yapan tüccarlara satmaktadırlar.

Petrol satışları : Petrol satışları uzun yıllardır neredeyse standart sayılan prensiplerle yapılmaktadır. Petrol, genellikle kuyubaşı fiyatı ve 30 gün vade ile petrol alıcılarına satılmaktadır.

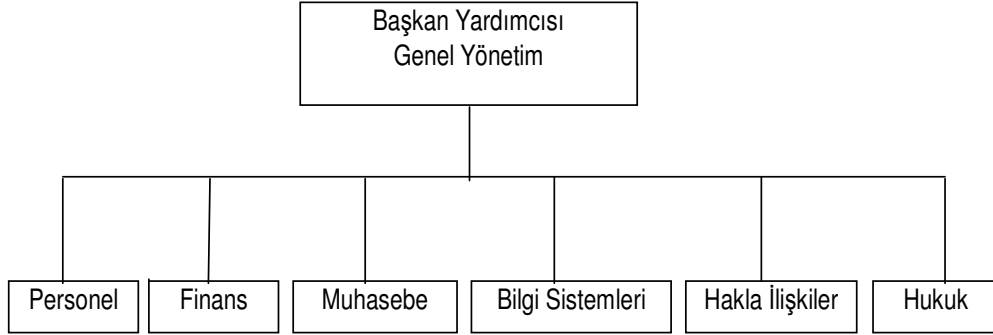
Doğalgaz satışları : Doğalgaz satış yöntemleri petrolün aksine yıllar boyunca değişiklikler göstermektedir. Doğalgazı, üreticiler önceleri kuyubaşında yada belirli noktalarda pazarlama şirketlerine devredip onlar pazarlarken şimdilerde üreticiler petrollerini kendileri pazarlamaya başlamışlardır.

---

<sup>44</sup> BROCK, Horace R., JENNINGS Dennis R, FEITEN Joseph B.,Petroleum Accounting, Principles, Procedures & Issues, 4th Eddition, PDI, Universty of North Texas 1996.

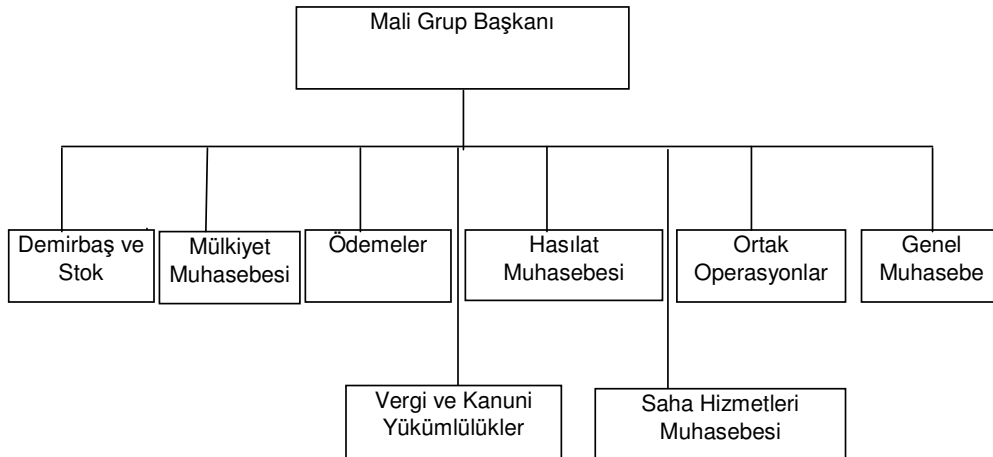
#### 1.5.1.4 Yönetim Departmanı :

Müstakil bir petrol şirketinde yönetim departmanı faaliyetlerin çeşitliliğine ve fonksiyonlarına göre çeşitli sayıda kısım, bölüm ve ofisi ihtiva eder. Genel olarak organizasyon şeması aşağıdaki gibidir ;



#### 1.5.1.5 Muhasebe Departmanı :

Yalnızca petrol arama ve üretim faaliyetinde bulunan bir petrol şirketinin muhasebe departmanı organizasyonu genellikle aşağıdaki gibidir ;



Organizasyon içersindeki birimlerin sorumlulukları da aşağıdaki gibidir ;

***Ekipman ve Malzeme Stokları ;***

1. Temin olunan ekipman ve malzemelerin kayıtlarını takip etmek,
2. Ambarlardan çekilen malzemelerin fiyat ve miktar olarak ilgili sahalara transferi,
3. Stokların fiziksel olarak kontrolünün sağlanması,
4. Kuyu raporlarının hazırlanması.

***Mülkiyet Muhasebesi ;***

1. Aşağıdaki yardımcı hesapların kayıtlarını tutar;
  - a. Alacak hesapları
  - b. İspat edilmiş duran varlıklar
  - c. İspat edilmemiş duran varlıklar
  - d. Devam etmekte olan yatırımlar
  - e. Ruhsat ve kuyu ekipmanları
  - f. Saha hizmetlerinin muhasebesi
2. Ruhsatlarla ilgili iptal işlemlerini yapar, muhasebe fişlerini kaydeder,
3. Finansal muhasebe amaçlı olarak amortisman ve tükenme paylarını hesaplar,
4. Harcama ve yetki limitlerinin kontrol eder ve mevcut bütçelere uygunluğu kontrol eder.

***Ödemeler Muhasebesi ;***

1. Borç tahakkuklarını ve ödemeleri uygun hesaplara kaydeder,
2. Ödeme evrak ve belgelerini hazırlar,
3. Ödeme hesaplarının muhasebe kayıtlarını tutar,

4. Royalty ödemelerini yapar,
5. Yapılan ödemelerin şirket tüzük ve yönetmeliklerine uygun olarak yetki limitleri içersinde yapılıp yapılmadığını kontrol eder.

***Hasılat Muhasebesi ;***

1. Elde edilen gelirlerde uygulanan fiyatları ve miktarları hesaplar veya kontrol eder,
2. Her varlık kalemi için ayrı ayrı petrol ve gaz gelirlerinin muhasebe kayıtlarını tutar,
3. Üretim vergileri ve kanuni yükümlülükleri takip etmek amacıyla muhasebe kayıtlarını yapar,
4. Üretim vergilerini hesaplar,
5. Ortak operasyonlarda tarafların royalty yükümlülüklerini hesaplamak ve taraflara raporlamak,
6. Petrol ve gaz satış faturalarının hazırlanması,
7. Gelir tahakkuklarının yapılması.

***Ortak Operasyonlar ;***

1. Ortak operasyonlarla ilgili tüm dosyaların takibi,
2. Ortaklara gönderilecek faturaların hazırlanması,
3. Ortaklardan gelen faturaların incelenmesi,
4. Ortak olarak yürütülen operasyonlar için durum raporlarının hazırlanması,
5. Hisse satışı ve hisse alımlarında ödeme veya tahsilat hesaplarının takibi,
6. Ortak operasyonlar ilgili faturaların ve gelir dağılımı hesaplarının denetimi,
7. Ortak operasyonları yürüten operator olarak diğer ortaklardan gelecek denetim taleplerini cevaplandırmak.

***Genel Muhasebe ;***

1. Defteri kebir kayıtlarını tutmak,
2. Muhasebe fişlerinin, nakit giriş ve çıkışlarının kayıtlarını tutmak,
3. Finansal raporları hazırlamak,
4. Hesap durumlarını ve raporları hazırlamak,
5. Bütçe ve bütçe raporlarını derlemek ve birarada raporlamak,

***Vergi ve Kanuni Yükümlülükler ;***

1. Vergi beyannamelerini, üretim vergisi beyannamesini, iş ve sosyal güvenlik ile ilgili beyannameleri hazırlayarak ilgili vergi otoritelerine sunmak,
2. Vergi mevzuatı ile ilgili raporların hazırlanması,

***Saha Hizmetleri Muhasebesi ;***

1. Saha hizmetleri için tahsis edilmiş idari personelin eğitimini ve oryantasyonunu yapar,
2. Saha muhasebesi için form, sistem ve prosedürler geliştirir.

## BÖLÜM 2

### 2. YATIRIM KRİTERLERİNİN FİNANSAL ANALİZİ

#### 2.1 Petrol Arama ve Üretim Anlaşma Yapıları

Petrol Arama ve üretim anlaşmaları temel olarak hükümet ile petrol arama ve üretim hakkı sahibi arasındaki paylaşımı tesis etmektedir. Hükümetlerin temel amacı kendi topraklarından üretilen doğal zenginliklerinden alacakları payı maksimize etmektir. Evsahibi ülkelerin petrolden alacağı paylar değişik anlaşmalarda farklı isimler altında tanımlanabilmektedir.

Bir petrol arama ve üretim anlaşmasında anahtar konuları aşağıdaki gibi sıralamak mümkündür:

- Anlaşma Türü;
- Bonuslar,
- Çalışma Programı,
- Devlet Payı,
- Geçerli Royalty Oranı,
- Hak ve Yükümlülükler,
- Teşvikler ve hakların korunması,
- Vergiler,
- Yatırımların kendi içinde gruplandırılması ve her bir ruhsat için yapılan yatırımların ancak o ruhsattan geri alınması,
- Terketme işlemleri
- Paylaşım.

Petrol yatırımlarının yapıldığı evsahibi ülkeler, anlaşmalarda ülke payını maksimize etmek ve garanti altına almak için gerekli düzenlemeleri yaparlar. Bu tür düzenlemeler değişen koşullara uyum sağlamak amacıyla dinamik bir yapı arz etmektedir.

Bu konuya iyi bir örnek teşkil eden İngiltere'nin tarihi süreç içinde petrol gelirleri üzerinden almış aldığı vergileri yıllar itibariyle aşağıdaki tabloda izlemek mümkündür<sup>45</sup>;

|      | Royalty | SPT | PRT | CIT | Eski Sahalardan Marjinal Pay | Yeni Sahalardan Marjinal Pay |
|------|---------|-----|-----|-----|------------------------------|------------------------------|
| 1974 | 12%     |     | 45% | 52% | 58%                          | 58%                          |
| 1975 | 12%     |     | 45% | 52% | 58%                          | 58%                          |
| 1976 | 12%     |     | 45% | 52% | 77%                          | 77%                          |
| 1977 | 12%     |     | 45% | 52% | 77%                          | 77%                          |
| 1978 | 12%     |     | 45% | 52% | 77%                          | 77%                          |
| 1979 | 12%     |     | 60% | 52% | 77%                          | 77%                          |
| 1980 | 12%     |     | 70% | 52% | 83%                          | 83%                          |
| 1981 | 12%     | 20% | 70% | 52% | 87%                          | 87%                          |
| 1982 | 12%     | 20% | 75% | 52% | 90%                          | 90%                          |
| 1983 |         |     | 75% | 50% | 92%                          | 92%                          |
| 1984 |         |     | 75% | 45% | 88%                          | 88%                          |
| 1985 |         |     | 75% | 40% | 86%                          | 86%                          |
| 1986 |         |     | 75% | 35% | 85%                          | 85%                          |
| 1987 |         |     | 75% | 35% | 84%                          | 84%                          |
| 1988 |         |     | 75% | 35% | 84%                          | 84%                          |
| 1989 |         |     | 75% | 35% | 84%                          | 84%                          |
| 1990 |         |     | 75% | 35% | 84%                          | 84%                          |
| 1991 |         |     | 75% | 34% | 84%                          | 84%                          |
| 1992 |         |     | 75% | 33% | 84%                          | 84%                          |
| 1993 |         |     | 50% | 33% | 84%                          | 84%                          |
| 1994 |         |     | 50% | 33% | 84%                          | 84%                          |
| 1995 |         |     | 50% | 33% | 67%                          | 33%                          |
| 1996 |         |     | 50% | 33% | 67%                          | 33%                          |
| 1997 |         |     | 50% | 33% | 67%                          | 33%                          |
| 1998 |         |     | 50% | 33% | 67%                          | 33%                          |
| 1999 |         |     | 50% | 31% | 67%                          | 33%                          |
| 2000 |         |     | 50% | 31% | 67%                          | 31%                          |
| 2001 |         |     | 50% | 30% | 67%                          | 30%                          |
| 2002 |         |     | 50% | 40% | 67%                          | 40%                          |

SPD: Ek Petrol Yükümlülüğü (Supplementary Petroleum Duty)

PRT: Petrol gelir Vergisi (Petroleum Revenue Tax)

CIT: Kurumlar Vergisi (Corporate Income Tax)

<sup>45</sup> Johnston, Daniel, Petroleum Tax Design, Washington, 2002

Tablodan görüleceği üzere İngiltere'nin petrol üzerinden aldığı vergiler, tarihi süreç içerisinde, 1974 – 2002 yılları arasında, %30 ile %92 arasında değişen oranlarda gerçekleşmiştir. Bu oran bazı körfez ülkelerinde, örneğin İran'da petrol fiyatlarına göre %92 - %97 aralığında gerçekleşmektedir. Ülkeler petrol üzerinden kendi aldıkları payı, projenin karlılığına (İVO), petrol fiyatlarındaki artışlara vs. endekslemektedirler.

Petrol kontratlarında net kar'ın paylaşımı kadar önemli olan başka konularda bulunmaktadır<sup>46</sup>;

- Eğer kar oluşmuşsa ne kadarını hükümet alacak?
- Petrol lisansları nasıl paylaşılacak?
- İmza ve üretim bonus tutarları ne olacak?
- Petrol fiyatı artışlarının ne kadarı hükümete gidecek?
- Toprak kirası ve ücretler ne olacak?
- Amortisman oranları ne olacak?
- Yönetim Kurulu nasıl oluşacak?
- Bloklar hangi büyüklükte olacak?
- Gizli vergiler olacak mı?
- Üretimin ne kadarı maliyetlerin karşılanması için kullanılabilir?
- Politik istikrar?
- Ekonomik ve hukuki istikrar?
- Anlaşmada yer alan hükümlerin değiştirilememesi ve hakların korunması,
- Hükümetin katılım koşulları ve katılım oranı?
- Geçmiş maliyetlerin nasıl geri alınacağı?
- Geçerli royalty oranının ne olacağı?
- Maliyetleri düşürmek için hükümet tarafından verilecek teşvikler,
- İşlemlere devam etmek için her aşamada hükümet onayı gerekecek mi?
- Anlaşmanın zamanlaması ve süresi?

---

<sup>46</sup> Johnston, Daniel, Petroleum Tax Design, Washington, 2002

- Terk işlemleri hangi koşullarda gerçekleşecek?
- Yükümlülükler için banka garantisi istenecek mi?
- İç piyasaya satış zorunluluğu olacak mı?
- Sorunların çözümü hangi hukuki prosedürlere uyularak gerçekleşecek?
- Ringfencing hangi koşullarda ve nasıl oluşacak?
- Örtülü sermaye aktarımı (transfer pricing) uygulamaları nasıl olacak?
- Hizmet ve mal satın alma uygulama ve kısıtları?

### **Anlaşma Türleri ;**

Petrol Endüstrisinde kullanılan anlaşma türlerini iki ana grup altında toplamak mümkündür;

1. Petrol Arama ve Üretim İmtiyaz Anlaşmaları ; Bu tür anlaşmalarda, ilgili ülke ile petrol şirketleri arasında yapılan kontrat doğrultusunda arama ve üretim yapma hakkı karşılığı üretimin belli bir oranı Devlet Hissesi Petrolü (Royalty) olarak devlete ödenmekte ve mevcut vergi kanunları doğrultusunda kar üzerinden vergi ödenmektedir.

Dünyanın pek çok yerinde bu tür anlaşmalarda devlet şirketleri anlaşmalara ortak olmakta, arama çalışmaları sırasında maliyetlere katılmayıp yalnızca geliştirme ve üretim masraflarına katılarak devletin petrolden aldığı payı artırmaktadırlar.

Tarihi sürece bakıldığında 1950'li yıllara kadar imtiyaz anlaşmalarında net kar ev sahibi ülke ile yatırımcı arasında yarı yarıya paylaşılırken bu dönemden itibaren İran yürütmüş olduğu çalışmalar sonucu ülkesindeki petrol paylaşımında kendi payını %75'e yükseltmiştir.

2. Üretim Paylaşım Anlaşmaları ; Üretim Paylaşım Anlaşmalarını İmtiyaz Anlaşmalarından ayıran en önemli husus petrol ve gaz sahalarının sahipliğinin ve kontrolünün ev sahibi ülkede kalmasıdır<sup>47</sup>. Bu Anlaşmalara

<sup>47</sup> D.Seba, Richard, International Petroleum Contracts and Negotiations, s.1-7, Tulsa, 2006.

göre yatırımcı şirketler yapmış oldukları yatırımlarını geri kazanım petrolünden alırlar ve üretimin kalanından vergilendirilebilir kazanç elde ederler.

Üretim Paylaşım Anlaşmalarının temelinde üretimin devlet ve firma tarafından paylaşımının nasıl yapılacağı yatmaktadır. Bu tür anlaşmaların temel özellikleri aşağıdaki gibidir <sup>48</sup>;

- Bu tür anlaşmalarda tüm petrol üretimi devlete aittir.
- Petrol şirketi petrol sahasının geliştirme ve üretim düzenini müteahhit firma gibi düzenlemekte ve idare etmektedir.
- Petrol şirketi arama ve geliştirme ve üretim harcamalarını petrolün paylaşımındaki kurallara bağlı olmak kaydı ile üretilen petrolün satışından geri almaktadır.
- Üretim paylaşımı anlaşmalarında üretilen petrol iki ana kategoride değerlendirilmektedir;
  - Maliyet Petrolü (Cost Oil) ; Belirlenmiş arama yatırımları, geliştirme yatırımları ve üretim giderlerinin kurtarımı için ayrılan petrole denir. Bu petrol miktarı bazı anlaşmalarda %30 olurken bazı anlaşmalarda %70 olabilmektedir. Bu tür harcamalar genellikle müteahhit tarafından yapılır. Bu harcamaların tamamı geri alınıncaya (amorti edilmeye) kadar petrolün anlaşma ile tesbit edilen oranı maliyet petrolü kadar ayrılıp, yatırımların amorti edilmesi tamamlandıktan sonra üretilen petrolün tamamı kar petrolü olarak hesaplanmaya başlar.
  - Kar Petrolü (Profit Oil) ; Anlaşma ile belirlenen maliyet petrolü ayrıldıktan sonra geriye kalan kısım kar petrolü olarak adlandırılmaktadır. Yatırımların tamamı amorti edildikten sonra, üretilen petrolün tamamı kar petrolü olarak değerlendirilmektedir.

---

<sup>48</sup> Ercan, Metin Kamil, Uluslararası Petrol Arama ve Üretim Yatırımlarının Yapısı ve Finansal Yönden İncelenmesi, Ankara, 1996.

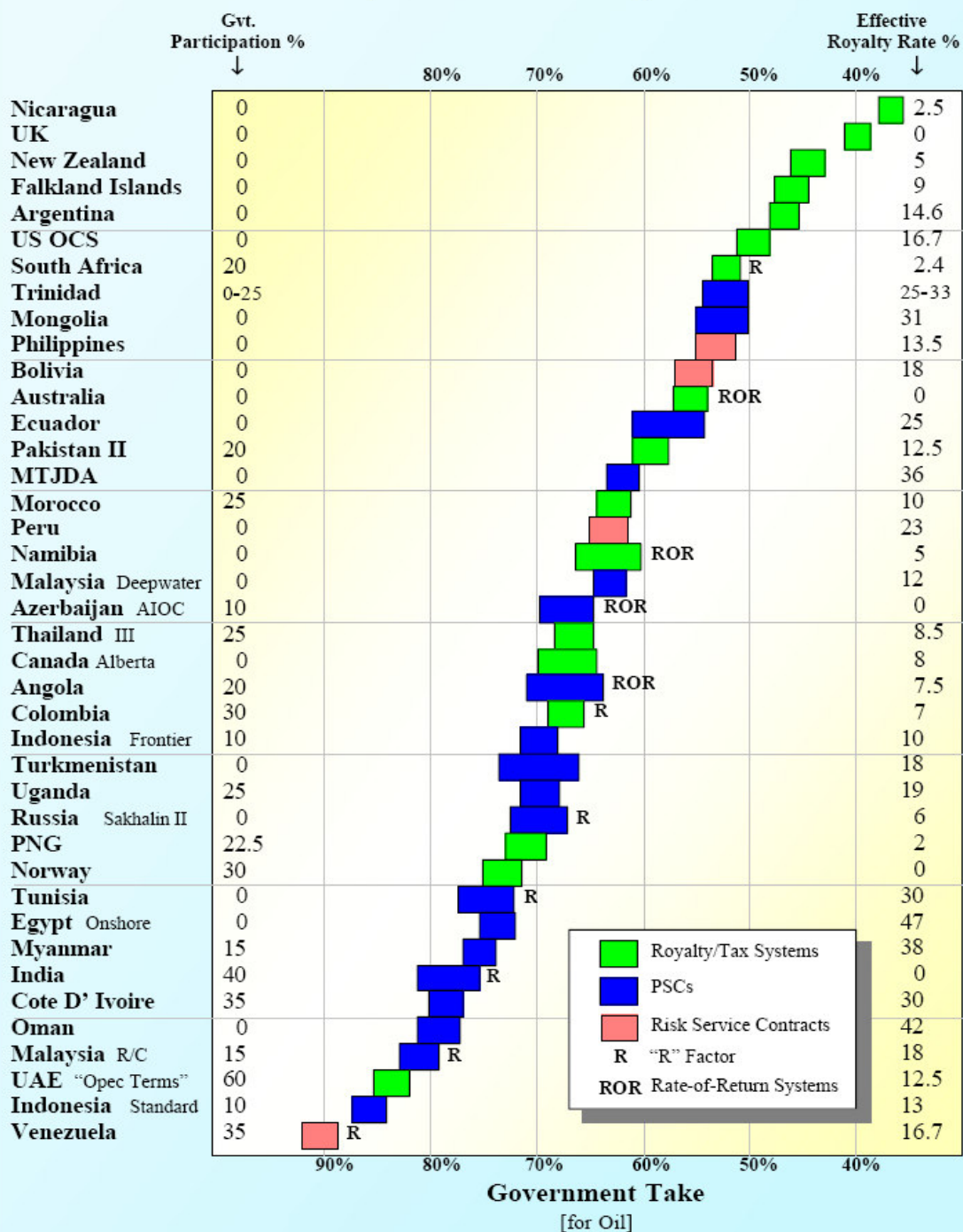
Üretim paylaşım anlaşmalarında petrolün paylaşımı konusunda çok sayıda alternatif oluşturmak mümkündür. Dünya genelinde anlaşma yapıları incelendiğinde üretilen petrolün paylaşımı konusunda detayları şekil-3 'de görüldüğü üzere çok farklı uygulamalar bulunmaktadır<sup>49</sup>. Norveç, BAE, Venezuela, Endonezya gibi petrol ülkeleri anlaşmalara katılımcı olarak pay sahibi olarak iştirak etmekte olup bazı ülkelerde katılım payı %60'ları bulmaktadır. Devletlerin anlaşmalardan aldıkları toplam paylarda (vergi + hisse) yine ülke uygulamalarına göre farklılıklar arz etmektedir. Venezuela'da devletin aldığı toplam pay %90'ların üzerine çıkmaktadır. Buna karşılık İngiltere, Nikaragua gibi ülkelerde devletin toplam payı %40'lar civarındadır. Petrol arama ve üretimi yapılan ülkelerde her ülkenin kendine has oluşturmuş olduğu bir royalty oranı mevcuttur. Royalty'den başka diğer vergilerle birlikte toplam devlet payı ortaya çıkmaktadır. Vergiler değişik isim ve uygulamalar altında alınmaktadır; bazen petrol fiyatlarındaki artışlar üzerinden artışın belli bir yüzdesi olarak, bazen iç verimlilik oranının anlaşma ya da kanunlarla belirlenmiş oranların üzerine çıkması durumunda aşırı kar vergisi olarak net kar'dan alınmaktadır.

3. Hizmet Anlaşmaları ; Petrol şirketleri 1960'ların ortalarından itibaren 1980'li yıllara kadar agresif bir şekilde OPEC ülkeleri dışındaki basenlerde petrol aramaya başladılar. Bu durum ev sahibi ülkelerde risk hizmet anlaşmalarının popüler olmasına yol açmıştır. Bu anlaşmalara göre yabancı müteahhit her türlü arama - üretim risk ve masrafını üzerine alarak bir ruhsat alanında çalışmaktadır. Daha sonra yabancı müteahhide ulusal petrol şirketi adına üretmiş olduğu varil başına daha önceden belirlenmiş bir fiyat üzerinden ödeme yapılmaktadır.

---

<sup>49</sup> Johnston, Daniel, Petroleum Tax Design, Washington, 2002

## International Petroleum Exploration and Development Contracts



4. Buy-Back Servis Anlaşmaları ; Bu anlaşma türü Servis Anlaşmalarından çok az farklılık göstermektedir. Buy-Back Servis Anlaşmalarında yabancı müteahhit arama, geliştirme ve üretime başlangıç için yapılması gereken işlerden sorumlu olup tüm bu çalışmaların finansmanını sağlar. Yabancı müteahhit üretime başladıktan sonra elde edilen gelirin bir bölümünden yapmış olduğu yatırımları finansman giderleriyle ve belli bir hakedişle birlikte geri alır. Bu Anlaşma türüne örnek olarak Sirri Offshore'unda İran'ın yaptığı uygulama gösterilebilir. Anlaşma 5-7 yıl arasında %15-17 iç verimlilik oranını garanti eden arama ve üretim faaliyetlerini kapsamaktadır.

5. Teknik Servis Anlaşmaları ; Ulusal petrol şirketleri belirli coğrafi alanlarda yabancı şirketlerle teknik destek veya danışmanlık anlaşmaları imzalamaktadırlar. Bu anlaşmalar belirli bir sahanın yalnızca teknik ve idari olarak optimize edilmesi üzerine de olabilir. Bu anlaşmalar karşılığında müteahhide yapılacak işe göre aylık ya da yıllık olarak belirlenmiş miktarlar üzerinden petrol veya para olarak ödeme yapılır.

6. Arama Anlaşmaları ; Daha çok 1950'li yıllardaki petrol aramacılığı furyasında kullanılan anlaşma türlerinden olup günümüzde pek kullanılmamaktadır. Bu Anlaşma türünde ev sahibi ülke arama izni vermekte ve çalışmaların başarılı olmaması durumunda hiçbir yükümlülük üstlenmemektedir.<sup>50</sup>

7. Joint Venture Anlaşmaları ; Joint Venture Anlaşmaları 1950'li yılların sonlarına doğru Ortadoğu'daki petrol ülkelerinde görülmeye başlanmıştır. Bu anlaşmalara göre arama aşamasındaki evsahibi ülke masraf hissesi yabancı petrol şirketi tarafından karşılanmaktadır. Bazı durumlarda geliştirme dönemindeki evsahibi ülke paylarının da yabancı şirketler tarafından karşılandığı görülmektedir. Yapılan yatırımlar üretim aşamasında ev sahibi ülke payına düşen petrolün bir kısmından itfa edilmektedir.<sup>51</sup>

---

<sup>50</sup> D.Sebe, Richard, International Petroleum Contracts and Negotiations, s.1-9, Tulsa, 2006.

<sup>51</sup> D.Sebe, Richard, International Petroleum Contracts and Negotiations, s.1-7, Tulsa, 2006.

## 2.2 Yatırımcıların Riskleri

Petrol aramacılığında en önemli risk, kuyuların boş çıkması ya da bulunan rezervin istenilen miktar ve kalitede olmamasıdır. Jeolojik ve jeofizik etütlerden sonra yapılacak olan sondajlarda kuyuların boş çıkması halinde proje sona erecek ve yapılan harcamaların tamamı zarar kaydedilecektir.

Burada kuyuların petrollü ya da kuru çıkmasının teknik bir konu olduğunu kabul ederek, yatırımcıların petrol bulunduğu andan itibaren karşılaşılabilecekleri riskleri ve korunma yöntemlerini anlatmaya çalışacağız. Bu riskleri iki ana kategoride incelemek mümkündür; Petrol piyasası ile ilgili genel riskler ve operasyonel riskler.

### 2.2.1 Petrol Piyasası ile İlgili Riskler

#### 2.2.1.1 *Petrol Fiyatları*

Petrol fiyatları, Dünya petrol arz ve talebine göre belirlenmektedir. Petrole olan talep ve petrol üretimi düzenli olarak artmaktadır. Buna karşın arzın talebi karşılamasında hissedilen en küçük problem fiyatlara olumsuz yansımaktadır. Arz-talep dengesinin neredeyse 'bıçak sırtında' olduğu petrol dünyasında günlük fiyatlar iki ayrı piyasada oluşmaktadır. Bunlardan ilki petrolün fiziksel olarak el değiştirdiği fiziksel piyasalar, diğeri ise petrol üzerine yazılmış kontratların işlem gördüğü borsalardır.

Fiziksel Piyasalar : bu piyasalarda gerçekleştirilen işlemler Platts adlı kurum tarafından raporlanmaktadır. Her günün sonunda hem bölgesel, hem de ham petrol ve ürün bazında bir "uzlaşma" fiyatı açıklanmaktadır. Bu fiyat, petrol endüstrisinde fiziksel alımlarda "endeks" fiyatını oluşturmaktadır. Ülkeler ya da kurumlar arasındaki alışverişlerde de fiyatlama "Platts artı veya eksi" olarak belirlenmektedir. Platts; başta Kuzey Batı Avrupa, Akdeniz, Kuzey Amerika, Dubai ve Singapur olmak üzere tüm önemli petrol

---

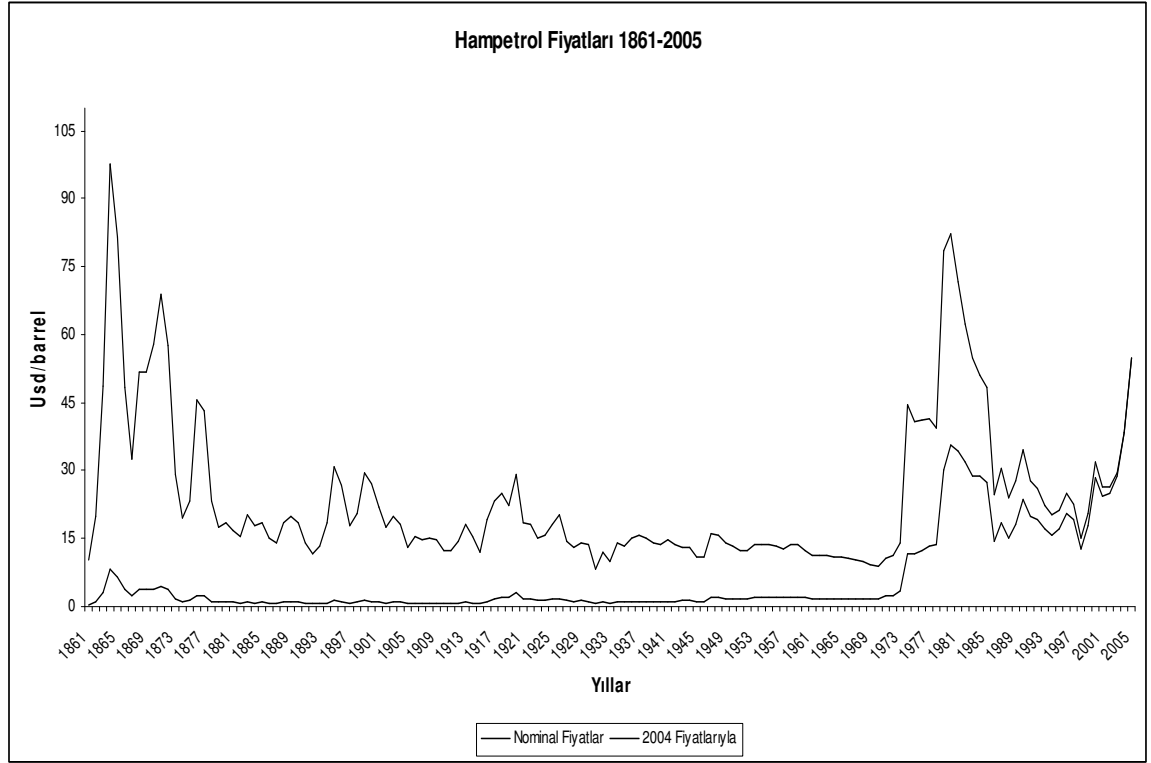
bölgelerindeki hemen tüm ham petrol ve petrol ürünleri için ayrı ayrı fiyatları gün sonunda açıklamaktadır.

Kontrat piyasaları; Londra'daki eski adı International Petroleum Exchange (IPE) yeni adı Intercontinental Btchange (ICE) ile ABD'deki NY Merchantile Exchange (NYMEX) en önde gelen iki piyasadır. Petrol kontratları Dubai,Tokyo ve Singapur'da da işlem görmesine karşın, ilk iki piyasa kadar belirleyici ve yüksek işlem hacimlerine sahip değildirler. Kontrat piyasaları, günümüzde fiziksel piyasalara göre daha dinamik ve hareketli piyasalardır. Zira asıl işi petrol olmayan yatırımcılar ve özellikle hedge fonlar da bu piyasalarda işlem yapabilmektedirler. Hatta asıl işi petrolden çok yatırım' olan hedge fonların yapmış olduğu işlemler, fiziksel alım satımların dahi yönünü belirleyebilecek seviyelere gelmiş durumdadır.

Petrol arama ve üretim projelerinde yer alan değişkenler içinde, şüphesiz en önemli olanı fiyatlardır. Bu nedenle dünyada petrol fiyatlarının oluşumu, tarihi seyri ve fiyatlar üzerinde etkili olan nedenleri biraz daha detaylı incelemek gerekmektedir.

Petrol fiyatlarının tarihi seyri incelendiğinde, yatırım kararları üzerinde neden çok önemli bir etkisinin olduğu daha net olarak anlaşılacaktır. Ek-1'de, 1861 yılından günümüze kadar petrol fiyatlarının nominal ve 2004 fiyatlarına endekslenmiş haliyle değişimini vermektedir. Nominal fiyatlar varil başına 0.49 usd ile 60 usd arasında değişiklik göstermektedir. Fiyatlardaki değişim doğrusal bir trend takip etmemektedir. 1861-1973 yılları arasında çok önemli sapmalar olmayan petrol fiyatları, bu tarihten itibaren ciddi oynaklıklar göstermeye başlamıştır. Fiyatlardaki olağanüstü oynaklıkların herbirinin makul açıklamaları olmakla birlikte önceden tahmin edilebilir olmaktan uzaktırlar.

Şekil-4 : 1861-2005 arası hampetrol fiyatları<sup>52</sup>



Petrol fiyatlarının tahmin edilebilir olmasının zorluğu ve yatırım kararlarındaki en önemli değişkenin fiyat olduğu gözönünde bulundurulduğunda, petrol sektöründe çalışan finansman yöneticilerinin global piyasaları, siyasi ve politik gelişmeleri iyi takip eden profesyoneller olmalarının şirketler için ne kadar önemli olduğu daha iyi anlaşılacaktır. Çünkü, Burada petrol fiyatlarının gelecekte nasıl bir seyir izleyeceğinin öngörülmesi büyük önem arz etmektedir.

Petrol fiyatlarının gelecekte üç eğilimle gerçekleşmesi olasıdır. Fiyatlar mevcut eğilimini devam ettirip yükselebilir, düşme eğilimine girebilir ya da mevcut seviyede istikrar kazanabilir. Bu konuda petrolcüler tarafından

<sup>52</sup> BP Statistical Review of the World Energy - October 2005, British Petroleum Company p.l.c., published by Employee Communications & Services, London 2005.

yapılan tahminlerin çok fazla tutarlı olduğu gözlenmemektedir. Nitekim petrol ihraç eden ülkeler örgütü (OPEC)'te petrol fiyatları için uzun dönemli fiyatlarının 22 – 28 \$/varil arasında dalgalanması gerektiğini düşündüğü için bu fiyatların altına düştüğünde üretim kısarak, üstüne çıktığında da üretimi artırarak piyasaya müdahale edeceklerini bildiren bir deklarasyon yayınlamıştır. Bu deklarasyonla fiyat öngörülerini açıklamış olmakla birlikte petrol fiyatlarının üstüste 18 aydan uzun bir süre 28 \$/varil'in üzerinde seyretmesi üzerine başka bir deklarasyonla fiyat bandı uygulamasını geçici olarak yürürlükten kaldırdıklarını ilan etmişlerdir.

Petrol fiyatları konusunda 1980-2000 yılları arasında yapılan projeksiyonlar incelendiğinde (Ek-3) gerçekleştirmelerin beklentilerin hep çok altında kaldığı, tahminlerin çok iyimser yapıldığı görülmektedir.

Petrol sektöründe yapılan fiyat projeksiyonları genellikle aşırı iyimser olmaktadır. Bu konuda sektör uzmanlarının son yirmi yılda yapılan projeksiyonları Ek-3'te gösterilmekte olup, projeksiyonlara göre fiyatların ortalama %65 artması beklenmekteydi. Fakat 1980'lerden 2000 yılına kadar fiyatlarda %65 artış olmadığı gibi %3 azalmıştır<sup>53</sup>. Konu üzerinde değerlendirme yapanlar, fiyatların yükselmesini beklerken düşmesi olasılığını gözönünde bulundurmak durumunda oldukları gibi, fiyatların düşeceği beklenirken artabileceği olasılığını da değerlendireceklerdir.

### **2.2.1.2 Likidite ya da Fiyatlarda Aşırı Değişim Riski**

Henüz geliştirme döneminin başlangıcında olan petrol şirketlerinin ya da projelerinin piyasa fiyatlarında yüksek marjlı fiyat değişimleri yaşanabilmektedir. Özellikle küçük petrol şirketleri hakkında sağlıklı ve doğru bir bilgi akışının olması çoğu koşulda mümkün olmamakta ve fiyatlanan beklentilerle ilgili riskler artmaktadır. Fiyatlardaki değişimin yanında ellerinde bu tür hisselerle sahip olan yatırımcılar istedikleri zaman bu hisseleri paraya çevirme sıkıntısı da yaşayabilmektedirler.

<sup>53</sup> Johnston, Daniel, Petroleum Tax Design, Washington, 2002

### **2.2.1.3 Projeden Sağlanan Naktin Yeniden Yatırıma Dönüştürülmesi Riski**

Geliştirme aşamasında petrol şirketlerinin genellikle büyük miktarlarda yatırım yapması gerekmektedir. Şirket ya da proje yönetimleri faaliyetlerden elde edilen nakti bu tür yatırımların finansmanı için kullanma eğiliminde olacaktırlar. Bu tür uygulamalar projelerden elde edilen net kar'ın ortaklara dağıtılmasını bekleyen yatırımcılar açısından sorun teşkil edebilir.

### **2.2.2 Operasyonel Riskler**

Petrol şirketleri ya da projeleri konusunda gerek proje yönetiminin gerekse projeye yatırım yapmayı düşünenlerin karşı karşıya olacağı operasyonlar ile ilgili bir takım riskler vardır. Bunlar aşağıda açıklanmaktadır.

#### **2.2.2.1 Jeolojik Riskler**

Arama faaliyetleri sonucu, petrol rezervinin tesbit edilmiş olması, tüm riskleri ortadan kaldırmamaktadır. Tesbit edilen petrolün kimyasal yapısı ve kalitesi, üretilecek petrolün miktarı ve maliyeti üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. Petrol rezervlerinin yüzeye yakınlığı, ya da derinliği, gerek sondaj maliyetlerini gerekse üretim maliyetlerini artırmaktadır. Ayrıca rezerv alanlarının karada ya da denizde olması projenin fizibilitesi üzerinde etkili olmaktadır. Dolayısıyla sadece petrole ulaşılması kar edileceği anlamına gelmemektedir. Gözönünde bulundurulması gereken önemli hususlar bulunmaktadır.

#### **2.2.2.2 Taşıma Riski**

Üretilen petrolün uluslararası pazarlara ulaştırılması en önemli konulardan bir tanesidir. Çünkü iç piyasada hem arzın tamamını karşılayacak talep olmayabilir, hem de fiyatlar dünya piyasalarından daha düşük olabilir. Yani, sınıflandırılacak olursa taşıma ile ilgili iki temel risk bulunmaktadır. Bunlardan birincisi yatırım yapacak bir petrol şirketi, üreteceği petrolü hangi kanallarla satacağını planlamış olmalıdır. Bölgedeki mevcut ve yapılması

planlanan petrol ve doğalgaz boru hatlarının kendi üretimlerini uluslararası pazarlara çıkarmak için yeterli olduğu ilgili şirketlerce teyit edilmelidir. Örneğin Kazakistan çok büyük topraklara sahip (şekil-5) bir petrol ülkesidir. Burada yatırım yapacak olan bir şirket petrol bulduğu takdirde bu petrolü nasıl pazarlayacağını planlamasını yapmış olmalıdır.<sup>54</sup>

Şekil-5 Hazar bölgesi mevcut ve yapılması planlanan petrol ve doğalgaz boru hatları



### 2.2.2.3 Politik (Ülke) Risk

Petrol şirketleri projelerin ekonomik teknik ve hukuki koşullarını Anlaşma ile sabitleyerek, anlaşmanın imzalanmasından sonra kanun ve yönetmeliklerde,

<sup>54</sup> Aton Capital, Caspian Oil, May 21, 2004.

başlangıç fizibilitelerini olumsuz yönde etkileyecek değişikliklere karşı kendilerini koruma altına alırlar. Fakat buna rağmen, zaman zaman hükümet ya da çeşitli resmi kuruluşlarla, anlaşma hükümleri konusunda farklı yorumlar nedeniyle, mahkeme konusu davalar ortaya çıkabilmektedir. Ülkede kanunlar, gelişmeler doğrultusunda sık sık değişmekte ve bu doğrultuda petrol şirketlerine de çeşitli baskılar uygulanmaktadır.

### **2.2.3 Firma İle İlgili Riskler**

#### **2.2.3.1 Yönetim Riski ;**

Petrol şirketlerinin yöneticileri genellikle sektörde önemli deneyime sahip tecrübeli çalışanlardan oluşmaktadır. Bununla birlikte yöneticilerin faaliyette bulunulan ülkedeki anlayış ve yönetim felsefesini bilmesi faaliyetlerin verimli şekilde yürütülebilmesi için önemlidir.

Yine projeye katılan ya da şirketin hissesini satın alan küçük yatırımcılar için;

- Yönetimin, global sermaye piyasalarını iyi bilen profesyonellerden oluşmaması,
- Yönetim felsefesinin ve uygulamaların açık ve şeffaf olmaması, önemli risk unsurlarıdır.

### **2.3 İskonto Edilmiş Nakit Esasına Göre Projenin Değerlendirilmesi**

Şirketler firmanın değerine net bir katkı yapacak projelere yatırım yapmak isterler. Bu nedenle finansal yöneticiler bir sermaye yatırımı kararını verirken hassas değerlemelere ihtiyaç duyarlar. Net Bugünkü Değer her projenin firmaya katkısını belirler.

Projelerin analizi sırasında iki temel konu incelenmektedir. Bu konular, proje hazırlama aşamasında minimize edilmeye çalışılan maliyetler ile maksimize edilmeye çalışılan faydalardır. Proje analizi, “bir yatırımın yaratacağı faydaları ve yol açacağı maliyetleri karşılaştırarak yatırım teklifinin

çekici, yani yapılabilir olup olmadığının ortaya çıkarılması ve çeşitli yatırım tekliflerinin fayda ve maliyetlerini karşılaştırarak bunlar arasında öncelik sıralamasının belirlenmesidir” biçiminde tanımlanabilir.

Projenin yatırım dönemi ve ekonomik ömrü süresince ortaya çıkan fayda ve maliyetlerin bir referans yılına, genellikle yatırımın başlangıç yılı, indirgenerek karşılaştırılması esasına dayanan bu yönetime genel olarak "fayda-maliyet analizi" denilmektedir.<sup>55</sup>

### **2.3.1 Net Bugünkü Değer Yöntemine Göre Projenin Değerlendirilmesi**

Paranın zaman değerini dikkate alarak yatırımdan elde edilen net nakit akışlarının değerlemenin yapıldığı tarihteki değerini bulan bu yöntemle projenin yıllar itibarıyla performansını izlemekte mümkündür<sup>56</sup>. Net Bugünkü Değer yöntemi, yöneticilerin, değeri maliyetinden büyük bütün projeleri kabul ederek şirketin değerini artıracabileceklerini gösterir.

Net Bugünkü Değer hesaplaması dört aşamada değerlendirilir;

#### **2.3.1.1 Beklenen Nakit Akışlarının Tanımlanması;**

Projenin neden olacağı nakit girişlerinin ve nakit çıkışlarının tesbit edilmesi gerekmektedir. Petrol şirketlerinde yapılacak yatırımların teknik birimler tarafından bütçelenmesi gerekmektedir. Bu aşamada,

- Jeoloji ve Jeofizik yatırımları,
- Sondaj yatırımları,
- Kuyu tamamlama harcamaları,
- Yüzey tesis yatırımları ve,
- Üretim harcamalarının bütçelenmesi gerekmektedir.

Proje'den sağlanacak nakit girişlerini tesbit etmek için ise iki temel değişkeni belirlemek gerekmektedir,

- Rezerv miktarı ve buna bağlı aylık üretim miktarı,

<sup>55</sup> [www.dpt.gov.tr/dptweb/ekutup96/prjplan/prj1.html](http://www.dpt.gov.tr/dptweb/ekutup96/prjplan/prj1.html)

<sup>56</sup> ERCAN, Metin Kamil: "Uluslararası Petrol Arama ve Üretim Yatırımlarının Yapısı ve Finansal Yönden İncelenmesi", Ankara, 1996.

- Petrol satış fiyatı.

Gelecekte beklenen nakit akışları Finansal Muhasebe Standartları (FAS) 121-6 nolu maddede ; “faaliyetlerden gelecekte elde edileceği beklenen nakit girişlerinden bu faaliyetler nedeniyle oluşacak nakit çıkışlarının düşülmesi” olarak tanımlanmaktadır.<sup>57</sup>

Gelecekteki nakit akışlarının tahmini, izah edilebilir ve desteklenebilir veri, bilgi, varsayım ve çıkarımlara dayanan en iyi tahmin olacaktır. Elde bulunan tüm veriler daha hassas bir projeksiyon yapmak adına kullanılacaktır. Kullanılan varsayımların tarafsız olması gerekmektedir.

Beklenen nakit akışları projeksiyonu aşağıdaki hususları gözönünde bulundurmalıdır ;

#### **2.3.1.1.1 Rezervler ;**

Petrol arama ve üretim projelerinin fizibilite çalışmalarını yaparken, ilk olarak gelir projeksiyonlarının yapılması gerekmektedir. Geleceğe ilişkin nakit girişlerini hesaplamak için ihtiyaç duyulan ilk veri sahip olunan rezervin miktarıdır. Amerika Birleşik Devletleri Petrol mühendisleri Derneği (SPE) ve Petrol Projeleri Değerlendirme Mühendisleri Derneği (SPEE) tarafından rezerv ; “Tesis edilmiş uygulamalar, mevcut ekonomik koşullar ve hukuki düzenlemeler doğrultusunda, belirlenmiş yapılarda birikmiş olan kaynaklardan ekonomik olarak üretilmesi beklenen petrol, gaz ve petrol türevleri” olarak tanımlanmaktadır. Rezervler tanımlanırken ölçü birimi olarak petrol için genellikle varil ve ton, gaz için ise cubicfeet ve metreküp birimi kullanılır. Rezervler genel olarak aşağıdaki şekilde sınıflandırılmaktadır ;

---

<sup>57</sup> BROCK, Horace R., JENNINGS Dennis R, FEITEN Joseph B., Petroleum Accounting, Principles, Procedures & Issues, 4th Eddition, PDI, University of North Texas 1996.

Toplam Petrol ve Doğalgaz Rezervi<sup>58</sup> ;

1. Keşfedilmemiş
2. Keşfedilmiş
  - 2.1. Üretilemez Rezervler
  - 2.2. Üretilabilir Rezervler
    - a. Kümülatif Geçmiş Üretim
    - b. Rezervler
      - i. Kanıtlanmış rezervler
      - ii. Kanıtlanmamış rezervler
        - Beklenen rezervler
        - Olası rezervler

**Keşfedilmiş rezervler ;** Bilinen petrol rezervuarlarında bulunduğu tahmin edilen petrol miktarını ifade eder. Keşfedilmiş petrol yataklarının büyük çoğunluğu mevcut ekonomik ve teknolojik koşullar altında üretilmemektedir. Buna karşılık gaz yataklarında bu oran %70'leri aşmaktadır.

**Keşfedilmiş üretilabilir rezerv ;** Keşfedilmiş ve üretime devam edilmekte olan rezervlerden yapılması beklenen üretimleri ifade etmektedir. Dünya da bu tür rezerv miktarının 730 milyar varil civarında olduğu tahmin edilmektedir.

**Kanıtlanmış Rezerv;** Yapılan sondajlardan elde edilen sonuçlar ya da jeolojik veriler ve mühendislik bilgileri ile kabul edilebilir eşleştirilebilir yataklarda bulunan rezervler ispatlanmış rezerv olarak tanımlanır. İspatlanmış rezerv rakamlarında gerçekleşme beklentisi %70 - %95 arasındadır. Nakit akışları hesaplanırken bu rezerv varsayımı hesaplamalara dahil edilecektir.

---

<sup>58</sup> BROCK, Horace R., JENNINGS Dennis R, FEITEN Joseph B., *Petroleum Accounting*, Principles, Procedures & Issues, 4th Eddition, PDI, Universty of North Texas 1996.

**Kanıtlanmamış Rezerv;** Kabul edilebilir ölçülerde kesinlik ifade etmeyen rezervleri ifade eder. Bu rezervlerde olası ve mümkün rezervler olarak iki kısma ayrılır. Kanıtlanmamış rezervler finansal muhasebe amaçlı kayıtlarda kullanılmazlar. Bununla birlikte bu tür rezerv rakamları FAS-121'e göre beklenen nakit akışları'nı hesaplarken kullanılabilir.

#### **2.3.1.1.2 Fiyatlar ;**

Fiyatlar Amerikan Doları biriminde, beklenen enflasyon oranı ile indirgenmiş ve yönetimin objektif beklentileri en iyi yansıtan tahmini olmalıdır. Bu fiyatlar ile yönetimin uzun vadeli bütçe programları, mülkiyet edinimleri ile ilgili uygulamaları arasında yüksek korelasyon mevcut olması gerekmektedir. Ayrıca yönetimin kullanmış olduğu fiyat varsayımları, mevcut satış anlaşmaları ve bağımsız sektör kuruluşlarının, örneğin Oil & Gas Journal, yayınlamış olduğu fiyat verileriyle, araştırmalarıyla ve tahminleriyle de uyumlu olmalıdır.

#### **2.3.1.1.3 Maliyetler ;**

Yönetim, varlık grubu ile ilgili, gelecekte oluşması beklenen yatırım maliyeti, sermaye maliyeti, üretim maliyeti ve operasyon maliyeti konusunda sağlıklı bir değerlendirme yapmak durumundadır. Yapılan bu değerlendirmeler ile yönetimin uzun vadeli sermaye bütçeleme uygulamaları arasında yüksek bir korelasyon bulunmalıdır. Uygulamada genellikle geleceğe yönelik fiyat ve maliyet tahminleri yapılırken mevcut maliyet ve fiyatlar, enflasyon oranı uygulanmak suretiyle geleceğe taşınmaktadır. Bir petrol arama ve geliştirme projesinde bütçelenmesi gereken ana maliyet kalemleri aşağıdaki gibidir;

##### **Yatırım Maliyeti**

- Jeolojik Etüdler
- 2-D ve 3-D sismic veri toplama ve analiz maliyeti
- Sondaj Maliyeti (kuyu sayısı kadar)

- Log ve Perfore Maliyeti
- Kuyu Tamamlama Maliyeti
- Yüzey Tesisleri
- Toplama Boru Hatları Maliyeti
- Tank ve Depolama Tesisleri

#### İşletme Maliyeti

- Üretim Maliyeti
- Taşıma ve Pazarlama Maliyeti
- Genel Yönetim Giderleri

#### **2.3.1.1.4 Genel Giderler ;**

Operasyonlarla ilgili maliyetleri tesbit etmek bazen çok kolay olmamaktadır. İlgili proje adına direkt yapılan harcamalar, proje için sahada çalışan personel, bölge ofisi harcamaları gibi direkt olarak belli bir projeye yönelik harcamalar yanında, birde merkez ofiste yapılan, tüm projeleri ilgilendiren genel yönetim giderleri gibi endirekt harcamalar bulunmaktadır. Bu tür harcamalar genellikle anlaşmalarda tanımlanmış metodlarla ilgili projelere dağıtılır.

#### **2.3.1.1.5 Vergiler ;**

Geleceğe yönelik nakit akışları planlanırken gelir ve gider kalemleri yanında ödenecek vergilerinde hesaplanması ve nakit çıkışları arasında gösterilmesi gerekmektedir. Bu amaçla, ödenecek olan vergiler titizlikle sınıflandırılmalı ve hesaplamalar içinde yer almalıdır. Bu bağlamda olası vergiler aşağıdaki gibidir;

**2.3.1.1.5.1 - Royalty (Devlet Hakkı) ;** Genellikle üretim miktarına göre değişmektedir. Örneğin Kazakistan'da<sup>59</sup> üretim üzerinden alınan royalty miktarları aşağıdaki gibidir ;

---

<sup>59</sup> ERNST & YOUNG, Kazakhstan Oil and Tax Guide,Almaty, 2004.

| Herbir Takvim Yılı İçin Kümülatif Üretim<br>(Bin Ton) | Royalty Oranı<br>(Net Üretim Üzerinden) |
|-------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| 2000 tona kadar                                       | 2%                                      |
| 2000 - 3000 ton                                       | 3%                                      |
| 3000 - 4000 ton                                       | 4%                                      |
| 4000 - 5000 ton                                       | 5%                                      |
| 5000 ton'dan fazla                                    | 6%                                      |

**2.3.1.1.5.2- Bonus Ödemeleri** ; Petrol anlaşmalarında genellikle iki tür bonus kavramıyla karşılaşılmaktadır.

a- İmza Bonusu ; Petrol ruhsatlarının devredildiği anlaşmaların imzalanması ile yalnızca bir defaya mahsus ödenen bonuslardır. Bonusun tutarı ilgili ruhsatın bulunduğu ülkelerdeki uygulamalara ve ruhsatın çeşidine (arama-üretim) göre değişmektedir.

b- Ticari Keşif Bonusu ; Petrol arama ruhsatı sahibinin ilgili ruhsatlarda ticari miktarda petrol keşfi yapması durumunda yapılması gereken ödemedir. Bu tutarın tesbiti ile ilgili uygulamalar farklılıklar gösterebilmektedir. Kazakistan'da uygulanan vergi rejimine göre ticari keşif bonusu, kanıtlanmış üretilebilir rezervin %0.1 olarak belirlenmiştir. Üretilebilir rezervin %0.1'i ticari keşif bonusu olarak devlete ödenir. Keşfin ilan edildiği tarihteki Uluslararası piyasalarda (Londra) ilan edilen petrol fiyatı üzerinden hesaplanan tutar ilgili vergi dairesine yatırılır<sup>60</sup>.

**2.3.1.1.5.3- Petrol İhracatı Üzerinden Alınan Ekonomik Kazanç Vergisi** ; Son zamanlarda net petrol ihracatçısı olan ülkeler petrol fiyatlarındaki yükselişlerden dolayı ortaya çıkan değerden ülke payını maksimize etmek için bu tür vergiler koymaya başlamışlardır. Petrol

<sup>60</sup> ERNST & YOUNG, Kazakhstan Oil and Tax Guide, Almaty, 2004.

yatırımları ve fizibilite çalışmaları yapılırken gerek yatırımcı şirketler gerekse yatırımlardan vergi geliri bekleyen yetkili devlet organları petrol fiyatları konusunda uzun vadeli varsayımlar kullanmaktadır. Bu konuda genel olarak kullanılan oran petrol fiyatlarının uzun vadede ortalama 18 ABD Doları/varil olacağı şeklindedir. Vergi koyucular tüm vergi oranlarını ve miktarlarını bu fiyat varsayımına göre yaptığını deklare ederek fiyatın artması durumunda ek vergi talebinde bulunmaktadır. Yine bu konuda Kazakistan örneğine bakacak olursak ; Kuyubaşı fiyatı (Netback price) 18 USD/varil fiyatının üzerinde oluşan ve ihraç edilen petrolün herbir dolar için ekonomik kar vergisi talep etmektedir. Bu oran detayları aşağıda görüleceği üzere 19 Dolar için %1 iken 40 Dolar'da %33'e ulaşmaktadır<sup>61</sup>.

Tablo – 22 Kazakistan İhraç Edilen Petrol Üzerinden Alınacak Vergi Oranları

| Petrol Piyasasında Oluşan İhraç Fiyatı<br>(USD/Varil) | İhraç Edilen Petrol Üzerinden<br>Alınacak Vergi |
|-------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| 19                                                    | 1%                                              |
| 20                                                    | 4%                                              |
| 21                                                    | 7%                                              |
| 22                                                    | 10%                                             |
| 23                                                    | 12%                                             |
| 24                                                    | 14%                                             |
| 25                                                    | 16%                                             |
| 26                                                    | 17%                                             |
| 27                                                    | 19%                                             |
| 28                                                    | 21%                                             |
| 29                                                    | 22%                                             |
| 30                                                    | 23%                                             |
| 32-33                                                 | 25%                                             |
| 34-35                                                 | 26%                                             |
| 36                                                    | 28%                                             |
| 37                                                    | 29%                                             |
| 38-39                                                 | 30%                                             |
| 40                                                    | 31%                                             |
| 40'dan yüksek                                         | 33%                                             |

<sup>61</sup> ERNST & YOUNG, Kazakhstan Oil and Tax Guide, Almaty, 2004.

**2.3.1.1.5.4- Kurumlar Vergisi ;** Şirketlerin satış gelirlerinden indirilebilir giderlerinin düşülmesi sonucu oluşan vergi matrahına belirli bir vergi oranı uygulanılarak hesaplanır. Bu oran ülkeler bazında farklılıklar göstermektedir.

**2.3.1.1.5.5- Aşırı Kar Vergisi ;** Petrol sahibi ülkeler bulunabilecek büyük petrol yatakları ve şirketlerin yakalayabileceği yüksek karlılık durumunda projelerdeki payını artırmak amacıyla bu vergi türünü uygulamaktadırlar. Aşırı kar vergisi uygulamaları genellikle iç verimlilik oranı üzerinden yapılmaktadır. Fakat bazen aşırı kar'ın vergilendirilmesi konusunda farklı uygulamalara da rastlanmaktadır. Örneğin KC vergi kanunlarında yer alan uygulama aşağıdaki gibidir ;

| Net Gelirin Kesintilere Oranının %20'yi Aşan Kısmı | Aşırı Kar Vergisi Oranı |
|----------------------------------------------------|-------------------------|
| %5'e kadar                                         | 15%                     |
| %5 - %15 arası                                     | 30%                     |
| %15 - %30 arası                                    | 45%                     |
| %30'dan fazla                                      | 60%                     |

Aşırı kar vergisinin nasıl hesaplanacağına ilişkin uygulama aşağıda gösterilmektedir ;

| Açıklama                                              | Tutar (USD) |
|-------------------------------------------------------|-------------|
| Satış Geliri                                          | 100         |
| Giderler                                              | 30          |
| Vergi Matrahı                                         | 70          |
| Kurumlar Vergisi                                      | 21          |
| Net Kar                                               | 49          |
|                                                       |             |
| Giderlerin %20'si (30 * %20)                          | 6           |
| Net Kar'ın Giderlerin %20'sinden fazla kısmı (49 – 6) | 43          |
| Net Kar'ın Giderlere Oranı (49 / 30)                  | 163%        |
| %20 oranını geçen kısım                               | 143%        |
| Aşırı Kar Oranı (Yukarıdaki tablodaki karşılığı)      | 60%         |
| Aşırı Kar Tutarı (43 * %60)                           | 25.8        |

**2.3.1.1.5.6 Üretim Paylaşım Anlaşması Üzerinden Alınan Pay (Vergi);**

Petrol sektöründe uluslararası yatırımcılar bir ülkeye yatırım yaparlarken uzlaşmaya varılmış olunan tarih itibariyle gelecek dönemlerde tarafların karşılıklı mutabakati haricinde değiştirilemez olmak koşuluyla Anlaşma'nın ekonomik, teknik ve hukuki koşullarını sabitleyip ilgili devlet organlarıyla karşılıklı imza altına alırlar. Böylece Anlaşmaların imza tarihinden itibaren ilgili ülkede yapılan kanun değişikliklerinin yatırımcının ekonomik durumunu olumsuz yönde etkilemesi engellenmiş olur.

Yine keşfedilen petrol rezervlerinin hükümet ile yatırımcı arasında nasıl paylaşılacağını belirleyen anlaşmalar vardır ki bu tür anlaşmalar da Üretim Paylaşım Anlaşması (PSA) olarak adlandırılır. Genel olarak Üretim Paylaşım Anlaşmaları'nda üretilen petrol, yatırımı geri alma (amortisman) petrolü ve kar petrolü olmak üzere ikiye ayrılır.

**2.3.1.1.5.6.1 Yatırımı Geri Alma (Amortisman) Petrolü ;** Yatırımcı yapmış olduğu harcamaları tamamen geri alıncaya kadar yatırımı geri ödeme petrolünün tamamını alır. Toplam üretimin ne kadarının yatırımı geri alma petrolü, ne kadarının kar petrolü olacağı ilgili devlet makamı ile yatırımcının yapmış olduğu pazarlıklar sonucunda tesbit edilmektedir. Petrol endüstrisi uygulamalarında yatırımların geri alınması için ayrılan petrol %30 olarak uygulandığı gibi bazı anlaşmalarda bu oranın %70'lere kadar çıktığı görülmektedir.

**2.3.1.1.5.6.2 Kar Petrolü Paylaşımı ;** Toplam üretimden yukarıda açıklandığı üzere yatırımların geri kazanılması için ayrılan petrol ayrıldıktan sonra kalan miktar kar petrolü olarak adlandırılmaktadır. Kar petrolünün devlet ve yatırımcı arasında nasıl paylaşılacağına karar vermek üzere çeşitli yöntemler kullanılmaktadır. Konuyla ilgili Kazakistan uygulaması aşağıdaki gibidir<sup>62</sup>;

<sup>62</sup> KC Vergi Kanunu, Astana, 2004

**2.3.1.1.5.6.2.1 - R Faktör (karlılık andeksi) Yöntemi ile Kar Petrolünün Paylaşımı ;** Yatırımcının kümülatif gelirinin kümülatif giderine oranı üzerinden hesaplanır. Kümülatif gelir ve toplam gider hesaplaması şu şekilde yapılır:

Kümülatif Gelir : Kümülatif Kar Üretimi Payı – Kümülatif Kar Payı Vergisi Ödemeleri

Kümülatif Gider : Kümülatif Geri alınabilir Arama ve Geliştirme Maliyetleri + Diğer Geri Kazanılabılır Maliyetler

Kümülatif gelirin kümülatif gidere oranı doğrultusunda kar petrolünün yatırımcı ile devlet arasında paylaşımı aşağıdaki tabloda gösterildiği üzere yapılır.

| R – Faktör                    | Yatırımcının Kar Petrolü Payı                      |
|-------------------------------|----------------------------------------------------|
| 1.2'e eşit ya da daha küçük   | 70%                                                |
| $1.2 < R\text{-Faktör} < 1.5$ | $\%70 - (2.068 * (R\text{-Faktör} - 1.2) * \%100)$ |
| 1.5'e eşit ya da daha büyükse | 10%                                                |

**2.3.1.1.5.6.2.2 - İç Verimlilik Oranı (İVO) Yöntemi ile Kar Petrolünün Paylaşımı ;** Bilindiği üzere iç verimlilik oranı projenin Net Bugünkü Değerini (0) sıfır yapan iskonto oranıdır. Yine Kazakistan vergi kanunlarında iç verimlilik oranı üzerinden yapılan kar payı paylaşımı örneği aşağıdaki gibidir ;

| İVO                            | Yatırımcının Kar Petrolü Payı   |
|--------------------------------|---------------------------------|
| %12'ye eşit ya da daha küçük   | 70%                             |
| $\%12 < İVO < \%20$            | $\%70 - (7.51 * (İVO - \%12) )$ |
| %20'ye eşit ya da daha büyükse | 10%                             |

**2.3.1.1.5.6.2.3 - P Faktör Yöntemi ile kar petrolünün paylaşımı ;** P-Faktör (fiyat faktörü), raporlanan yıldaki indirgenmiş yatırım geri kazanım petrolü ve yatırımcının kar payı petrolünün, raporlama dönemindeki üretime

oranlanması ile bulunur. Kazakistan vergi kanunlarında uygulaması aşağıdaki gibidir ;

Tablo-23 Kazakistan Vergi Kanunu P Faktör Uygulaması

| P - Faktör                                                   | Yatırımcının Kar Petrolü Payı                      |
|--------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|
| Bir varil Petrol 12 USD'ye eşit ya da daha küçük ise         | 70%                                                |
| Bir varil Petrol 12 USD'den büyük fakat 27 USD'den küçük ise | $\%70 - (0.04 * (P\text{-Faktör} - 12) * \% 100 )$ |
| Bir varil Petrol 27 USD'den büyük ise                        | 10%                                                |

**2.3.1.1.5.7 - Çevre Vergisi ;** Petrol üreticisi şirketlerden çevreyi kirllettikleri ve doğal kaynakları tüketmekte oldukları gerekçesiyle tahsil edilmekte olan vergi türüdür.

**2.3.1.1.5.8 - Toprak Vergisi ;** Petrol arama ve üretim faaliyetlerinin yapıldığı lisans alanlarının her bir hektarı için yatırımcı şirketlerden toprak kullanım kirası adı altında vergi alınmaktadır.

**2.3.1.1.5.9 – Mülkiyet Vergisi ;** Başlangıçta petrol şirketlerinde bilançolarının aktifinde sabit kıymetler kısmında yer alan varlık grubunun belli bir yüzdesi oranında vergi tahsil edilir. Devam eden yıllarda mülkiyetin artan kısmına aynı oranlı vergi uygulamak suretiyle vergi tahsil edilir.

**2.3.1.1.5.10 – Diğer Vergiler ;** Taşıt araçları vergisi, telekomünikasyon vergisi, su kaynaklarını kullanım vergisi, kar transfer vergisi gibi diğer vergi türlerini içerir.

Daha önce izah edildiği üzere petrol sektöründe genellikle iki tür sözleşme modelinden biri kullanılmaktadır. Üretim Paylaşım Anlaşması (PSA) ve Petrol Arama ve Üretim Anlaşması (EPC). Yukarıda açıklanmış olan vergilerin tamamı tüm anlaşma türleri için geçerli değildir. Anlaşma türlerine göre geçerli uygulanan vergi türleri ülke uygulamalarına göre

değişiklik göstermektedir. Konuyla ilgili Kazakistan kanunlarına göre her iki Anlaşma modeline uygulanan vergi türleri aşağıdaki tabloda gösterilmektedir<sup>63</sup>;

Tablo-23 Kazakistan'da Anlaşma Türlerine Uygulanan Vergiler

|                                                                  | Üretim Paylaşım Anlaşması(PSA) | Petrol Arama ve Üretim Anlaşması (EPC) |
|------------------------------------------------------------------|--------------------------------|----------------------------------------|
| Vergi Türü                                                       |                                |                                        |
| 1- Petrol Yatırımcılarına Özgü Vergi Türleri                     |                                |                                        |
| Bonuslar                                                         | Var                            | Var                                    |
| Royalty                                                          | Yok                            | Var                                    |
| Aşırı Kar Vergisi                                                | Yok                            | Var                                    |
| Üretim Payı                                                      | Var                            | Yok                                    |
| 2- Bütçeye Yapılması Gereken Diğer Vergi ve Zorunlu Ödemeler     |                                |                                        |
| Hampetrol ve Condansate İhracatından Alınan Ekonomik Kar Vergisi | Yok                            | Var                                    |
| Hampetrol ve Doğalgaz Üretim Vergisi                             | Yok                            | Var                                    |
| Toprak Vergisi                                                   | Yok                            | Var                                    |
| Mülkiyet Vergisi                                                 | Yok                            | Var                                    |
| Çevre Vergileri                                                  | Var                            | Var                                    |
| Diğer Vergi ve Ödemeler                                          | Var                            | Var                                    |

### 2.3.2 Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyetinin Tesbit Edilmesi;

Projeye yatırım yapılarak harcanan para, projeye yatırım yapılmayıp risksiz yatırım araçlarında değerlendirilerek sabit bir getiri elde edilebilirdi. Örneğin on yıllık Amerikan hazine bonosuna yatırım yapılsa yıllık %5 (ilgili

<sup>63</sup> ERNST & YOUNG, Kazakhstan Oil and Tax Guide, Almaty, 2004.

tarihte faizlerin bu olduğu varsayıldığında) bir getiri elde edilecekti. Projeye yatırım yapılarak vazgeçilen bu getiri Sermayenin Fırsat Maliyeti'dir.

Bununla birlikte bir çok finansçı projelerin nakit akışlarını iskonto ederken geleneksel finans yaklaşımına uygun olarak hesaplanmış ağırlıklı ortalama sermaye maliyeti'nden hareketle risk faktörü eklenmiş iskonto oranı kullanmaktadırlar<sup>64</sup>. Projenin sermaye maliyeti şirketin değil projenin riskine bağlıdır.

Risk Priminin hesaplamalara katılması ; Petrol arama projelerine yapılan yatırımlar, başarı oranının %10 civarında olduğu düşünülüyöğünde, oldukça riskli yatırımlardır. Bu nedenle yatırımcılar katlanmış oldukları riskin karşılığı olarak risksiz getirinin üzerine yatırımları için birde risk primi eklemektedirler.

Gelecekteki faydaların ve maliyetlerin bugünkü değerlerinin bulunmasında kullanılan indirgeme oranının seçimi, hem ticari hem de ulusal açıdan fayda-maliyet analizlerinin en can alıcı noktasını oluşturur. Çünkü indirgeme oranı, yatırımcının ya da toplumun tüketmekten vazgeçip projeye bağladığı kaynağın maliyetini; diğer bir deyişle, projeyle elde edilmesi gereken en düşük kazanç oranını gösterir. Sermayenin fırsat maliyeti ya da paranın zaman değeri olarak tanımlanan indirgeme oranına, iskonto oranı da denilmektedir.

Yatırım kararı verilmesinde kullanılan Net Bugünkü Değer, seçilen indirgeme oranına bağlı olarak değişir. İndirgeme oranı büyüdükçe yatırımın Net Bugünkü Değeri azalmaktadır. İndirgeme oranının iyi belirlenmesi, hem yatırım kararının tutarlı olmasını, hem de zarar edilmemesini sağlar.

İndirgeme oranı ya da diğer deyişle sermaye maliyetinin belirlenmesinde, ilk önce projede kullanılan farklı sermaye kaynaklarının maliyetleri tek tek bulunur. Daha sonra bu kaynakların toplam içindeki payları

---

<sup>64</sup> SCHUYLER, John, Risk and Decision Analysis in Projects, Second Edition, Project, 2001

kullanılarak sermaye maliyetlerinin ağırlıklı ortalaması hesaplanır. Bulunan ortalama değer, indirgeme oranı olarak kullanılır.

Projede kullanılan kaynak bileşimine bağlı olarak değişebilen indirgeme oranı, hangi amaçla kullanılacağına bağlı olarak da değişir. Eğer proje analizi sabit fiyatlarla gerçekleştiriliyorsa, indirgeme oranı, enflasyon beklentisi etkisinden arındırılmış kaynak maliyetleri, yani gerçek maliyetler (gerçek indirgeme oranı) kullanılarak hesaplanır. Gerçek indirgeme oranı aşağıdaki formül ile hesaplanır.

Gerçek İndirgeme Oranı,  $i = (1 + k) / (1 + P) - 1$

Burada; k nominal indirgeme oranını, P ise ortalama fiyat artış oranını (beklenen enflasyonu) gösterir.

Sermayenin yatırımcıya maliyetinin hesaplanabilmesi için aşağıdaki oranlardan yararlanılır:

1. Borç alınan finansman kaynakları için ödenen faiz oranı.
2. Sermaye piyasasındaki geçerli faiz oranı (mevduat faizleri, bono faizleri vb.).
3. Benzer yatırım konularındaki karlılık oranı.

Birincisi, yabancı kaynakların maliyeti, diğerleri ise öz kaynakların maliyetini bulmakta kullanılır. Yukarıda da belirtildiği gibi, indirgeme oranı projede kullanılan bütün kaynakların maliyetlerinin ağırlıklı ortalamasından oluşur.

Örneğin; herhangi bir yatırımcı tarafından yürütülen bir altyapı projesinde yüzde 40 oranında özkaynak (bütçeden karşılanan), yüzde 40 oranında yabancı kaynak (dış kredi, dolar olarak) ve yüzde 20 oranında ticari kaynak kullanılacağını varsayalım. Ayrıca, bir yıllık hazine bonolarına ödenen faizin yüzde 90, kredi maliyetinin yüzde 95, uluslararası piyasadan sağlanan dış kredinin etkin faiz oranının (geri ödemesiz süreler, finansman giderleri vb. diğer uygulamaların fayda ve maliyetlerini dikkate alan eşdeğer faiz oranı) yüzde 9, bir önceki yıl toptan eşya fiyat endeksinin (TEFE) artış oranının

Türkiye'de yüzde 75, ABD'de yüzde 2 olduğunu ve beklenen enflasyon oranlarını yansıttıklarını varsayalım. Projenin ticari analizinde kullanılacak indirgeme oranını bulmak için ilk önce sağlanan tüm kaynakların gerçek maliyetlerinin hesaplanması gerekir. Buna göre<sup>65</sup>;

$$\text{Özkaynak maliyeti} : (1 + 0.90)/(1 + 0.75) - 1 = 0.086$$

$$\text{Dış kredi maliyeti} : (1 + 0.09)/(1 + 0.02) - 1 = 0.069$$

$$\text{Ticari Kredi Maliyeti} : (1 + 0.95)/(1 + 0.75) - 1 = 0.114$$

Ortalama Kaynak Maliyeti :  $(0.086 \cdot 0.4 + 0.069 \cdot 0.4 + 0.114 \cdot 0.2) = 0.0848$  olarak bulunur.

Büyük petrol şirketleri arasında 1995 – 1992 yılları arasında yapılan bir araştırmada ağırlıklı ortalama sermaye maliyetinin (AOSM) %10 civarında olduğu görülmektedir<sup>66</sup>. Bu araştırmaya göre AOSM'nin 1980'lere kadar düzenli olarak arttığı ve 1980'den itibaren düzenli olarak azaldığı görülmektedir.

Tam rekabetçi sermaye piyasasında, tüketicilerin gelecekteki tüketimleri için bugünkü tüketimlerinden vazgeçebildikleri oran (zaman tercihi) ile gelecekteki tüketimlerini bugünkü tüketimlerine eşit kılan oranın (fırsat maliyeti oranı) aynı olması gerekir. Bu oranların aynı zamanda piyasa faiz oranlarına da eşit olması beklenir. Bu durumda piyasa faiz oranı sermayenin maliyetini yansıtacağı için ticari indirgeme oranı olarak da kullanılabilir.

Özel yatırımcılar açısından yıllık mevduat faizleri ya da uzun vadeli hazine bonusu faizleri sahip oldukları sermayenin, diğer bir deyişle özkaynaklarının fırsat maliyeti olarak alınabilir. Eğer projenin gerçekleştirilmesi için dış kaynak kullanılıyorsa, öz kaynağın fırsat maliyetinin yanısıra bu kaynağa ödenen faiz oranı da kullanılarak projede kullanılan

<sup>65</sup> [www.dpt.gov.tr/dptweb/ekutup96/prjplan/prj1.html](http://www.dpt.gov.tr/dptweb/ekutup96/prjplan/prj1.html)

<sup>66</sup> BREALLY, R.A., MYERS, S.C., MARCUS, A.J., a.g.e, s.304.

kaynakların ortalama (ağırlıklı) maliyeti hesaplanmalı ve bu paçal değer indirgeme oranı olarak kullanılmalıdır.

### **2.3.2.1 Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti’ni kullanarak gelecekteki nakit akışlarını iskonto etmek;**

Gelecekteki geri ödemelerin bugünkü değerini hesaplamak için nakit akışlarını Ağırlıklı Ortalama Sermaye maliyeti ile iskonto etmek gerekmektedir<sup>67</sup>.

### **2.3.2.2 Net Bugünkü Değerin Hesaplanması**

Geri ödemenin bugünkü değeri yatırımdan büyükse projeye devam edilir. Bir projeye ait NBD şu formülle hesaplanır:

$$\text{Net Bugünkü Değer} = C_0 + (C_1 / (1+iVO)^2) + \dots + (C_n / (1+iVO)^n) = 0$$

$C_0$  : 0 yılında yapılan yatırım.

Ekonomik ömrü (n) 7 yıl, yatırım süresi (m) 3 yıl, bakiye değeri (S) 10 Milyar TL. ve yatırım harcamaları ile nakit akımları tablo-24 ve 25’te verilen A projesinin Net Bugünkü Değeri aşağıdaki şekilde hesaplanabilir<sup>68</sup>.

$i = \% 10$ ,

$n = 7$

$m = 3$

$S = 10$  Milyar TL.

<sup>67</sup> BREALLY, R.A., MYERS, S.C., MARCUS, A.J.: “İşletme Finansmanının Temelleri”, Çevirenler: BOZKURT, Ünal, ARIKAN, Türkan, DOĞUKANLI. 1997.

<sup>68</sup> [www.dpt.gov.tr/dptweb/ekutup96/prjplan/prj1.html](http://www.dpt.gov.tr/dptweb/ekutup96/prjplan/prj1.html)

Tablo-24

| A Projesi Yatırım Harcamaları (Milyar TL.) |       |             |                                       |
|--------------------------------------------|-------|-------------|---------------------------------------|
| T                                          | $I_t$ | $1/(1+i)^t$ | Yatırım Harcamalarının Bugünkü Değeri |
| 0                                          | 30    | 1           | 30                                    |
| 1                                          | 35    | 0.909       | 31.8                                  |
| 2                                          | 35    | 0.826       | 28.9                                  |

- Harcamaların bugünkü değeri 90.7 Milyar TL. ( 30.0+31.8+28.9),

- Net nakit girişlerinin bugünkü değeri ; 7.5+10.2+9.3+11.3+12.8+16.3 +14.8  
= 82.3 Milyar TL. olmaktadır.

10 Milyar TL

Bakiye Değerin (S) Bugünkü Değeri =  $\frac{10}{(1+0.10)^9} = 4.24$  Milyar TL.

olmaktadır.

Tablo-25

| A Projesi Net Nakit Girişleri (Milyar TL.) |         |             |                                  |
|--------------------------------------------|---------|-------------|----------------------------------|
| T                                          | $NNG_t$ | $1/(1+i)^t$ | Nak. Girişlerinin Bugünkü Değeri |
| 3                                          | 10      | 0.752       | 7.5                              |
| 4                                          | 15      | 0.685       | 10.2                             |
| 5                                          | 15      | 0.621       | 9.3                              |
| 6                                          | 20      | 0.565       | 11.3                             |
| 7                                          | 25      | 0.513       | 12.8                             |
| 8                                          | 35      | 0.467       | 16.3                             |
| 9                                          | 35      | 0.424       | 14.8                             |

Projenin Net Bugünkü Değeri:  $NBD = 82.3 + 4.24 - 90.7 = - 4.16$  Milyar TL.'dir. Bulunan bu sonuçla  $NBD < 0$  olduğu için proje kabul edilmeyecektir.

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 i'nin değeri, diğer bir ifade ile yıllık yatırım harcaması ile nakit girişlerinin bugüne indirgenmesinde kullanılan indirim oranının değeri, elde edilecek sonucu oldukça etkilemektedir. Bu oranın yüksek ya da düşük saptanması bir projenin red veya kabulüne veya alternatif projeler arasındaki sıralamaya etki etmektedir. Bu itibarla seçilecek indirim oranı analizin sonucu açısından son derece önemlidir.

İndirim oranının, öz sermayenin alternatif kullanımından ortaya çıkabilecek fırsat maliyetini yansıtmaları gerekmektedir. Yatırımın kredi ile finansmanında indirim oranı olarak bu krediye ödenecek faiz oranı alınabilir. Projenin finansmanında hem kredi hem de özkaynaklardan yararlanılıyorsa, indirim oranı olarak bu kaynakların maliyetlerinin kaynak kullanım oranları ile ağırlıklandırılmış ortalamasının kullanılması gerekir.

İndirim oranı konusunda bir diğer önemli nokta ise analizde nominal ya da reel indirim oranının kullanılması, bir başka ifadeyle analiz sabit fiyatlarla yapıldığına göre indirim oranının enflasyon etkisinden arındırılmış olması gereğidir.

### 2.3.3 İç Verimlilik Oranı Yöntemi

İç Verimlilik oranı yöntemine göre sermayenin fırsat maliyetinden daha yüksek getiri sağlayan her projeye yatırım yapılabilir. İç Verimlilik oranı aşağıdaki formülle yapılır;

$$\text{İç Verimlilik Oranı} = \text{Kar} / \text{Yatırım}$$

Burada dikkat edilecek husus projenin İç Verimlilik Oranının aynı zamanda projeye sıfır NBD verecek olan iskonto oranı olmasıdır. Eğer bir projede çeşitli dönemlerde nakit akışları oluşuyorsa projenin getirisi iç

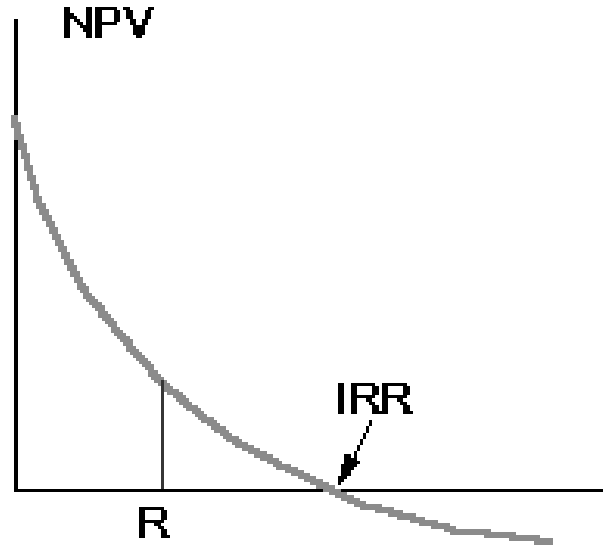
verimlilik oranı'nın hesaplanması ile bulunur. Hesaplaması aşağıdaki şekilde yapılır;

$$\text{İç Verimlilik Oranı} = (C_0 + C_1) / C_0$$

$C_0$  : 0 yılında yapılan yatırım.

Nakit akışlarında çok sayıda işaret değişmesi varsa İVO yöntemi doğru sonuç vermeyecektir<sup>69</sup>. Bu durumda kesin çözüm NBD'i hesaplamaktır.

R, NPV yi elde etmemizi sağlayan indirim oranıdır. Eğer IRR (İVO)  $\geq R^*$  ise proje kabul edilir



- Alternatif projeler arasındaki bir seçimde ise iç karlılık oranı en büyük olan projeye öncelik verilir.
- İç karlılık oranının hesaplanması diğer yöntemlerin yanında kısmen zordur. Deneme yanılma yoluyla sonuca gidilebilir. Bu amaçla

<sup>69</sup> BREALY, R.A., MYERS, S.C., MARCUS, A.J., a.g.e, s157

başlangıçta makul bir  $R1$  ile  $NPV1$  bulunur. Eğer bu  $NPV1$  pozitif ise,  $NPV$  negatif olacak büyüklükte bir  $R2$  ile tekrar  $NPV2$  bulunur. İç karlılık oranı ( $IRR$ )  $NPV$  yi pozitif yapan indirim oranından( $R1$ ) büyük, negatif yapan indirim oranından( $R2$ ) ise küçüktür

- ( $R1 < IRR < R2$ ).

$NPV$  yöntemi için Tablo-25 ve 26'da verilen projenin  $IRR$  hesaplamaları % 9 ve %7 indirim oranları ( $R$ ) için aşağıdaki tablolarda verilmiştir.

Tablo-25

| A Projesi Yatırım Harcamaları (Milyar TL.) |      |             |              |             |              |
|--------------------------------------------|------|-------------|--------------|-------------|--------------|
|                                            |      | $R2=\%9$    | Yatırım Har. | $R1=\%7$    | Yatırım Har. |
| t                                          | $It$ | $1/(1+i)^t$ | Bugünkü Değ. | $1/(1+i)^t$ | Bugünkü Değ. |
| 0                                          | 30   | 1           | 30           | 1           | 30           |
| 1                                          | 35   | 0.917       | 32.1         | 0.935       | 32.7         |
| 2                                          | 35   | 0.84        | 29. May      | 0.873       | 30. Haz      |
|                                            |      |             | 91.6         |             | 93.3         |

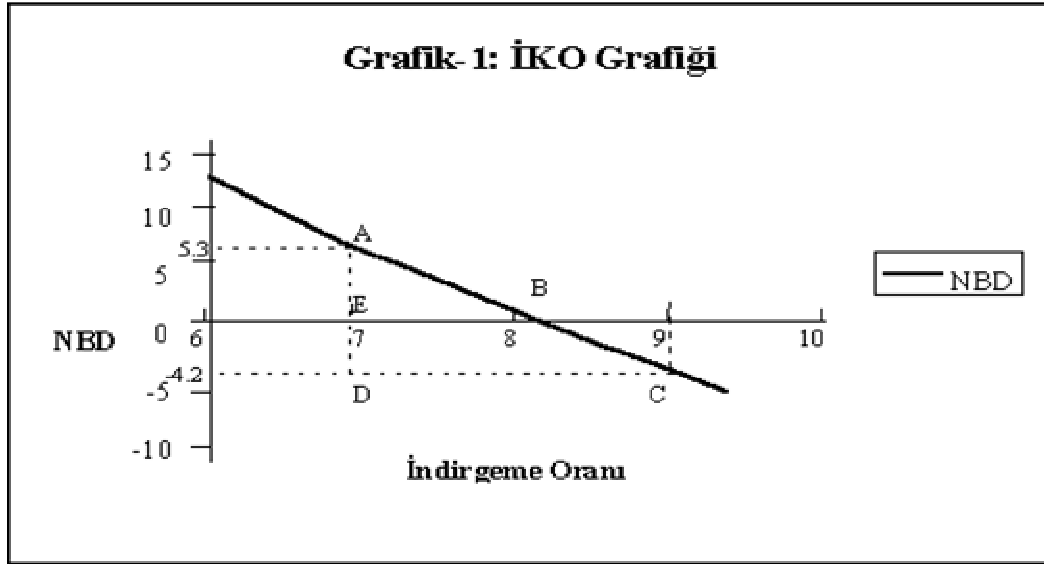
Tablo-26

| A Projesi Net Nakit Girişleri (Milyar TL.) |       |             |                                   |             |                                   |
|--------------------------------------------|-------|-------------|-----------------------------------|-------------|-----------------------------------|
|                                            |       | $R2=\%9$    | Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri | $R1=\%7$    | Nakit Girişlerinin Bugünkü Değeri |
| T                                          | $NNt$ | $1/(1+i)^t$ |                                   | $1/(1+i)^t$ |                                   |
| 3                                          | 10    | 0.772       | 07. Tem                           | 0.816       | 08. Şub                           |
| 4                                          | 15    | 0.709       | 10. Haz                           | 0.763       | 11. Nis                           |
| 5                                          | 15    | 0.649       | 09. Tem                           | 0.714       | 10. Tem                           |
| 6                                          | 20    | 0.595       | 11. Eyl                           | 0.667       | 13. Mar                           |
| 7                                          | 25    | 0.546       | 13. Tem                           | 0.623       | 15. Haz                           |
| 8                                          | 35    | 0.503       | 17. Haz                           | 0.581       | 20. Nis                           |
| 9                                          | 35    | 0.461       | 16. Oca                           | 0.543       | 19                                |
|                                            |       |             | 87.4                              |             | 98.6                              |

Söz konusu A projesinin;

- $R1 = 0.07$ ,
- $R2 = 0.09$ ,
- $NPV1 = 98.6 - 93.3 = 5.3$
- $NPV2 = 87.4 - 91.6 = -4.2$  olmaktadır.

Aynı yöntemle hesaplamalara devam edildiğinde projenin Net Bugünkü Değerini 0 yapan indirim oranı %8.11 olarak ortaya çıkmaktadır.

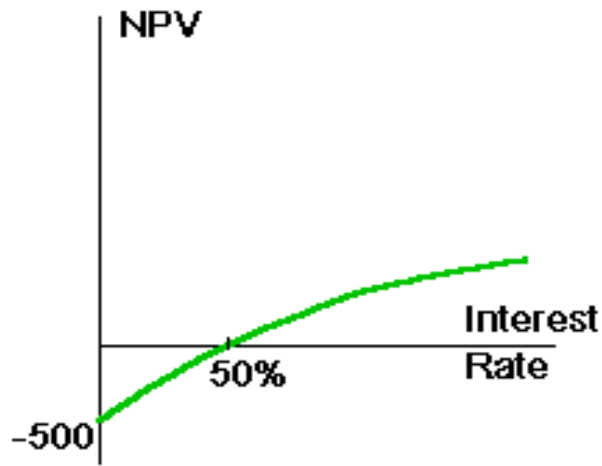


- Çözüme grafiksel olarak ulaşmak mümkündür. Yukarıda, örnek projenin değişik indirim oranlarına göre NBD'yi gösteren grafik verilmiştir. Buna göre aranan nokta X ekseninde B noktasıdır. Bu nokta ise  $AE/AD = EB/DC$
- $5.3/9.5 = EB/2$
- $EB = 1.11$ . B noktası ise  $OE+EB = 7 + 1.11 = 8.11$  olarak elde edilir. Görüldüğü gibi her iki yolla da aynı sonuca ulaşılmaktadır.
- Karar verici için yatırımın asgari karlılığı olan bu rakam yeteri kadar büyükse proje kabul edilecek, aksi durumunda reddedilecektir.

Aşağıdaki tabloda verilen nakit akışları üzerinden iç verimlilik oranı hesaplaması yapıldığında ;

| Periyot | Nakit Akışı |
|---------|-------------|
| 0       | 1000        |
| 1       | -1500       |

- $(-1500/(1+0,5))+1000=0$
- $IRR=0,5$



- Eğer  $R=0,05$  dersek  $IRR>R$  olduğu için projeyi kabul etmemiz gerekir.
- Fakat  $(-1500/(1,05))+1000 = -428$  NPV elde etmemize neden olacak
- Eğer  $R=0,6$  dersek  $IRR<R$  olacak ve  $(-1500/(1+0,6))+1000= 62,5$  NPV elde edeceğiz.

Bu örnekte durum tersine dönmüştür.  $R>IRR$  olduğunda proje kabul edilir.

### 2.3.4 Karlılık Endeksi

Bugünkü değerin başlangıç yatırımına oranı karlılık endeksi olarak adlandırılır. Bazen karlılık endeksi Net Bugünkü Değerin istenilen yatırıma bölümü olarakta tanımlanır. Karlılık endeksi, harcanan dolar başına en yüksek NBD'li projeleri seçmek için düzenlenmiştir<sup>70</sup>.

Karlılık Endeksinin kullanımında bazı noktalarda sorunlarla karşılaşmaktadır, çünkü endeks ölçeği gözönünde bulundurmaz.

Bu yöntemle göre; Fayda/Maliyet Oranı, bir projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı faydaların (nakit girişleri) bugünkü değerlerinin toplamının maliyetlerin (yatırım harcamaları ve diğer nakit çıkışları) bugünkü değerlerinin toplamına oranıdır.

- ♦ Karlılık oranı aşağıdaki gibi ifade edilir;

$$P I = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{X_t}{(1 + R)^t}}{I}$$

- PI=karlılık oranı
- Xt=t zamanındaki getiri
- I=projeye başlangıçta yapılan yatırım
- R=sermaye maliyeti oranı
- Bu yöntemle bir projenin kabul edilebilmesi için  $PI \geq 1$  olması gerekmektedir.
- Alternatif projeler arasında ise 1'den büyük olmak kaydıyla oranı en büyük olan projeye öncelik verilir.
- Net Bugünkü Değer yönteminde olduğu gibi bu yöntemde de kullanılacak indirgeme oranının seçimi ve büyüklüğü analiz sonuçlarını oldukça etkilemektedir.

<sup>70</sup> BREALY, R.A., MYERS, S.C., MARCUS, A.J., a.g.e, s.161

- Yöntemin amacı yapılacak yatırımlarda fayda/maliyet oranı en büyük olan projeye öncelik tanımak, dolayısıyla yatırımcının fayda/maliyet oranını maksimum kılmaktır.

Diğer yönteme göre F/M Oranı, indirgenmiş net nakit akımları (Net Fayda = Nakit Girişi - Nakit Çıkışı) toplamının indirgenmiş yatırım toplamına bölünmesi ile hesaplanır.

Bu yönteme göre hesaplanan F/M Oranının formülü ise şu şekildedir:

$$F / M = \frac{\sum_{t=1}^T X_t - Y_t}{(1 + R)^t \cdot I}$$

X<sub>t</sub>=t zamanındaki nakit girişi

Y<sub>t</sub>=t zamanındaki nakit çıkışı

- ♦ Tabloda bir projenin nakit akımları ve bugünkü değerleri bulunmaktadır. Elimizdeki verilere göre bu proje kabul edilmeli midir?

Tablo-27 B projesi maliyet verileri

| i= %10 | Yatırım Harcamaları |     | Nakit Çıkışları (İşletme Giderleri) |       | Nakit Girişleri (İşletme Hasılatı) |        | Net Nakit Akımı |       |
|--------|---------------------|-----|-------------------------------------|-------|------------------------------------|--------|-----------------|-------|
| Yıllar |                     | BD  |                                     | BD    |                                    | BD     |                 | BD    |
| 0      | 100                 | 100 | -                                   | -     | -                                  | -      | -               | -     |
| 1      | -                   | -   | 15                                  | 13.64 | 75                                 | 68.18  | 60              | 54.54 |
| 2      | -                   | -   | 35                                  | 28,93 | 95                                 | 78,51  | 55              | 49,59 |
| Toplam | 100                 | 100 | 50                                  | 42.57 | 170                                | 146.69 | 115             | 104.1 |

Buna göre F/M Oranı;

Birinci yöntem kullanılacak olursa;

146.69 / (100 + 42.57) = 1.029,

İkinci yöntem kullanılacak olursa,

$104.13 / 100 = 1.041$  olarak bulunur.

Her iki yöntemle göre de F/M Oranı 1'den büyük ve Net Bugünkü Değer pozitif olduğu için proje kabul edilecektir.

İki ayrı projenin karşılaştırması ilgili örneğimizde ise tablo aşağıdaki gibidir;

Tablo-28 Ave B Projeleri Karşılaştırma Tablosu

| PROJE | 0.YIL  | 1.YIL | F/M(%10) | NBD(%10) |
|-------|--------|-------|----------|----------|
| A     | -100   | 200   | 1.82     | 82       |
| B     | -10000 | 15000 | 1.36     | 3636     |

- A projesinin fayda/maliyet oranı B projesininkine göre daha büyük olduğundan A projesi seçilecektir.
- Fayda/Maliyet Oranı yerine onu ikame edebilen Net Bugünkü Değer Oranı da kullanılmaktadır.
- Fayda/Maliyet Oranı'nda projenin kabul edilebilmesi için oranın 1'den büyük olması koşulu, Net Bugünkü Değer Oranında 0'dan büyük olması olarak geçerlidir.

Profesyonel finansman yöneticileri projelerini değerlendirirken iskonto edilmiş nakit akışlarını esas alan yöntemleri kullanmaktadırlar. Fakat bununla birlikte bazen kurumsal olarak uygun olmayan teknikleri de kullanmaktadırlar<sup>71</sup>.

### 2.3.5 Geri Ödeme Süresi

Bir projenin başlangıç yatırımının geri alındığı süreye “geri ödeme süresi” denir. Geri ödeme süresi tek başına çeşitli projeler arasında kıyaslama yapmak için yeterli bir kriter olmayıp projelerin Net Bugünkü

<sup>71</sup> BREALY, R.A., MYERS, S.C., MARCUS, A.J., a.g.e, s163

Değeri ile birlikte kullanılmalıdır. Aksi takdirde geri ödeme süresi uzun süreli projeleri reddetmeye meylettirebilecektir.

Bazen yöneticiler, iskonto edilmiş geri ödeme süresini hesaplarlar. Bu, muhtemel nakit akışlarının bugünkü değerinin başlangıç yatırımına eşit olduğu veya onu aştığı dönemlerin sayısıdır. Dolayısıyla bu yöntem “pozitif Net Bugünkü Değeri sağlamak için proje ne kadar dayanmalıdır?” sorusunun da cevabını verir.

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 hususlarında analizciye yardımcı olur.

Yöntem formülle aşağıdaki şekilde ifade edilebilir:

$$I = \sum_{t=1}^{N^*} X_t$$

Burada;

$N^*$ =Geri ödeme süresi

$X_t$  =t anındaki nakit akımları

Uygulaması oldukça basit ve kolay anlaşılabilir olmasına rağmen öncelikli olarak yöntem paranın zaman değerini dikkate almamasından dolayı eleştirilmektedir. Bu eleştiri Türkiye gibi enflasyon oranının yüksek olduğu ülkelerde özellikle haklılık kazanmaktadır.

Tek bir projenin değerlendirildiği durumlarda karar verici hesaplanan geri ödeme süresinin kendi kabul ettiği süreden kısa olması durumunda projeyi kabul edecek, aksi durumunda projeyi uygulamaya geçirmeyecektir. Kistas olarak alınacak geri ödeme süresi farklı sektörler ve aynı sektördeki

farklı karakteristiklere sahip projeler için değişiklik gösterir. Bu nedenle, geri ödeme süresinin belirlenmesinde genellikle aynı sektörde benzer karakteristiklere sahip daha önceden yapılmış uygulamaların dikkate alınmasında fayda vardır. Birden fazla proje arasında seçim yapılacak ise geri ödeme süresi en kısa olan projeye öncelik verilir.

Yatırım süresi iki yıl ( $m=1$  ilk başlangıç yılını 0 aldığımız için), ekonomik ömrü on yıl ( $n=10$ ), toplam yatırım tutarı ( $I$ ) 200 Milyar TL., indirgeme oranı ( $i$ ) % 10 ve net kar+amortisman ( $G_t$ ) akımı Tablo-29'da verildiği gibi olan bir A projesinin paranın zaman değerini dikkate alarak ve almayarak geri ödeme süresi gösterilmektedir.

Görüldüğü gibi paranın zaman değerini dikkate almadan (1. Durum) projenin Geri Ödeme Süresi 8 yıldır. Eğer karar verici için bu süre makul ise proje kabul edilecektir. Paranın zaman değerini dikkate alan yaklaşımda ise (2. Durum) proje ekonomik ömrü boyunca kendini geri ödeyememektedir. Bu bakımdan projenin red edilmesi gerekmektedir. Paranın zaman değerinin önemli olduğu ekonomik koşullarda (örneğin enflasyonun ve faizlerin yüksek olması gibi), yöntemin bu durum dikkate alınarak uygulanması daha anlamlıdır.

Yatırımlar için ölçü alınabilecek geri ödeme süreleri sektör, proje karakteristiği ve yer bazında geçmiş tecrübeler ve uluslararası standartlar dikkate alınarak ve gerektiğinde zaman zaman revize edilerek merkezi bir kuruluş tarafından tesbit edilebilir.

Uygulamasının ve anlaşılmasının oldukça kolay olması geri ödeme süresi yönteminin en önemli avantajıdır. Ancak yöntemin oldukça önemli bazı dezavantajları da vardır. Özellikle yöntem projelerin ekonomik ömürlerini ve geri ödeme süresinden sonraki net nakit girişlerini dikkate almamaktadır. Bu nedenle, ekonomik ömürleri ve kara geçme zamanlamaları farklı projelerde yanıltıcı sonuçlar verebilir. Ayrıca uzun ekonomik ömürlü büyük projelere öncelik verilmesi imkanını ortadan kaldırmaktadır.

Tablo-29 A Projesi Geri Ödeme Süresi

| A Projesi Geri Ödeme Süresi (Milyar TL.) |       |         |              |                 |                               |                   |                   |                    |                       |
|------------------------------------------|-------|---------|--------------|-----------------|-------------------------------|-------------------|-------------------|--------------------|-----------------------|
| t                                        | $I_t$ | $G_t^*$ | 1.DURUM      |                 | 2.DURUM                       |                   |                   |                    |                       |
|                                          |       |         | Toplam $I_t$ | Kümülatif $G_t$ | İndirgeme Faktörü $1/(1+i)^t$ | İndirgenmiş $I_t$ | İndirgenmiş $G_t$ | Toplam $\hat{I}_t$ | Kümülatif $\hat{G}_t$ |
| 0                                        | 100   |         | 200          |                 | 1                             | 100               |                   | 190.9              |                       |
| 1                                        | 100   |         |              |                 | 0.909                         | 90.9              |                   |                    |                       |
| 2                                        |       | 25      |              | 25              | 0.826                         |                   | 20.7              |                    | 20.7                  |
| 3                                        |       | 25      |              | 50              | 0.751                         |                   | 18.8              |                    | 39.4                  |
| 4                                        |       | 25      |              | 75              | 0.683                         |                   | 17.1              |                    | 56.5                  |
| 5                                        |       | 30      |              | 105             | 0.621                         |                   | 18.6              |                    | 75.1                  |
| 6                                        |       | 30      |              | 135             | 0.565                         |                   | 16.9              |                    | 92.1                  |
| 7                                        |       | 30      |              | 165             | 0.513                         |                   | 15.4              |                    | 107.5                 |
| 8                                        |       | 35      |              | 200             | 0.467                         |                   | 16.3              |                    | 123.8                 |
| 9                                        |       | 40      |              |                 | 0.424                         |                   | 17                |                    | 140.8                 |
| 10                                       |       | 40      |              |                 | 0.386                         |                   | 15.4              |                    | 156.2                 |
| 11                                       |       | 45      |              |                 | 0.356                         |                   | 15.8              |                    | 172                   |

(\*) :  $G_t = NK_t + D_t = t$  yılındaki Net Kar + Amortisman

Yanıtıcı sonuçlar verebilmesine rağmen yatırımcı için likiditenin önem kazandığı durumlarda ve ekonomik ömürleri çok farklı olmayan, karlılık oranları değerleri birbirlerine yakın projelerin sıralanmasında oldukça duyarlı bir analiz yöntemidir.

### 2.3.6 Defter (Muhasebe) Getiri Oranı

Bazı durumlarda, iç verim oranı ile birlikte defter getiri oranı da hesaplanmaktadır. Her getiri oranı, yatırılan paranın bir oranı olarak karı ölçmektedir. Defter getiri oranı, finansal tablolardan alınan verilerle hesaplanır.

ortalama yıllık kar

Ortalama defter getiri oranı : -----

varlıkların yıllık defter değerinin ortalaması

formülüyle hesaplanır<sup>72</sup>.

Aşağıdaki tablolarda finansal verileri açıklanmış B şirketinin Ortalama defter getiri oranı hesaplaması şu şekilde yapılmaktadır ;

| Yıllar                         | 1                      | 2      | 3      | 4      |
|--------------------------------|------------------------|--------|--------|--------|
| Varlıkların Brüt Defter Değeri | 60,000                 | 60,000 | 60,000 | 60,000 |
| Birikmiş Amortisman            | -                      | 20,000 | 40,000 | 60,000 |
| Varlıkların Net Defter Değeri  | 60,000                 | 40,000 | 20,000 | -      |
|                                |                        |        |        |        |
| Ortalama Net Defter Değeri     | (120,000 / 4) = 30,000 |        |        |        |

| Yıllar       | 1                     | 2      | 3      |
|--------------|-----------------------|--------|--------|
| Gelirler     | 40,000                | 60,000 | 80,000 |
| Giderler     | 20,000                | 30,000 | 40,000 |
| Nakit Akışı  | 20,000                | 30,000 | 40,000 |
| Amortisman   | 20,000                | 20,000 | 20,000 |
| Net Kar      | -                     | 10,000 | 20,000 |
|              |                       |        |        |
| Ortalama Kar | (30,000 / 3) = 10,000 |        |        |

$$\text{Ortalama Defter Getiri Oranı} = 10,000 \$ / 30,000\$ = \%33$$

Defter getiri oranı yönteminin birçok sorunlu tarafı vardır. Bunlar ;

- Ortalama kar üzerinden hesaplandığından, hemen elde edilecek nakit akışının daha sonra elde edilecek olandan daha değerli olması gerçeğinin anlamlı bir karşılığı yoktur. Yukarıdaki örnekte yer aldığı şekliyle birinci yılda elde edilen 20,000 \$ nakit akışı ile üçüncü yılda elde edilen 40,000 \$ nakit akışı yer değiştirdiğinde Defter Getiri Oranı değişmemektedir. Halbuki böyle bir durumda İVO daha yüksek olmaktadır.
- Defter üzerinden ortalama getiri oranı, projenin nakit akışlarından çok muhasebe verilerine dayanır. Bu nedenle defter getiri oranı hangi harcamaların sermaye yatırımı, hangilerinin faaliyet gideri olarak kaydedileceğine bağlıdır. Çünkü birinci sınıfa girenler yıllar itibariyle

<sup>72</sup> Brealy, R.A., Myers, S.C., Marcus, A.J., a.g.e, s163.

amorti edilmekte olup muhasebeciler tarafından tercih edilen amortisman hızları sonuçları etkilemektedir. İkinci sınıfa dahil olanlar ise aynı yıl içersinde gider olarak kar matrahından düşülmektedir. Bu tercihler fizibilite üzerinde etkili olmaktadır.

- Defter üzerinden getiri oranını kullanan firma bir projeyi değerlemek için bir ölçü standardına karar vermelidir. Bazen firmalar cari defter getiri oranını bir alt sınır olarak kullanır. Bu durumda, mevcut işleri üzerinden yüksek getirisi olan firmalar yüksek bir asgari orana sahiptir ve bu, iyi projeleri reddetme nedeni olabilir. Düşük getiri oranlı şirketler düşük bir asgari orana sahiptir ve yöntem onları kötü projeleri kabul etmeye teşvik edebilir.

### 2.3.7 Duyarlılık Analizi

Belirsizlik, olacak olandan daha fazla birşeylerin olabilmesi demektir. Bu nedenle finans yöneticilerine ne zaman bir nakit akışı tahmini verilse, başka neler olabileceğini ve bu olası olayların etkilerini saptamaya çalışırlar. Buna duyarlılık analizi denir.

Duyarlılık ve başabaş analizi, yöneticilere, bir girişimin neden başarısız olabileceğini anlamalarında yardımcı olur.

Duyarlılık analizi birim satış fiyatı, satış tutarı, ana girdi maliyetleri, projenin termini veya faiz oranı (indirgeme oranı) gibi herhangi bir değişkende olabilecek olası değişmelerin, diğerleri sabit kalmak kaydıyla, analize esas alınan ölçüt (Net Bugünkü Değer, İç Karlılık Oranı, Geri Ödeme Süresi, Katma Değer Etkisi, Kara Geçiş Analizi vb. herhangi bir ölçüt) üzerindeki etkisini görebilmek için yapılır.

Analizi yapan, kullandığı parametrelerden hata veya değişme olasılığı olan ve aynı zamanda seçmiş olduğu analiz ölçütünü (örneğin Net Bugünkü Değer) önemli oranda etkileyebilecek birini (örneğin satış fiyatı) seçer. Daha sonra bu değişkenin alabileceği en kötü ve en iyi değerlerle projenin NBD'ini yeniden hesaplar. Değişkenin en kötü, en iyi ve ortalama değeriyle (bunu başlangıçta kullanılan değer olarak düşünebiliriz) hesaplanan

üç NBD büyüklüğünü gözönünde bulundurarak proje analizi ile ulaşılan sonucu irdeler.

Duyarlılık analizinin ilk aşaması projenin hangi değişkene (indirgeme oranı, satış fiyatı, maliyet unsurlarından ya da yatırım kalemlerinden herhangi biri) daha fazla duyarlı olduğunu tesbit etmektir. Bu amaçla değişmesi muhtemel değişkenler için kullanılan analiz ölçütü, mesela NBD, her bir değişken için tek tek hesaplanır. NBD'i mutlak değer olarak en fazla değiştiren değişken proje için en kritik değişkendir. Bir başka ifadeyle, duyarlılık analizi çalışmasında kullanılan her bir değişkenin X ekseninde, her bir değişkenin muhtemel değerleriyle hesaplanan NBD'lerin ise Y ekseninde yer aldığı grafikler içerisinde eğrisi en dik olan grafiğin kullanıldığı değişken projedeki en kritik değişkendir.

Aşağıdaki tablolarda, A projesi için basit bir duyarlılık analizi çalışması örnek olarak verilmiştir. İndirgeme oranı başlangıçta yapılan proje analizinde % 10 olarak kullanılmış ve analiz ölçütü olarak Net Bugünkü Değer hesaplanmıştır. Örnekte nakit akımlarının hesaplanmasında kullanılan değişkenlerin (yatırım harcamalarında yer alan kalemler ile işletme dönemindeki gelir ve gider kalemleri) değişmeyeceği, ancak kullanılan indirgeme oranında ekonomik gelişmelere bağlı olarak artı-eksi 3 puanlık bir değişimin olabileceği varsayılmıştır. Buna göre normal olarak % 13 ve % 7 indirgeme oranları için projenin NBD'i yeniden hesaplanmış ve analiz sonucunun indirgeme oranında olabilecek artı-eksi 3 puanlık bir değişmeye duyarlılığı ölçülmeye çalışılmıştır.

| A Projesi Yatırım Harcamaları (Milyar TL.) |       |             |                          |
|--------------------------------------------|-------|-------------|--------------------------|
| i = % 10                                   |       |             |                          |
| T                                          | $I_t$ | $1/(1+i)^t$ | Yatırım Har.Bugünkü Değ. |
| 0                                          | 40    | 1           | 40                       |
| 1                                          | 50    | 0.909       | 45.5                     |
|                                            |       |             | 85.5                     |

| A Projesi Nakit Girişleri (Milyar TL.) |                  |             |                             |
|----------------------------------------|------------------|-------------|-----------------------------|
| i = % 10                               |                  |             |                             |
| T                                      | NNG <sub>t</sub> | $1/(1+i)^t$ | Nak. Girişleri Bugünkü Değ. |
| 2                                      | 15               | 0.826       | 12.4                        |
| 3                                      | 20               | 0.752       | 15                          |
| 4                                      | 25               | 0.685       | 17.1                        |
| 5                                      | 25               | 0.621       | 15.5                        |
| 6                                      | 30               | 0.565       | 17                          |
| 7                                      | 35               | 0.513       | 18                          |
|                                        |                  |             | 95                          |

% 10 indirgeme oranı ile A projesinin normal olarak hesaplanan NBD'i 9.5 Milyar TL.'dir (95.0-85.5).

| A Projesi Yatırım Harcamaları (Milyar TL.) |    |             |                          |
|--------------------------------------------|----|-------------|--------------------------|
| i = %13                                    |    |             |                          |
| T                                          | It | $1/(1+i)^t$ | Yatırım Har.Bugünkü Değ. |
| 0                                          | 40 | 1           | 40                       |
| 1                                          | 50 | 0.885       | 44.2                     |
|                                            |    |             | 84.2                     |

| A Projesi Net Nakit Girişleri (Milyar TL.) |                  |             |                             |
|--------------------------------------------|------------------|-------------|-----------------------------|
| i = % 13                                   |                  |             |                             |
| T                                          | NNG <sub>t</sub> | $1/(1+i)^t$ | Nak. Girişleri Bugünkü Değ. |
| 2                                          | 15               | 0.783       | 11.7                        |
| 3                                          | 20               | 0.694       | 13.9                        |
| 4                                          | 25               | 0.613       | 15.3                        |
| 5                                          | 25               | 0.543       | 13.6                        |
| 6                                          | 30               | 0.481       | 14.4                        |
| 7                                          | 35               | 0.426       | 14.9                        |
|                                            |                  |             | 83.8                        |

Yukarıdaki tablolarda % 13 indirgeme oranı ile projenin net nakit akımlarının bugünkü değerleri yeniden elde edilmiş ve NBD -0.4 Milyar TL. olarak hesaplanmıştır. Bu değer sıfıra oldukça yakın, ancak negatiftir.

Aşağıdaki tablolarda % 7 indirim oranı ile projenin NBD'i 21.4 Milyar TL. olarak elde edilmiştir. Bu rakam pozitif ve sıfırdan oldukça büyüktür. Bu sonuçlar projenin normal olarak kabul edilebileceğini, ancak indirim oranında 3 puanlık bir artış olması halinde projenin karlılığını yitireceğini göstermektedir.

| A Projesi Yatırım Harcamaları (Milyar TL.) |    |             |              |
|--------------------------------------------|----|-------------|--------------|
| i = % 7                                    |    |             | Yatırım Har. |
| T                                          | It | $1/(1+i)^t$ | Bugünkü Değ. |
| 0                                          | 40 | 1           | 40           |
| 1                                          | 50 | 0.935       | 46.7         |
|                                            |    |             | 86.7         |

| A Projesi Net Nakit Girişleri (Milyar TL.) |      |             |                                  |
|--------------------------------------------|------|-------------|----------------------------------|
| i = % 7                                    |      |             |                                  |
| T                                          | NNGt | $1/(1+i)^t$ | Nak. Girişlerinin Bugünkü Değeri |
| 2                                          | 15   | 0.873       | 13.1                             |
| 3                                          | 20   | 0.816       | 16.3                             |
| 4                                          | 25   | 0.763       | 19.1                             |
| 5                                          | 25   | 0.714       | 17.8                             |
| 6                                          | 30   | 0.667       | 20                               |
| 7                                          | 35   | 0.623       | 21.8                             |
|                                            |      |             | 108.1                            |

Duyarlılık analizi, bir değişkenin alabileceği değerlerle projenin kabul edilebilirliğinin test edilmesi amacıyla kullanılan, uygulaması basit ancak yukarıda verilen örnekte de görüldüğü gibi bazı durumlarda yetersiz kalabilen bir analiz yöntemidir. Örnekte % 13 indirim oranında proje karlı çıkmamaktadır. Bu itibarla, projenin kabul edilebilirliği konusunda kesin bir sonuca ulaşmak mümkün değildir. Bu durumda daha anlamlı bir sonuca ulaşabilmek için duyarlılık analizinin bir sonraki aşaması olan olasılık analizleri yapılmalıdır.

Duyarlılık analizi proje kapsamında yer alan değişkenlerin proje karlılığını nasıl ve ne derecede etkilediğini inceleyerek kritik olan değişkenleri belirlemeyi amaçlar. Ancak duyarlılık analizi her değişkenin olası değişme aralığını ve bu aralık içindeki her değer olası olduğunu göstermez. Bunları belirlemek olasılık analizinin temel amacıdır. Yani olasılık analizi her değişkenin olası değişme aralığını ve bu aralık içindeki her değer ortaya çıkma olasılığını ya da diğer bir deyişle, söz konusu olan her değişkenin olasılık dağılımını belirleme amacı taşır.

Proje kapsamında yer alan her değişken için bir olasılık dağılımı belirlemek çok zaman alıcı ve gereksiz bir işlemdir. Duyarlılık analizi ile kritik olduğu belirlenen değişkenlerin olasılık dağılımlarının belirlenmesi daha pratik bir yoldur. Bir değişkenin olasılık dağılımının belirlenebilmesi için, öncelikle o değişkene ilişkin sağlanabilen tüm bilgilerin bulunması gerekir. Değişkenlerin olasılık dağılımları ancak bu bilgilere dayalı olarak belirlenebilir.

### **2.3.8 Senaryo Analizi**

Senaryo analizi, değişkenlerin farklı fakat tutarlı bileşimlerini ve özel bir senaryoya göre gelir ve maliyetler için tahmin yürütür. Değişkenler birbirleriyle ilişkili olduğunda, yöneticiler projelerin farklı senaryolar altında nasıl olacağına bakmayı yararlı bulurlar. Senaryo tahmini yapanlar genellikle, bazı mutlak iyimser veya kötümser değerler vermektense, özel bir senaryoya göre gelirler veya maliyetler için bir tahmin vermeyi tercih ederler.

Senaryo analizinin geliştirilmiş şekline simulasyon analizi denir<sup>73</sup>. Burada görece olarak az sayıda senaryo oluşturmak yerine, analist tarafından saptanan bir olasılık dağılımına göre, bir bilgisayar değişkenlerin yüzlerce ya da binlerce olası bileşimini üretir. Değişkenlerin herbir kombinasyonu bir senaryo demektir. Değişkenlerin herbir bileşimi için projenin Net Bugünkü Değeri ve diğer çıkan sonuçları hesaplanabilir ve sonuçların tam olasılık dağılımları simulasyon sonuçlarından çıkarılabilir.

---

<sup>73</sup> BREALY, R.A., MYERS, S.C., MARCUS, A.J., a.g.e, s.212

### ***Monte Carlo Similasyonu***

Karar ağaçları, karar alternatiflerinin beklenen değerlerini hesaplar. Kavramsal olarak herhangi bir karar alma problemi karar ağaçları yöntemi ile çözülebilir olmakla birlikte çok sayıda olasılığı hesaplama konusunda hantal kalacak ve çok pratik olmayacaktır. Monte Carlo Similasyonu Beklenen Değerleri hesaplamak için istatistiksel örnekleme metodu kullanır. Bu teknik çok sayıda olası sonuç arasında kolayca değerlendirme yapar.

Bir simulasyon işleminde tipik işlem sırası aşağıdaki gibidir;

- İstatistiki olasılık dağılımı çeşitli gelişigüzel ve farklı olasılıkları temsil eder,
- Deterministik modeldeki rastgele değişkenlerin deneme değerlerini değiştir, modeli yeniden çöz, sonuç ve değerleri kaydet,
- Bir dosya içerisinde tamamlama için zaman ve maliyetleri, seçilmiş örneklerin sonuç değerlerini kaydet,
- Başa dön ve yeterli duyarlılık seviyesine ulaşıncaya kadar deneme sayısınca tekrar et,
- Çıkan sonuçları analiz et.

Deneme değerlerinin ortalaması yaklaşık beklenen değerdir. Şimdiki değerlerin ortalaması, yaklaşık Beklenen Parasal Değeri ifade eder.

### **2.3.9 Başabaş Noktası Analizi**

Kar'ın sıfır olduğu, ya da eşdeğer olarak, toplam gelirlerin toplam giderlere eşit olduğu satış düzeyi başabaş noktası olarak tanımlanır. Fakat bir muhasebe zararının ortaya çıkmamaması için ne kadar satış yapması gerektiğini sorgulamak yerine, projenin Net Bugünkü Değerinin pozitiften negatife döndüğü noktayı tesbit etmek daha doğru sonuç vermektedir.

Başabaş noktası analizi; İşletmenin tüm faaliyet giderlerini karşılayacak satış gelirlerini, Farklı satış düzeylerindeki faaliyet karını hesaplamaya yardımcı olur. Başabaş analizi, bir işletmenin toplam

gelirlerinin, toplam maliyet ve giderlerinin tamamını karşılamaya başladığı satış düzeyini (hasılatını ) belirtir.

Temel olarak sabit giderler, değişken giderler, satışlar ve kar arasındaki ilişkilerin incelenmesinde kullanılan bir analiz tekniğidir. İşletme giderlerinin tamamının değişken giderlerden oluşması durumunda kara geçiş noktasının saptanması gerekmez.

Başabaş Noktası Analizinin Dayandığı Temel Varsayımlar ;

- Toplam giderler, sabit giderler ve değişken giderler olarak iki grupta toplanmaktadır,
- Değişken giderler, sunulan hizmet ve üretim miktarına bağlı olarak aynı oranda değişmekte, birim başına sabit kalmaktadır,
- Birim satış fiyatı değişmemektedir,
- Tek tip mal ya da hizmet üretilmekte, birden fazla tip üretim varsa üretim bileşimi değişmemektedir,
- İşletmenin izlediği üretim ve fiyat politikalarında önemli değişiklikler yoktur,
- Maddi duran varlıklar çeşitli üretim hacminde aynı kalmaktadır,
- Üretim girdilerinden sağlanan verimlilik sabit olmaktadır,
- Genel fiyat düzeyi karardır,
- Satışlar ile stoklar arasında tam bir zaman uyumu mevcuttur.

Kullanım Alanları ;

- İşletmelerin faaliyetlerini zarardan koruyacak en düşük hizmet sunumu ve üretim miktarının bulunması
- Yeni yapılacak yatırımlarda en düşük kapasite kullanım oranının bulunması,
- Çeşitli hizmet ve üretim miktarındaki işletme sermaye gereksiniminin ve birim maliyetlerinin saptanması,

- Planlanan başabaş noktası ile gerçekleşen başabaş noktasının karşılaştırılmaları yapılarak uygulanan yönetim politikalarının değerlendirilmesi,
- Hizmet ve üretim, yatırım , satış fiyatı, politikaları ile ilgili kararlara yardımcı olmak,
- Satış fiyatındaki , gider ve talep değişmelerinin kara geçiş noktasına ve toplam kara etkisinin bulunması,
- En karlı ürün türlerinin seçilmesi, karlı üretim birleşimlerinin oluşturulması,
- En düşük satış fiyatının belirlenmesi,
- Kar hedeflerine ulaşmak için gerekli olan iş hacminin saptanması,
- İşletmenin üretim hacmini artırması durumunda, bunu karşılayacak olan satış hacminin belirlenebilmesi,
- Yeni yapılacak yatırımlarda risk derecesini ve emniyet marjını göz önünde bulundurarak en düşük üretim kapasitesinin belirlenmesi,

Başabaş Noktası Analizindeki Tanımlamalar ;

Sabit Giderler : Kısa sürede etkinlik hacmindeki değişmelere karşın değişmeden kalan ve katlanılmak zorunda olunan giderlerdir. Kapasite giderleri olarak da anılan sabit giderler belirli bir mamul üretimi için üretim birimlerinin hazır bulundurulması amacıyla yapılması gereken mutlak maliyet giderleridir.

Sabit giderler üretim sıfır dahi olsa değişmediği için, kapasite kullanım oranının değişmesi karşısında toplam gider tutarı değişmemekle birlikte, birim başına düşen sabit gider payı azalmaktadır. Bu ise işletmenin kapasite kullanım oranı arttıkça, atıl durumda bulunan kapasite maliyetlerinin üretimde kullanılarak verimli duruma geçmesi anlamına gelmektedir.

Değişken Giderler : İşletmenin üretimi miktarına bağlı olarak değişen giderlerdir. Mevcut kapasite büyüklüğünde üretim miktarındaki değişmeye bağlı olarak toplam değişken giderlerin tutarı da değişmektedir. Ancak,

Üretim miktarındaki değişme karşısında birim üretim başına düşen değişken maliyet payı aynı kalacağı için, değişken maliyet giderleri birim başına değişken karakter gösterir.

İşletmelerdeki değişken giderler ; üretim miktarı arttıķa genel olarak doğrusal biçimde artarken ve birim mamul başına değişmezken, birim başına değişken maliyetler aynı doğrusal değişim özelliğini göstermemektedir.

Yarı Değişken Giderler ; İşletmenin belli üretim düzeyine kadar değişmeyen belli bir düzeyden sonra artış gösteren giderleridir. Yarı değişken giderlerin sabit kısmı üretim mevcut olsa da olmasa da katlanılan giderlerdir. Değişken kısmı üretim arttıķa artan özellik gösterir.

İşletmelerdeki yarı değişken giderler; üretim miktarı arttıķa genel olarak artan ancak doğrusal biçimde artış göstermeyen giderlerdir. Bu tür giderlerin değişken kısımları değişken giderlere , değişmeyen kısımları da sabit giderlere eklenir.

Toplam Giderler ; İşletmenin sabit ve değişken giderlerinin toplamıdır.

Satış Hasılatı ; İşletmenin satış birimiyle birim satış fiyatının çarpılması sonucunda bulunan hasılattır.

Üretim Hacmi ; İşletmenin faaliyet düzeyini belirten miktar ve tutardır.

Katkı Payı ; Birim satış fiyatıyla birim değişken gider arasındaki farktır.

Katkı Payı Oranı ; Katkı payı tutarının satış tutarına oranıdır.

## Başabaş Noktası Formülleri

$$BBN_{Miktar} = \frac{\text{Toplam Sabit Giderler}}{\text{Birim Satış Fiyatı} - \text{Birim Değişken Gider}}$$

$$BBN_{Miktar} = \frac{\text{Toplam Sabit Giderler}}{\text{Katkı Payı}}$$

$$BBN_{Tutar} = \frac{\text{Toplam Sabit Giderler}}{1 - (\text{Birim Değişken Gider} \setminus \text{Birim Satış Fiyatı})}$$

$$BBN_{Tutar} = \frac{\text{Toplam Sabit Giderler}}{\text{Katkı Payı Oranı}}$$

## Grafik Yöntemiyle Başabaş Noktası Yöntemi

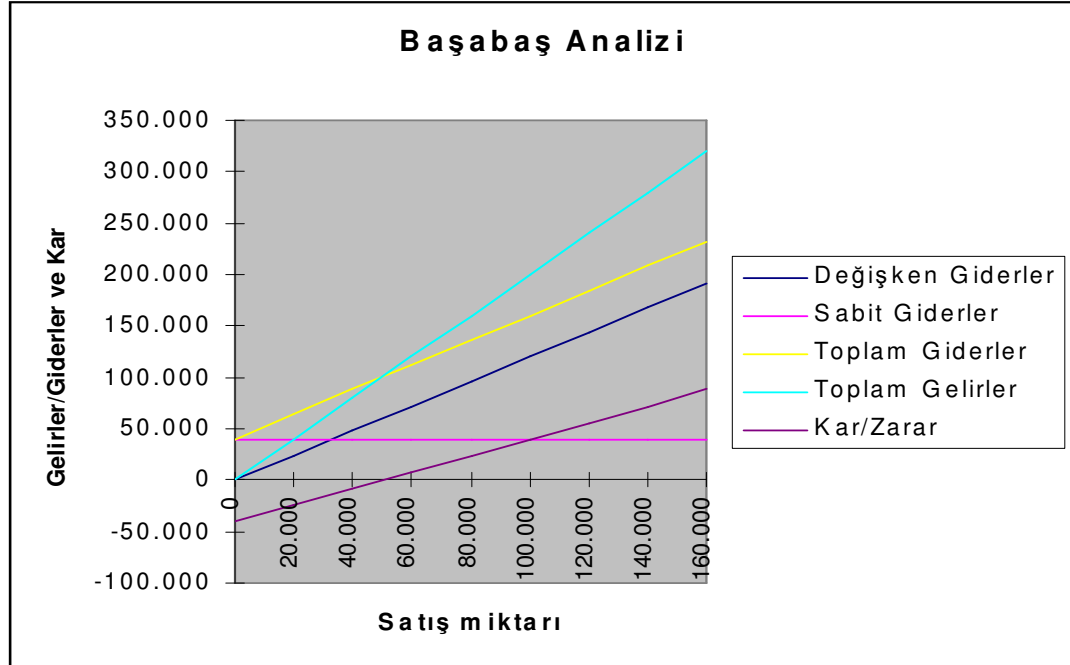
| Satış<br>Miktarı<br>(Ton) | Değişken<br>Giderler<br>(YTL) | Sabit<br>Giderler<br>(YTL) | Toplam<br>Giderler<br>(YTL) | Satış<br>Tutarları<br>(YTL) | Kar/Zarar<br>(YTL) |
|---------------------------|-------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------|
| 0                         | 0                             | 40                         | 40                          | 0                           | -40                |
| 20                        | 24                            | 40                         | 48                          | 40                          | -24                |
| 40                        | 48                            | 40                         | 88                          | 80                          | -8                 |
| 60                        | 72                            | 40                         | 112                         | 120                         | 8                  |
| 80                        | 96                            | 40                         | 136                         | 160                         | 24                 |
| 100                       | 120                           | 40                         | 160                         | 200                         | 40                 |
| 120                       | 144                           | 40                         | 184                         | 240                         | 56                 |
| 140                       | 168                           | 40                         | 208                         | 280                         | 72                 |
| 160                       | 192                           | 40                         | 232                         | 320                         | 88                 |

Sabit Giderler : 40.000 YTL,

Satış Fiyatı : 2 YTL,

Değişken Giderler : 1,2 YTL

Grafik Yöntemiyle Başabaş Noktasının Gösterilmesi ;

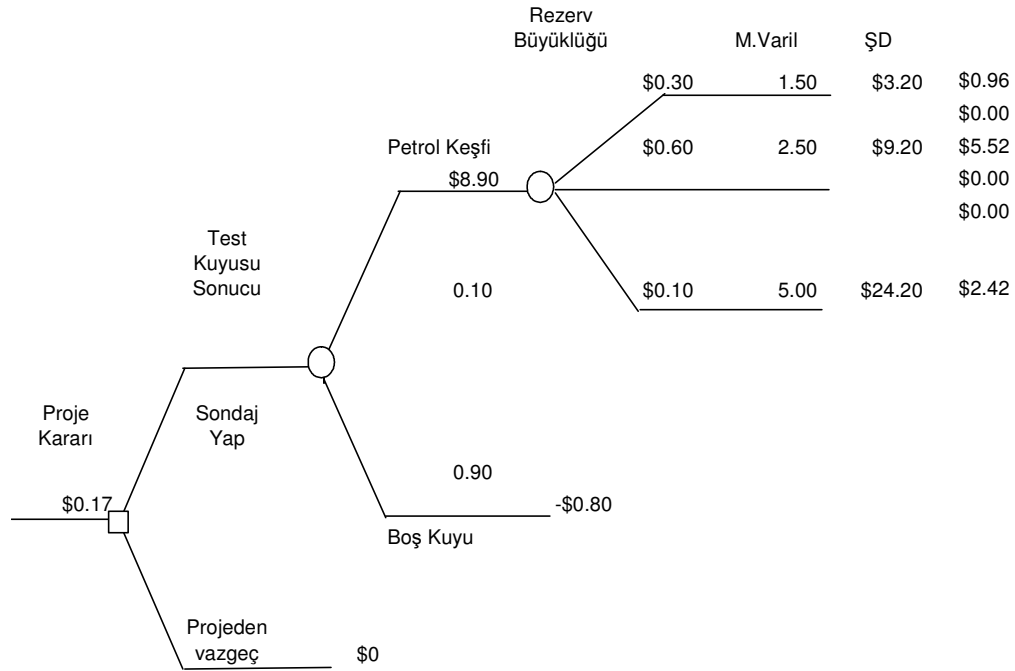


### 2.3.10 Karar Ağacı Yöntemi

Riskli alternatifler arasından seçim yapmak için kullanılacak kriter beklenen değeri en yüksek olanını seçmektir.<sup>74</sup> Karar ağacı, alternatif ardışık kararların ve oluşan sonuçların diyagramıdır. Karar ağaçları, genişleme ve vazgeçme opsiyonlarını içermektedir. Riskli alternatifler içerisinde beklenen parasal değeri en yüksek olanı seçmek gerekecektir.

Karar ağacı yöntemi, bir karar verme sürecindeki mantığı gözünde canlandırmak ve beklenen değerleri hesaplamak için uygun ve güçlü bir tekniktir. Konuyla ilgili basit bir örnek aşağıda gösterilmiştir;

<sup>74</sup> CLEMEN, Robert T. Making Hard Decisions, Second edition, 1996 .



Buradaki karar ağacı modeli bir arama test kuyusunun sondajının yapılıp yapılmamasını değerlendirmektedir. Bu işlem jeolojik verilerin sonuçlarını teyit edecek ya da reddedecektir. Eğer başarısız olunursa 0.8 milyon ABD Doları bir adet kuyu sondaj maliyeti zarar kaydedilecektir. Başarı durumunda ise olası rezerv durumuna göre beklenen parasal değerler üç kategoride gösterilmektedir.

- Sondaj kararının beklenen parasal değeri \$0.17 milyon'dur. Bu maliyet jeolojik çalışmalar sırasında gerçekleştiği için sondaj yapma ya da yapmama seçenekleri arasında maliyet farkı oluşturmamaktadır.

- Petrol keşfedilmesi durumunda test kuyusu operasyonları için oluşacak gelecekteki nakit çıkışlarının bugünkü değeri \$8.9 milyon'dur.

- Testler sonucunda elde edilecek sonuçlar iyimser, ortalama ve kötümser rezerv ve olasılık varsayımlarına göre hesaplanmıştır. Buna göre rezervin, %30 olasılıkla 1.5 milyon varil, %60 olasılıkla 2.5 milyon varil, %10

olasılıkla 5 milyon varil olması beklenmektedir. Bu olasılıklara göre projenin şimdiki değeri de sırasıyla \$3.2 milyon, \$9.2 milyon ve \$24.2 milyon olacaktır.

Tüm bu veriler doğrultusunda alternatiflerin beklenen parasal değerleri (BPD) aşağıdaki gibi hesaplanacaktır;

$$\begin{aligned}
 \text{BPD (Test Kuyusu Açılması)} : & \quad (0.30 * \$3.20) + (0.60 * \$9.20) + (0.10 * \$24.10) - \\
 & \quad (0.90 * \$0.8) \\
 : & \quad \$0.96 + \$5.52 + \$2.42 - \$0.72 \\
 : & \quad \$8.19
 \end{aligned}$$

Bu yöntemde problemi doğru tanımlamak çözümün yarısıdır.

Yatırım zamanlaması opsiyonları ;

Bazı durumlarda, projeler günün koşulları itibariyle hemen yatırım yapmayı mümkün kılmayan, ama gelecekte getiri fırsatı sunan seçenekler sunabilirler. Projenin kazanma potansiyeli kaybetme potansiyelinden yüksek ve bugün gerçekleştirilmesi halinde Net Bugünkü Değeri pozitif çıkmaktadır. Fakat buna rağmen proje hakkında ya şimdi ya da hiçbir zaman kararı verilememektedir. Bu durumda yatırımı hemen yapmak ya da ertelemek konusunda karar vermek zor olacaktır. Çünkü beklemek erken nakit akışlarını ertelemek ya da kaybetmek anlamına gelebilir. Bununla birlikte bekleyerek projeden olası olumsuzluklardan korunmakta mümkün olabilecektir.

Konuyu bir örnekle açıklayacak olursak ; Petrol üretim ve satış maliyetlerinin 12 \$/varil olduğu A sahasında, petrol fiyatlarının 10 \$/varil fiyatlarına düştüğü 1998 yılında yatırım ve üretim yapmak mümkün değildir. Ama bununla birlikte petrol fiyatları yükseldiğinde getiri potansiyeli yüksek, dolayısıyla bırakılıp terkedilemeyecek bir projedir. Nitekim günümüzde petrol fiyatları yukarıda bahsedilen fiyatlara göre neredeyse 7-8 kat artmış olup üretim ve yatırımın ertelenmesi bu kararı alanlar açısından makul olmayacaktır.

İdeal olanı, bir projenin firmaya, işler iyi giderse genişleme, iyi gitmezse vazgeçme veya üretimi değiştirme opsiyonu vermesidir<sup>75</sup>.

## **2.4 Yatırımlara Proje Finansmanı Sağlayan Uluslararası Kuruluşlar;**

Gelişmekte olan ülkelerde iç tasarruf düzeyinin düşük olması nedeniyle yatırımlar için ayrılacak içkaynaklar büyüme ihtiyacını karşılamak için genellikle yeterli olmamaktadır. Bu nedenle kamu sektörü yatırımlarının ve büyük tutarlı yatırımların dış finansman ihtiyacı uluslararası kalkınma örgütlerinden, diğer devletlerden, ve finans kuruluşlarından alınan kredilerle sağlanmaktadır. Proje kredileri, yetersiz iç kaynakları tamamlayıcı bir rol oynamakta ve bu kredilerin şartları (vadesi, geri ödemesiz süre, ve faiz oranı vb.) belli bir proje olmaksızın doğrudan alınan kredilere göre daha uygun olabilmektedir. Dış borç stokundaki artış ve kaynağın kesilmesi durumunda kullanılan dış kaynakların maliyeti artacaktır.

### **2.4.1 Avrupa Yatırım Fonu**

1994 yılında Avrupa Yatırım Bankası ("AYB"), Avrupa Birliği Komisyonu ile Avrupa Bankaları ve mali kurumları tarafından ortaklaşa kurulmuş bir Avrupa Birliği mali kurumudur. Yapısı; AYB (%61), Avrupa Komisyonu (%30), Finansal Kuruluşlar (%9). Fon'un kayıtlı sermayesi 2 milyar ECU'dür ve bunun 800 milyon ECU'sü Avrupa Yatırım Bankası, 600 milyon ECU'lük kısmı Avrupa Birliği ve 384 milyon ECU'lük kısmı da finansal kuruluşlar tarafından konmuştur. Fon kurulduğundan beri 711 milyon ECU tutarındaki faaliyetleri onaylamış ve 1994 yılında yaklaşık 515 milyon ECU garanti imzalamıştır

Fonu, AB'ne üye 15 ülkenin (Avusturya, Belçika, Danimarka, Finlandiya, Fransa, Almanya, Yunanistan, İrlanda, İtalya, Lüksemburg, Hollanda, Portekiz, İspanya, İsveç, İngiltere) finans kuruluşları, Avrupa

---

<sup>75</sup> BREALY, R.A., MYERS, S.C., MARCUS, A.J., a.g.e, s.223

Yatırım Bankası ve Avrupa Birliği (Avrupa Komisyonu tarafından temsil ediliyor) oluşturmaktadır.

Avrupa Yatırım Fonu'nun temel faaliyet alanları, KOBİ'lere kredi veren bankalar, leasing şirketleri, garanti kurumları, karşılıklı garanti fonları ve diğer mali kurumlara portföy garantisi sağlamak ve yenilikçi, büyüme potansiyeline sahip KOBİ'lere kaynak sağlayan risk sermayesi fonlarına katılmaktır. SME'ye destek dışında, desteklenen diğer projeler arasında; Hızlı tren hattını kapsayan demiryolu ağı, kırsal ulaşım ağı sistemleri, doğalgaz boru hattı, optik fiber networkler, paralı karayolu, köprü ve tüneller, limanlar, havaalanları, elektrik bağlantıları, data networkler, cep telefonları alanları yer almaktadır.

#### **2.4.2 Deniz Aşırı Ekonomik İşbirliği Fonu**

DEİF Japon hükümetinin ekonomik kalkınmayı hızlandırmak için sosyal ve ekonomik altyapı ihtiyacı gösteren ülkelere uzun vadeli ve düşük faizli kredi sağlayan finans örgütüdür. “Resmi kalkınma yardımı” olarak adlandırılan kredileri ile gelişmekte olan ülkelerdeki kamu kuruluşlarına finansman sağlar. DEİF'in kalkınmakta olan ülkelere sağladığı krediler dünyanın en büyük yardım örgütü olan Dünya Bankası kredilerinin yaklaşık yarısı tutarındadır. 1961-1996 yılları arasında DEİF 15,8 trilyon yeni kamu kuruluşlarına olmak üzere 16,3 trilyon yen kredi anlaşması onaylamıştır. Örgüt temel olarak elektrik, gaz, ulaştırma, haberleşme ve tarım gibi ekonomik altyapı projelerine kredi vermektedir. Türkiye DEİF'ten 1971-1996 yılları arasında 347 milyon Yen tutarında kredi onayı almıştır. Bu kredilerin ortalama faiz oranı %3,9 ve geri ödeme süresi 24 yıldır. Bu sürenin ortalama 6,7 yılı geri ödemesizdir.

#### **2.4.3 Dünya Bankası**

Dünya Bankası, Dünya Bankası Grubunu oluşturan beş farklı kurumdan oluşmaktadır;

Uluslararası Yeniden Yapılanma ve Kalkınma Bankası, veya IBRD, orta gelirli ülkelere kredi ve kalkınma yardımı sağlar. IBRD kendi fonlarının çoğunu uluslararası sermaye piyasalarında tahvil satışı yoluyla elde eder. Uluslararası Kalkınma Birliği, veya IDA, Dünya Bankası'nın yoksulluğu azaltma misyonu desteklemede kilit rol oynar. Onun yardımı en yoksul ülkeler kişi başına geliri \$885'ten az olan üzerindedir, ki onlara faizsiz kredi ve hibeler verir. IDA, kendi mali kaynaklarının çoğu için zengin üye ülkelerden ve bazı gelişmekte olan ülkelerden gelen katkılara dayanır.

Uluslararası Finans Kuruluşu, veya IFC, özel sektör yatırımlarını finanse ederek ve hükümetlere ve işletmelere teknik yardım ve bilgi sağlayarak gelişmekte olan ülkelerde büyümeyi destekler. Özel yatırımcılarla ortaklık halinde, IFC gelişmekte olan ülkelerde iş girişimleri için hem kredi hem de sermaye finansmanı sağlar.

Çokyanlı Yatırım Garanti Kurumu, veya MIGA, ticaret dışı risklerin neden olduğu zararlara karşı yabancı yatırımcılara garantiler sağlamak suretiyle gelişmekte olan ülkelerde doğrudan yabancı yatırımları teşvik eder. MIGA aynı zamanda gelişmekte olan ülkelerin yatırım imkanlarını desteklemesine teknik yardım sağlar ve yatırım önündeki muhtemel engelleri ortadan kaldırmak için hukuk hizmetlerini kullanır.

Uluslararası Yatırım İhtilafları Uzlaşma Merkezi, veya ICSID, uzlaşma veya tahkim yoluyla yabancı yatırımcılar ile ev sahibi ülkeler arasındaki yatırım ihtilaflarının çözülmesi için imkan sağlar.

Dünya Bankası Grubu, üye ülkelerin hissedar olduğu bir kooperatif gibi işletilir. Bir ülkenin sahip olduğu hisse sayısı kabaca o ülkenin ekonomisinin büyüklüğüne bağlıdır.<sup>76</sup>

Nihai Karar Makamı ; Dünya Bankası'nın hükümet hissedarları bir Guvernörler Kurulu tarafından temsil edilir. Genel olarak bu guvernörler bakanlardır, Maliye Bakanları veya Kalkınma Bakanları gibi. Guvernörler, Dünya Bankası'nda nihai politika belirleyicilerdir. Dünya Bankasının yıllık toplantılarında yılda bir kez toplanırlar.

<sup>76</sup><http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/COUNTRIES/ECAEXT/TURKEYINTURKISHEXTN/0,,contentMDK:20576367~pagePK:1497618~piPK:217854~theSitePK:455688,00.html>

Günlük Karar Verme ; Bakanlar yılda bir kez toplandığı için, özel görevlerini İcra Direktörlerine devrederler, onlar da Dünya Bankası'nda fiilen çalışırlar. Dünya Bankası Grubunun her üye hükümeti, bir İcra Direktörü tarafından temsil edilir. En büyük beş üye – Fransa, Almanya, Japonya, İngiltere ve Amerika Birleşik Devletleri – birer İcra Direktörü atarlar, öte yandan diğer ülkeler 19 İcra Direktörü tarafından temsil edilir.

IBRD, Dünya Bankası'nın esas borç verme organı, parasının çoğunu genellikle mali kurumlar, emeklilik fonları ve diğer kurumsal para yöneticileri ve bunun yanı sıra merkez bankalarına AAA-dereceli Dünya Bankası tahvilleri satmak suretiyle dünya mali piyasalarından elde eder. Ancak, diğer kurumların aksine, Dünya Bankası kar amacı gütmeyen yüksek kredi reytingini, kredi alan gelişmekte olan ülkelere düşük faizle finansman aktarmada kullanır.

Tüm Dünya Bankası kredilerinin yaklaşık dörtte birini oluşturan IDA fonları, en yoksul ülkelere faizsiz kredi ve hibe sağlar. Yaklaşık 40 bağışçı IDA kolaylığını – yoksul ülkelere faizsiz yardımda dünyanın en büyük kaynağı her üç yılda bir tazeler, böylelikle onların programlarını sürdürmelerini sağlar. IDA aynı zamanda bağışçı ülkelere ve diğer uluslararası kuruluşlardan yardımı harekete geçirir ve koordine eder.

#### *Uluslararası Yeniden Yapılanma ve Kalkınma Bankası (IBRD)*

1945 yılında kurulan IBRD, orta gelir grubundaki gelişmekte olan ülkelere finansal kaynak ve teknik yardım vermektedir. 184 üye ülkesi bulunan örgüt, 2002 mali yılı içerisinde 40 ülkedeki 96 projenin desteklenmesi için 11.5 milyar dolar tutarında kredi sağlamıştır. Kuruluşundan bu yana IBRD'nin kullandığı kredi miktarı 295 milyar ABD dolarıdır.

#### *Uluslararası Kalkınma Birliği (IDA)*

1960'da kurulmuştur ve 162 üyesi vardır. Fakir ülkeler grubuna finansal destek sağlamaktadır. Dünya Bankası kriterlerine göre kişi başına

düşen milli gelir seviyesi 1,345 ABD dolarının altında olan ülkeler IDA kredilerinden yararlanabilirler. Türkiye geçmiş yıllarda IDA'dan sağlanan kredilerle 10 proje yürütmüş ve 179 milyon ABD doları kredi kullanmıştır. Türkiye'nin kişi başına düşen milli gelir seviyesi günümüzde IDA koşullarından yüksek olduğundan, IDA kredisi kullanamamaktadır.

#### *Çok Uluslu Yatırım Garanti Ajansı (MIGA)*

1988 yılında kurulmuştur ve 154 üyesi bulunmaktadır. Amacı politik risklere karşı finansman kuruluşlarına garanti vererek yabancı sermayenin gelişmekte olan ülkelere akışını kolaylaştırmaktır. Türkiye MIGA'nın portföyündeki ev sahibi ülkeler arasında 10., yatırımcı ülkeler arasında 11. sırada yer almaktadır.

#### *Uluslararası Yatırım Anlaşmazlıkları Çözüm Merkezi (ICSID)*

1966 da kurulmuştur ve 134 üyesi vardır. Yatırım uyuşmazlıklarında uzlaşma ve tahkim olanakları sağlayarak yabancı yatırımı teşvik etmeye çalışmaktadır. Tahkim hukuku ile yabancı sermaye hukuku alanında araştırma ve yayın faaliyetleri de vardır.

#### *Uluslararası Finans Kurumu (IFC)*

Dünya Bankası Grubu'nun özel sektör ayağıdır. Fakirliği azaltmak ve yaşam kalitesini yükseltmek adına gelişmekte olan ülkelere, sürdürülebilir özel sektör yatırımlarını desteklemek misyonu ile 1956 yılında kurulmuş olan ve operasyonlarını sürdüren dünyanın en büyük uluslar arası finansman kurumudur.

IBRD ve IDA, kamu sektörüne borç verirken, IFC, doğrudan özel sektöre borç vermektedir. IFC, özel sektöre uzun -vadeli borçlar, pasif yatırımları, garanti sözleşmeleri ve stand-by finansmanı, risk yönetimi ve yarı-pasif araçlar, tercihli hisse senetleri ve gelir tahvilleri ihracı gibi araçlarla borç sağlamaktadır. 140 ülkede kendi öz kaynaklarını kullanarak yaklaşık 49 milyar \$'lık yatırım yaparken, 3.320 şirkette 24 milyar'lık sendikalaşma yaratmıştır. 6 bölgesel departmana ayırdığı 168 üyesi bulunmaktadır. Orta ve

Güney Sahra-Afrika, Doğu Asya ve Pasifik, Güney Asya, Avrupa ve Orta Asya, Latin Amerika ve Karayip Adası, Orta Doğu ve Kuzey Afrika

Her bölgesel departman, IFC'nin stratejilerinin kendi bölgesinde uygulanması ve müşteri ilişkilerinden sorumludur. Ayrıca IFC'nin ilgili ülkenin hükümetleri, yerel hissedarları, üst düzey yönetimi, medya ve halkla ilişkilerini idare etmektedir. Avrupa ve Orta Asya'da IFC, Yaklaşık 10 yıldır sürdürdüğü operasyonları ile Avrupa ve Orta Asya 'daki 600 şirkete 10.9 milyar \$'lık yatırım yapmıştır. Bu bölgedeki şu andaki temsili portföyü ise 6.4 milyar \$ değerindedir. Yatırım yaptığı sektörler, finansal pazarlar, tarım ve tarım ticareti, IT, imalat ve perakende satışı kapsamaktadır. Küçük ve orta ölçekli işletmeleri finansal ve teknik danışmanlık ile desteklemeye devam etmektedir. IFC Türkiye de Avrupa ve Orta Asya Departman'ında yer almaktadır.

Yatırım ortakları ile birlikte, bu bölgede güvenilir arz ve dağıtım zincirleri geliştirerek yerel tedarikçilerin ve distribütörlerin daha iyi üretim ve yönetim uygulamaları yapmaları adına tavsiyeler geliştirmektedir. Ayrıca, yerel şirketlerin kurumsal yönetim, çevresel ve sosyal uygulamalarını iyileştirmelerine yardım etmektedir.

Hükümetlere iş hukukuna ait düzenlemeleri iyileştirmeleri konusunda tavsiyelerde bulunmaktadır.

Türkiye 1956'da IFC üyesi olmuştur. 1970'ten beri Türkiye'de IFC öz kaynaklarını kullanarak yaklaşık 2,5 milyar \$'lık anahtar sektörler yatırım yaparken, 1,6 milyar \$'lık sendikalaşma yaratmıştır. 2001 krizinin ardından IFC Pazar esnekliği yüksek güçlü kazanç elde edilebilecek anahtar sektörler yatırımlarına odaklanmıştır. 2001 krizinden bu yana 768 milyon \$'lık kendi öz kaynağını Türkiye'ye akıtmıştır. Mart 2005 itibarıyla Türkiye IFC'nin 5. Büyük borç verdiği ülkedir. Türkiye'deki şu andaki temsili portföyü ise 930 milyon\$ değerindedir.

Türkiye'de yürütülen öncü ve yenilikçi projeler;

IFC uzun zamandır Türkiye'yi finansal pazarlarda desteklemiş ve ilk leasing kurumu gibi pek çok ilkin öncüsü olmuştur.

Deprem Bölgesini Kalkındırma uygulamalarını destekleyerek, depremden etkilenen bölgelerdeki özel sektör girişimlerine yeniden inşa ve genişleme sağlanması için kredi sağlamıştır.

Doğalgaz dağıtımında yatırımlar hedeflenmektedir. Bu yatırımlar endüstriye ve tüketiciye enerjiyi düşük fiyatlarla ulaştırarak çevresel kirlenmeyi azaltma amacı taşımaktadır.

Sağlık ve eğitim sektörlerinde, diğer projelere de öncü olması açısından İstanbul Acıbadem Hastanesi, Bilgi Üniversitesi ve Ankara MESA Hastanesi'ne borç vermiştir. IFC Stratejisi Türkiye'nin ekonomik programını desteklemektedir.

IFC finans sektörü ile mevcut müşterileri olan şirketlerin yeniden yapılandırılması ve yeniden kapitilizasyonuna odaklanmıştır.

Hızlı ve sürdürülebilir ekonomik kalkınma için, özelleştirmeleri, işletmelerin bölgesel genişleme çabalarını ve ithalatı desteklemektedir.

Orta ölçekli bankaların bilançolarını güçlendirmeyi, finansal firmaların kapasitelerini geliştirmesine yardımcı olmayı, leasing, sigortacılık, ipotek finansmanı, mikro finans ve sözleşmeli tasarruf gibi alanlarda yeni hizmetlerin oluşumunu hedeflemektedir. Kısıtlı finansal erişimi olan girişimciler için finansman sağlamak amacıyla ticari mikrofinans endüstrisindeki kalkınmaya odaklanmaktadır.

İmalat sektöründe, yurt dışı yatırım yapan firmalara özel ilgi göstermekte ve Türk şirketlerinin riskini azaltarak rekabet edebilir hale gelmesine yardımcı olmaktadır. Ayrıca bazı bankaların bölgesel yatırımını desteklemektedir.

IFC Türkiye Projelerinden Örnekler ;Şişecam Grubu'nun Bulgaristan'daki iki cam projesi (Trakya ve Paşa), Arçelik Romanya'daki tek buzdolabı üreticisidir. (Arctic), Intercity, Assan IV, TEB IV, Borusan Holding,

MESA Grubu, BEKO, Eczacıbaşı, Soktaş, Modern Karton, Conrad, Assan, Banvit, Gümüşsuyu gibi şirketlerde modernizasyon ve yeniden yapılandırma çalışmaları, Bakü- Ceyhan Boru Hattı finansmanı.

Gelecekte IFC Türkiye’de, Özelleştirme programı hızla devam ettiği sürece, altyapı sektörüne (elektrik, limanlar, lojistik) daha çok öncelik verecek ve başı çeken özelleştirmeler için yabancı direk yatırımları Türkiye’ye çekmeye çalışacaktır. Aynı zamanda, küçük ölçekli işletmelere ve mikro-girişimcilere verdiği danışmanlık ile finansal kurumlar tarafından göz ardı edilmiş kritik sektörler daha çok destek verecektir.

IFC’den Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı aşağıdaki tabloda detay bilgileri verilen kredileri kullanmıştır<sup>77</sup>;

|                        | 1916-TU No’lu Petrol Arama Kredisi | 1917-TU No’lu Petrol Üretimini Yükseltme Kredisi | 2327-TU No’lu Trakya Gaz Arama Kredisi |
|------------------------|------------------------------------|--------------------------------------------------|----------------------------------------|
| Anlaşma Tarihi         | 24-Nov-1980                        | 24-Nov-1980                                      | 30-Jun-1983                            |
| Kredi Tutarı (USD)     | 25,000,000.00                      | 62,000,000.00                                    | 55,200,000.00                          |
| Toplam Kullanım        | 23,175,442.10                      | 54,606,110.24                                    | 41,636,697.72                          |
| Ödemesiz Süre          | 5 Yıl                              | 5 Yıl                                            | 5 Yıl                                  |
| Ödeme Başlangıç Tarihi | 8/1/1985                           | 8/1/1985                                         | 9/15/1988                              |
| Faiz Oranı             | %11.1                              | %11.1                                            | (*)                                    |
| Anapara Ödemeleri      | 6’şar aylık 26 taksit              | 6’şar aylık 26 taksit                            | 6’şar aylık 26 taksit                  |
| Vade Sonu              | 01 Şubat 1998                      | 01 Şubat 1998                                    | 15 Eylül 2000                          |

#### *Dünya Bankası’nda Proje Finansmanı;*

Dünya Bankası kalkınmakta olan ülkelerde proje finansmanına borçlar ve garantiler olmak üzere iki şekilde katılmaktadır;

#### *Borçlar ;*

Üyesi olan ülkelerdeki kamu ve özel kuruluşlara finansman sağlamaktadır. Ancak bu borçların geri ödemesi ilgili ülke tarafından garanti edilmelidir. Sağlanan borçlar ülkenin durumuna göre değişmekle birlikte geri

<sup>77</sup> TPAO 1983 yılı Faaliyet Raporu.

ödemesi 3 ila 5 yılda başlamak üzere, 15 ila 20 yıl sürelidir. Orta ve uzun vadeli bu borçlara projeden projeye değişen üç tip faiz uygulanmaktadır:

1. Değişen oranlı döviz sepeti
2. Değişen oranlı tek para
3. Sabit oranlı tek para.

Genel olarak kredinin sağlanmasında iki yöntem vardır:

1. Doğrudan Projeye Borç: Dünya Bankası projenin sahibi kuruluşla proje kredisi için anlaşma yapar. Öte yandan projenin yürütüleceği ülke ile Banka arasında borçların geri ödeme garantisi için anlaşması imzalanır. Eğer proje bir kamu kuruluşuna ait ise ayrıca bu garanti proje performansını da kapsayabilir.

2. Doğrudan Ülkeye Borç: Borç projenin sahibi kuruluş yerine ilgili ülkeye verilebilir. Ülke ile Banka borç anlaşması yapar. Daha sonra bu borcun kullanımı için ilgili ülke ile yatırımcı kuruluş anlaşma imzalar. Ayrıca Dünya Bankası ile yatırımcı kurulu arasında projenin uygulaması ile ilgili çeşitli yükümlülükler içeren “proje anlaşması” yapılır.

Garantiler ;

IBRD üye ülkedeki bir projeye kredi veren finans kurumuna geri ödeme konusunda garanti sağlayarak o ülkeye sermaye akışına katkıda bulunabilir. Bu durumda borç, ilgili ülke tarafından IBRD’ e karşı garanti edilmelidir.

Garantiler iki ana grupta incelenebilir:

1. Kısmi Risk Garantisi: Ticari finansör yatırımın sahibi kuruluşla bir kredi anlaşmasıyla birlikte, yatırımın gerçekleştiği ülke ile alacaklıyı belirli risklere (örneğin projenin hükümetler tarafından durdurulması) karşı garanti anlaşması yapar. Dünya Bankası alacaklıyı bir grup ya da bütün risklere karşı koruyacak bir garanti verir. İlgili ülke bu garantiyi Dünya Bankası’na karşı garanti etmelidir. Buna ek olarak, Dünya Bankası projenin sahibi kuruluşla bir proje anlaşması yapabilir.

2. Kısmi Kredi Garantisi: Projeyi yürüten kuruluşla finansör bir kredi anlaşması yaparlar. Dünya Bankası bu kredi ile ilgili vadesi gelmiş borçların ödenmesini finansöre garanti eder. Karşı garanti ya da teminat ilgili ülke tarafından Dünya Bankası'na verilir. Dünya Bankası projenin uygulaması yönünde yatırımcı kuruluşla birtakım yükümlülükler getiren 'Proje Anlaşması' yapabilir.

#### Proje Döngüsü ;

Mevcut kalkınma politikası altında Banka, ülkeler tarafından sahip olunan, geniş paydaş desteğine sahip programların başarı şansının çok daha yüksek olduğu inancıyla, hükümetlerin kalkınma stratejileri hazırlama ve uygulamada başrolü oynamasına yardım etmektedir.

#### 1.Sürecin Başlangıcı-Yoksulluk Azaltma Stratejisi (PRS)

Bazı düşük gelirli ülkelerde Banka, Yoksulluk Azaltma Stratejisi (PRS) yaklaşımı kullanmaktadır. Bu süreçte, ulusal yoksulluğu azaltma stratejisi ülke tarafından hazırlanır, ulusal önceliklerin arkasında programları daha iyi koordine etmek ve dizmek için bağışçılara bir çerçeve yaratır. Hükümet, yerel grupların geniş kesitine danışır ve bunu ülkenin toplumundaki yoksulluğun kapsamlı analizi ve ekonomik durumu ile birleştirir. Hükümet bu süreçten kendi önceliklerini belirler ve üç ila beş yıllık bir dönemde yoksulluğu azaltma hedefleri belirler. Bunlar Yoksulluk Azaltma Stratejisi Dokümanında (PRSP) açıklanır. Banka ve diğer yardım kurumları, kendi destek çabalarını ülkenin kendi stratejisi ile uyumlu hale getirir– ki bu kalkınma etkinliğini iyileştirmenin kanıtlanmış bir yöntemidir.

Banka'nın bir ülke ile çalışmasının tasarımı, bir Ülke Destek Stratejisine (CAS) dayalıdır, ki bu, düşük gelirli ülkeler durumunda ülkenin Yoksulluk Azaltma Stratejisi Dokümanında bulunan önceliklerden çıkarılmıştır.

#### 2.Tespit aşaması

Banka ekipleri, mutabık olunan kalkınma hedeflerinin bir parçası olarak finanse edilebilecek projeleri tespit etmek için hükümet ile birlikte çalışır. Bir proje tespit edildiğinde Banka ekibi bir Proje Konsept Notu (PCN) yaratır, ki bu, projenin temel unsurları, önerilen hedefi, muhtemel riskleri, projeyi yürütmenin alternatif senaryoları ve proje onay süreci için muhtemel takvimi ortaya koyan dört ila beş sayfalık bir iç dokümandır

### 3.Hazırlık Aşaması

Banka'nın birlikte çalıştığı ülke tarafından yönlendirilir ve önerilen projenin karmaşıklığına dayalı olarak birkaç aydan üç yıla kadar sürebilir. Banka, istenilen yerde analiz ve danışmanlık sunarak destekleyici rol oynar. Projenin karşı karşıya olduğu teknik, kurumsal, ekonomik, çevresel ve mali konular etüt edilir ve ele alınır – olabilecek alternatif yöntemler dahil. Projelerin çevre bakımından sağlam ve sürdürülebilir olmasını sağlamak için Banka finansmanı için teklif edilen projelerden bir değerlendirme istenir Çevre Değerlendirmesinin kapsamı projenin kapsam, ölçek ve muhtemel etkisine bağlıdır.

### 4.Değerlendirme Aşaması

Banka, sürecin bu bölümünden sorumludur. Banka personeli, tespit ve hazırlık esnasında yapılan işi inceler, genellikle müşteri ülkede üç ila dört hafta geçirir. Banka yönetimi için ya Proje Değerlendirme Dokümanları (yatırım projeleri) ya da Program Dokümanları (düzeltme operasyonları) hazırlarlar ve Mali Yönetim takımı da projenin mali yönlerini değerlendirir. Bu aşamada PID güncellenir. Bu dokümanlar proje onaylandıktan sonra halka açıklanır .

### 5.Müzakere ve Onay Aşaması

Banka ve fon talep eden ülke, projenin nihai şekli üzerinde müzakere eder. Her iki taraf, kredinin kayıt ve şartları üzerinde mutabakata varır. Proje Değerlendirme Dokümanı (PAD) veya Program Dokümanı (PGD) Başkanın Memorandumu ve hukuk dokümanları ile birlikte onay için Banka'nın İcra Direktörleri Kuruluna sunulur. Uygun dokümanlar, bakanlar kurulu veya

yasama organı tarafından onay gerektiren hallerde, kredi alan hükümet tarafından nihai onaya sunulur. Her iki tarafın onayından sonra, kredi anlaşması tarafların temsilcileri tarafından resmen imzalanır. Bu yapıldıktan sonra ikraz veya kredinin, ilgili şartlar karşılandıktan sonra geçerli olduğu veya ödeme için hazır olduğu ilan edilir ve anlaşma halka açıklanır.

#### 6.Uygulama ve Denetim Aşaması

Projenin uygulanması kredi alan ülkenin sorumluluğudur, Banka ise denetimden sorumludur. Kredi onaylandığında, kredi alan hükümet Banka'dan teknik destek ile şartnameyi hazırlar ve proje için mal ve hizmetlerin tedarikine ilişkin teklifleri değerlendirir. Banka, satın alma kılavuzunun izlendiğini kontrol etmek için bu faaliyeti inceler. Eğer uyulmuşsa, fonlar ödenir. Banka'nın Mali Yönetim Takımı periyodik olarak denetlenmiş mali tabloları istemek dahil projenin mali yönetimini sürekli denetler. Uygulama Tamamlama Raporu, kredi ödeme dönemi (1 ila 10 yıl arasında) sona erdiğinde, başarıları, problemleri ve çıkarılan dersleri ortaya koyan bir tamamlama raporudur, bilgilendirme amacıyla Banka İcra Direktörleri Kuruluna sunulur.

#### 7.Değerlendirme Aşaması

Bir projenin tamamlanmasını müteakip, Banka'nın Operasyon Değerlendirme Departmanı, başlangıç hedefleri karşısında sonuçlarını ölçen bir denetim yapar. Denetim, proje tamamlama raporunun incelenmesi ve ayrı bir raporun hazırlanmasını kapsar. Her iki rapor icra direktörlerine ve kredi alana sunulur. Bunlar halka açıklanmaz.

#### **2.4.4 Avrupa Yatırım Bankası (AYB) (European Investment Bank)**

Avrupa Yatırım Bankası, 1958 yılında Roma Antlaşması ile kuruldu. Merkezi Lüksemburg'dadır. Avrupa Yatırım Bankası, Avrupa Birliği'nin uzun vadeli krediler veren ve kar amacı olmayan mali kuruluşu niteliğini taşımaktadır. Avrupa Yatırım Bankası AB içinde bağımsız, tüzel bir kişiliğe ve mali özerkliğe sahip bir kuruluştur.

Avrupa Yatırım Bankası'nın üyeleri Avrupa Birliği Üyesi Devletlerdir. Avrupa Yatırım Bankası proje maliyetinin %50'sine kadar finansman imkanı sağlamaktadır.

Avrupa Yatırım Bankası'nın öncelikli hedefi Avrupa Birliği'nin dengeli gelişimine katkıda bulunmaktır. Bunun yanı sıra AYB trans-Avrupa ulaşım ve telekomünikasyon ağlarının geliştirilmesine, çevrenin korunmasına, enerji kaynaklarının devamlılığının sağlanmasına ve endüstri ve küçük işletmelerin uluslararası düzeyde rekabet gücünün artırılmasına yönelik projelere finansman sağlamaktadır. Avrupa Yatırım Bankası Avrupa Birliği haricinde de Birliğin üye olmayan ülkelere yönelik işbirliği politikasının hayata geçirilmesine yardımcı olmakta, Afrika, Karayipler ve Pasifik ülkelerinde, Akdeniz havzasında, Orta ve Doğu Avrupa'da, Latin Amerika'da ve Asya'da faaliyette bulunmaktadır.

Avrupa Yatırım Bankası'nın idari yapısını Guvernörler Kurulu, Direktörler Kurulu ve İdari Komite (Yönetim Komitesi) oluşturur. Avrupa Yatırım Bankası kredilerine aday olan projeler, aşağıda sıralanan AYB amaçlarından en az birine uygun olmalıdır: Dengeli bölgesel kalkınma, iletişim ağlarının oluşturulması, çevre koruma ve kentsel gelişme, rekabetçi sanayi ve hizmet sektörleri, enerji tasarrufu ve kaynakların akılcı kullanımı.

AYB'nin sermayesi AB'ye üye ülkeler tarafından karşılanır. Her ülkenin katkı payı, ekonomisinin Birlik içerisindeki ağırlığı ile doğru orantıdadır. Üye ülkeler tarafından sağlanan bu destek, AYB'nin uluslararası sermaye piyasalarındaki kredi notunu en yüksek seviyeye çıkartmış ve bankanın dünyanın önde gelen kredi kuruluşlarından birisi haline gelmesini sağlamıştır.

Avrupa Yatırım Bankası'nın fonlarının yüksek kredibiliteye sahip olması (AAA) nedeniyle AYB en uygun koşullarda çok yüksek miktarlarda kaynak bulabilmektedir. AB'nin genişlemesi ve büyümesi Avrupa Yatırım Bankası'na da yansımıştır. AYB'nin 1958 yılında 1 milyar Euro olan

sermayesi 1999 yılında 100 milyar Euro'ya ulaşmıştır. AYB 2000 yılında 36 milyar Euro, 2004 yılında ise 43.2 milyar Euro kredi sağlamıştır.

AYB ve Türkiye arasındaki mali ilişkiler 12.09.1963 tarihinde imzalanan I. Mali Protokol ile başlamıştır. Türkiye AB üyesi bir ülke olmadığından doğrudan AYB'den kredi alamamakta, AB tarafından oluşturulan bazı programlar çerçevesinde kredi temin etmektedir. Türkiye AYB'nin Akdeniz ülkelerine yönelik Avrupa-Akdeniz Ortaklığı ve Akdeniz Ortaklığı kredi paketleri, aday ülkelere yönelik Katılım Öncesi Yardım İmkânı, TERRA ve Gümrük Birliği'ni Desteklemeye Yönelik Kredi paketinden yararlanabilmektedir. Türkiye'de Avrupa Yatırım Bankası kredilerinin koordinasyonunu Hazine Müsteşarlığı yapmaktadır.

Bireysel krediler, yatırım maliyeti 25 milyon Euro'dan fazla olan projeler için verilen kredilerdir. Bu krediler için doğrudan AYB'ye başvurmak gerekmektedir. AYB bireysel kredileri genel olarak bir projenin maliyetinin en fazla %50'sini kapsamaktadır; ancak AYB kredi açtığı kuruluşa yatırımın geri kalan bölümü için aynı derecede ucuz olmasa da en iyi koşullarda kredi bulunmasına destek olmaktadır. Bütün altyapı yatırım türlerinde, enerji üretimi ve iletiminde, çevre koruma projelerinde, sanayi ve hizmet şirketleri tarafından yapılan yatırımlarda bireysel kredilerden yararlanılabilir.

#### *Krediler ;*

Bireysel kredilerin vadeleri sanayi projeleri için genellikle 5 ile 12 yıl arası, altyapı ve enerji projeleri için ise 15 ile 25 yıl arasındır. Çok büyük projeler için projelere uygun vadeler belirlenir. Bireysel kredi faiz oranları kredi vadesine göre sabit veya değişken faiz olarak uygulanmakta ya da 4–10 yılda bir yenilenebilmektedir. Değişken faizde LIBOR veya EURİBOR oranında faiz uygulaması gerçekleştirdiği ve %0,25 gibi bir masraf aldığı için AYB kredilerinin kullanımı avantajlıdır.

Bireysel kredilerin geri ödenmesi yıllık ya da altı aylık sermaye ve faiz ödemesi şeklinde gerçekleşmektedir. Sermaye geri ödemesi projenin süresine göre belirlenen ve beş yıla kadar çıkabilen bir dönemden (grace

period) sonra başlamaktadır. Bu dönemde yalnızca faiz ödemeleri yapılmaktadır. Bireysel Krediler kamu kuruluşlarına ve belediyelere Hazine Müsteşarlığı'nın garantörlüğünde verilmektedir.

Kamu kuruluşlarının kredi başvuruları Hazine Müsteşarlığı aracılığı ile yapılmaktadır. Hazine Müsteşarlığı kendisine iletilen ve uygun bulunduğu kamu projelerini Avrupa Yatırım Bankası'na sunar. Kamu kuruluşlarının aldığı kredilere Hazine Müsteşarlığı teminat vermektedir. AYB, yapılan bireysel kredi başvurularında ilgili özel sektör kuruluşunun kredi notunun "A+" düzeyinde olmasını veya en az "BBB" kredi derecesine sahip bir mali kurum tarafından garanti edilmesini öngörmektedir. Proje sahibi Türk özel sektör kuruluşları Türkiye'deki bir yabancı bankadan veya yurtdışındaki bir bankadan garanti alabilecekleri gibi yabancı ortak firmaların garantisi ile de AYB teminat koşulunu yerine getirebilirler.

Global krediler, yatırım miktarı 25 milyon Euro'nun altında olan küçük ve orta ölçekli projelere AYB'nin aracı kurum olarak belirlediği bankalar veya mali kuruluşlar tarafından verilen kredilerdir. AYB'nin işbirliği yaptığı bankalar bu kredileri genellikle KOBİ'lere ve yerel yönetimlere vermektedir. Projelerin değerlendirilmesi ve kredi koşullarının belirlenmesi aracı bankalar tarafından gerçekleştirilir. Türkiye'de AYB global kredilerine aracılık eden kurumlar Türkiye Sınai Kalkınma Bankası (TSKB), Türkiye Kalkınma Bankası (TKB), Vakıfbank, Ziraat Bankası ve Halkbank'tır.

Global Krediler ile özellikle, tarımsal sanayi, imalat sanayi, turizm ve sağlık-eğitim hizmetleri gibi sektörlerde faaliyet gösteren firmaların finansman ihtiyacının karşılanması hedeflenmektedir. Altyapı projelerinde, su tedarik ve sıhhi tesisat projelerinde, çevre koruma projelerinde, enerjinin rasyonel kullanımında, özellikle küçük ve orta ölçekli şirketlerin ve hizmet şirketlerinin kurumsal yatırımlarında, ileri teknoloji yatırımlarında, AR-GE projelerinde global kredilerden yararlanılabilir.

Bireysel kredilerde olduğu gibi global kredilerde de yatırım maliyetinin en fazla %50'si karşılanmaktadır. Global kredi vadeleri 5–12 yıl

arasındadır. (Türkiye’de son dönemde kullandırılan kredilerde vadeler genelde 7 yıl olmuştur). Global kredilerin faiz oranları aracı bankalar tarafından belirlenmekte olup Türkiye’de finanse edilen projelerde genellikle %7 oranında faiz uygulanmaktadır. Global kredilerin geri ödenmesi konusu aracı bankalarla birlikte belirlenir. Türkiye’de son dönemde kullanılan kredilerde 2-3 yıl geri ödeme yapılmamıştır.

Ülkemiz Küçük ve Orta Ölçekli İşletmelerine uygun koşullu finansman imkanı sağlama yönünde Avrupa Yatırım Bankası (AYB) ile 250 Milyon Euro tutarındaki IV. Dilim AYB Sanayi Sektörü Global Kredi Anlaşması 04 Mart 2004 tarihinde imzalanmıştır. Vakıfbank, TSKB, TKB, Ziraat Bankası ve Halkbank aracılığı verilen bu krediler; Borçlu bankalar tarafından AYB kriterlerine göre seçilecek küçük ve orta ölçekli projelerin finansmanında kullanılabilir. Buna göre; 500 kişiden az işçi çalıştıran ve bilanço net sabit kıymet tutarı 75 Milyon Euro ve daha az olan ve KOBİ kapsamında olmayan ortakların sermaye payı toplamı 1/3’den az olan firmalar Küçük ve Orta Ölçekli olarak tanımlanmaktadır. Kredi kullandırılacak sektörler; sanayi, turizm, sağlık, eğitim ve hizmetler olarak belirlenmiştir.

Proje bazında kullandırılacak kredi tutarı toplam yatırım tutarının %50’si ile sınırlı olup, minimum 500.000, maksimum 12.500.000 Euro tutarında olabilecektir.

Aracı bankalar bu krediyi küçük ve orta ölçekli işletmelere alt kredi veya kiralama anlaşmaları kapsamında kullanacaktır. Aracı bankalara sağlanan bu kredi 4 yıl geri ödemesiz olmak üzere 12 yıl vadeli. Kredi ABD Doları veya Euro olarak çekilebilecektir. Faiz oranı dolar cinsinden kredi için LIBOR + %0.40, Euro cinsinden kredi için ise EURİBOR + %0.40’tır. (%0.40 olan bu oran 3 Ekim 2005’te AB ile müzakere görüşmelerinin başlamasıyla birlikte % 0.25 olmuştur) Alt krediler en az 2 yıl ödemesiz 6 yıl vadeli, kiralamalar ise en az 4 yıl vadeli olacaktır. Kredinin kullanım süresi ise 3 yıl olarak belirlenmiştir.

## BÖLÜM 3

### YATIRIM KRİTERLERİNİ TEST EDEN FİNANSAL YÖNTEMLERİN ÖRNEK BİR VAKA ÜZERİNDE UYGULANMASI

#### 3.1. Uluslararası Bir Yatırımcının Kazakistan'da Gerçekleştirmiş Olduğu Bir Proje'nin Uygulamalı Olarak Test Edilmesi.

Petrol arama ve üretim alanında kendi ülkesinde önemli bir tecrübe ve deneyime sahip olan Türk firması, Sovyetler Birliği'nin dağılması sonrası Türkiye cumhuriyetlerindeki potansiyel fırsatları değerlendirmek için bu bölgede yatırım yapma alternatifleri araştırıyor. Kazakistan yetkili makamlarıyla yapılan uzun görüşmeler sonrası, potansiyel çalışma alanları üzerinde mutabakat sağlanarak işbirliğine gitme ve birlikte arama ve üretim çalışmaları yapma kararı alınıyor. Kazak makamları ve Türk firması yetkililerinin üzerinde mutabakat sağladıkları aşağıdaki koşullarda bir anlaşma imzalanıyor ;

##### 3.1.1. Anlaşma Türü ;

Anlaşma bir arama ve üretim imtiyaz anlaşmasıdır. Kazak devleti projeye hissedar olarak iştirak etme kararı almıştır. Bunun üzerine tarafların karşılıklı mutabakatıyla, Kazak devlet petrol şirketinin (%51), Türk petrol şirketinin (%49) oranında katılımıyla bir ortak şirket kurulmasına karar verilmiştir. Bu ortak şirket üzerinden yetkili devlet makamı ile arama, üretim, pazarlama ve satış anlaşması imzalanmıştır.

##### 3.1.2 Proje Yönetimi ;

Anlaşma doğrultusunda oluşturulan Ortak Şirket'in yönetim yapısı ve tüzüğü özetle aşağıdaki şekilde oluşturulmuştur ;

- Ortak Şirket Yönetim Kurulunda her iki taraf eşit sayıda üye ile temsil edilecek ve kararlar oy birliği ile alınacaktır,
- Yönetim kurulu başkanı Kazak tarafından, başkan yardımcısı Türk tarafından olacaktır,

- Genel müdür, üretim müdürü, finans müdürü, Kazak tarafınca atanacaktır,
- Genel müdür yardımcısı, üretim müdür yardımcısı, finans müdür yardımcısı Türk tarafınca atanacaktır,

### 3.1.3 Anlaşma Süresi ;

Anlaşma süresi, arama ve üretim dönemi olmak üzere iki aşamadan oluşmaktadır;

- *Arama Dönemi* ; Anlaşmanın imza tarihinden itibaren, 4+4+3 yıllık periyodlar halinde toplam 11 yıl bir Arama dönemi vardır. İlk arama dönemi 4 yıl olup firma, çalışmalarını tamamlayamazsa dilediği takdirde ikinci 4 yıllık arama dönemi süresini kullanabilir. Bu ikinci dönem sonunda da çalışmalar neticelendirilmezse bu kez 3 yıllık son arama süresi kullanılabilir. Bu 11 yıllık sürenin herhangi bir aşamasında ticari petrol keşfi ilan edilirse kalan arama süresi iptal edilerek üretim periyoduna geçilir,
- *Üretim Dönemi* ; Arama dönemi sonunda, karar verilmesi halinde ticari keşif ilanından itibaren 25 yıldır.

### 3.1.4 Vergi ve ödemeler ;

- Alınan petrol arama ruhsatı için kazak devletine 500.000 ABD Doları imza bonusu ödenecektir,
- Şirket her yıl elinde bulundurduğu ruhsat alanının herbir km'si için 2.000 ABD Doları yatırım yapacaktır,
- Üretim yıllık 1.000.000 tona ulaştığında 1.500.000 ABD Doları üretim bonusu ödenecektir,
- Net üretim üzerinden kuyubaşında %3 royalty ödenecektir,
- Brüt üretimden royalty düşüldükten sonra kalan hampetrolün paylaşımı şu şekilde yapılacaktır ;
  - Net Üretim (Brüt Üretim – Üretim için sahada kullanılan petrol)
  - Royalty (Net Üretim \* %3)

- Paylaşım Matrahı (Net Üretim – Royalty)
- Yatırımı Geri Ödeme Payı (paylaşım matrahı \* %60)
- Cari Harcamalar Petrol Payı (paylaşım matrahı \* %40)
- VÖ Kar / Zarar (CH Petrol payı - Cari Dönem Giderleri)

Net petrol üretiminden royalty ödendikten sonra kalan miktarın %60'ı, yatırımları geri kazanma petrolü olarak ayrılacak, geriye kalan %40 ise kar petrolü olarak ayrılacaktır.

- Vergi öncesi net kar üzerinden %25 gelir vergisi ödenecektir,
- Projede iç verimlilik oranı %20'nin üzerine çıktığında kar üzerinden elde edilen ek gelir vergisi de (aşırı kar vergisi) göreceli olarak artırılabacaktır.

| <u>İç verimlilik oranı;</u> | <u>Aşırı Kar Vergisi</u> |
|-----------------------------|--------------------------|
| %20-%22 arasında olursa     | %4,                      |
| %22-%24 arasında olursa     | %8,                      |
| %24-%26 arasında olursa     | %12,                     |
| %26-%28 arasında olursa     | %18,                     |
| %28-%30 arasında olursa     | %24,                     |
| %30 ve üzeri olursa         | %30,                     |
| olacaktır.                  |                          |

### 3.1.5 Harcamaların Finansmanı ;

- Arama yatırımlarının tamamı (ticari keşif ilan edilip üretim dönemine geçinceye kadar) türk tarafınca karşılanacak, ticari keşif ilan edilmesinden 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 Kazak hükümetinden zararlarının tazmin edilmesi talebinde bulunmayacaktır,
- Yatırımları geri kazanırken yatırımların zaman değerini korumak amacıyla, yatırımlar Libor + 3 faiz oranıyla değerlendirilerek geleceğe taşınacaktır.

### **3.1.6 Anlaşma Koşullarının Değiştirilimemesi (stabilizasyon) ;**

- Ortak şirketin ödenecek vergiler dahil, tüm hak ve yükümlülükleri Anlaşma'da tanımlanmıştır.
- Anlaşma imzalandıktan sonra kanunlarda meydana gelen ve Ortak Şirket taraflarının ekonomisini olumsuz yönde etkileyen değişiklikler ortak şirket ve sahiplerine uygulanamaz.
- Anlaşma hükümlerindeki değişiklikler yalnızca tarafların karşılıklı mutabakatıyla yapılabilir.

## **3.2 Ülke Koşulları ;**

### **3.2.1 Hukuki Altyapı**

- Ülkede kanunlarda sık sık değişiklikler yapılmaktadır. Kanun ve kanunların uygulayıcıları gelişmiş ülkeler standartlarında değildir. Yapılan değişiklikler doğrultusunda yatırımcıdan bazı taleplerde bulunulması ya da anlaşma hükümlerinde değişiklik talebinde bulunulması olası riskler arasındadır.
- Ülkede çevre ve doğal hayatı koruma uygulamaları konusunda çeşitli sorunlar yaşanmaktadır. Bölge de halihazırda diğer şirketlerce üretilen petrolün kimyasal yapısında yoğun kükürt bulunmakta ve satış öncesi kükürtün ayrıştırılması gerekmektedir. Dolayısıyla üretim aşamasında çevre ve doğayı koruma bölümleri ile sorun yaşanması olası riskler arasındadır.

- Yine petrol ile birlikte yoğun gaz gelmesi durumunda (ekonomik olmayan gaz) gazın utilize edilmesi gerekmektedir. Bu iki yolla olabilmektedir; ya petrol ile birlikte gelen gazın yakılması, ya da gazın pazarlara ulaştırılması konusunda altyapısının hazırlanarak satılması gerekmektedir. Sahaların dağıtım kanallarına ve yerleşim merkezlerine uzaklığı ve bölgede petrol ile birlikte ekonomik olmayan gaz gelişi gözönünde bulundurulduğunda, üretim aşamasında çevre departmanı ile gazın yakılması konusunda çeşitli sorunlar yaşanabilecektir.

### **3.2.2 Uluslararası Pazarlara Ulaşım, Teknik Altyapı ve Petrol İhracı**

- Ülke içinde üretilen petrol için iki türlü satış olasılığı bulunmaktadır ;
  - Birincisi ; İç piyasada rafinerilere satış yapmak. Ülke içinde yerli tüketicilerin ve özellikle tarım kesiminin petrol ürünleri ihtiyacının ucuz karşılanmasını temin etmek için hükümet politikası olarak petrol ürünlerine sübvansiyon uygulanmaktadır. Fakat uygulanan sübvansiyon devlet tarafından karşılanmayıp, belirlenmiş kotalar dahilinde petrol şirketlerinin rafinerilere ucuz fiyatlardan satış yapması ile sağlanmaktadır. İç piyasada oluşan fiyatlar ise serbest piyasa fiyatlarının yarısı civarında olmaktadır.
  - İkincisi, Enerji Bakanlığından alınacak kota ile petrolü serbest piyasa koşulları ile ülke dışına ihraç etmektir.
- Petrol'ün yurt dışına çıkışı, boru hattı ve tren taşımacılığı ile yapılmakta olup tren yolu ile taşımacılığın maliyeti oldukça yüksektir. Boru hattının kapasitesi ise sınırlı olup kota dağılımı enerji bakanlığı tarafından yapılmaktadır.
- Ülkede, uluslararası kalitede servis ve hizmet temin etmek her zaman mümkün olmamakta ve çoğu hizmet birimini şirketlerin kendi

bünyesinde barındırmaları gerekmektedir. Bu nedenle operasyonlar daha pahalıya malolabilmektedir.

### **3.2.3 Jeolojik Yapı ve Riskler**

- Yatırımcı petrol araması ve üretimi konusunda deneyimli olmasına rağmen bölgenin jeolojisi konusunda çok fazla tecrübeye sahip değildir. Bu nedenle rezerv tahminleri ve üretim konusunda yanlış olasıları mevcuttur.
- Petrol arama sahalarının bulunduğu alanlar uluslararası satış noktalarına uzaktır. Petrolün uluslararası pazarlarda satılabilmesi için ana boru hattına kadar taşınmasını gerekmektedir. Bu amaçla yardımcı boru hatları kurmak ya tankerlerle petrolü ana boru hattına kadar taşımak gerekmektedir. Bununla birlikte petrolün ana petrol boru hattına kadar taşınması da tüm sorunu çözmemektedir. Aynı zamanda Kazakistan'dan ülke dışına çıkan boru hattından taşıma kotası almak gerekmektedir.
- Türk şirketi bölge jeolojisi hakkında detaylı bilgi ve tecrübeye sahip olmaması nedeniyle ;
  - Kapanın boyutu (hidrokarbon hacmi),
  - Keşif olasılığı,
  - Keşif maliyeti,
  - Operasyon ve geliştirme maliyetleri,
  - Makina kapasiteleri ve fizibiliteleri,
 konularında sağlıklı değerlendirmeler yapamamaktadır.

## **3.3 Proje Maliyeti ;**

### **3.3.1 Arama Yatırımları;**

Proje üzerinde 1993 yılında çalışılmaya başlanmıştır. 1993-1996 yıllarında yapılan jeolojik-jeofizik çalışmalar ve kuyu sondajları sonucunda 1996 yılı Mart ayında sahanın potansiyelinin tesbit edildiğine karar verilmiştir.

1996 Mart ayından itibaren ticari keşif ilan edilerek üretim dönemine geçilmesi düşünülmekte ve sahaya yatırım yapılarak üretime geçmenin ekonomik olup olmayacağı değerlendirilmektedir. Çalışmaların başladığı 1993 yılından 1996 yılına kadar yapılmış harcamalar aşağıdaki tabloda gösterilmektedir.

Tablo – 30 Kazaktürk Firması Arama Dönemi Harcamaları

| ARAMA DÖNEMİ YATIRIMLARI (USD) |           |           |            |           |            |
|--------------------------------|-----------|-----------|------------|-----------|------------|
|                                | 1993      | 1994      | 1995       | 1996-I    | TOPLAM     |
| Sondaj                         | 2,101,842 | 8,998,847 | 9,095,042  | 1,798,567 | 21,994,298 |
| Yüzey Tesisleri                | -         | -         | 356,293    | -         | 356,293    |
| Üretim                         | -         | -         | 1,774,635  | 708,319   | 2,482,954  |
| Test Üretim Giderleri          |           |           | 514,679    | 301,343   | 816,022    |
| Workover                       | -         | -         | 1,259,956  | 406,976   | 1,666,932  |
| Jeofizik                       | 46,622    | 487,158   | 672,174    | 33,761    | 1,239,715  |
| Genel Giderler                 | 44,720    | 361,365   | 846,548    | 324,901   | 1,577,534  |
| Toprak Vergisi                 |           |           |            | 116,400   | 116,400    |
| Bonus                          | 1,202,815 |           |            |           | 1,202,815  |
| Binalar                        |           |           |            |           | -          |
| Taşıtlar                       |           |           |            |           | -          |
| Demirbaşlar                    |           |           |            |           | -          |
| Makina ve Ekipman              | -         | -         | 4,013,187  | -         | 4,013,187  |
| TOPLAM                         | 3,395,999 | 9,847,370 | 16,757,879 | 2,981,948 | 35,466,151 |

### 3.3.2 Geliştirme Yatırımları ;

Eğer üretim dönemine geçme kararı alınırsa, 2004 yılına kadar geliştirme yatırımlarına devam etmek gerekecektir. Bu amaçla yapılacak yatırımların aşağıdaki gibi olması beklenmektedir ;

| GELİŞTİRME DÖNEM YATIRIMLARI (USD) |               |            |           |           |           |           |            |
|------------------------------------|---------------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|
| Yıllar                             | 1996 II-IV Qr | 1997       | 1998      | 1999      | 2000      | 2001-2004 | TOPLAM     |
| Sondaj                             | 3,550,287     | 3,907,423  | 1,498,516 | 145,618   | 10,070    | -         | 9,111,913  |
| Yüzey Tesisleri                    | 5,157,760     | 13,005,609 | 5,965,055 | 1,409,352 | 541,475   | 205,532   | 26,284,781 |
| Üretim                             | 2,443,214     |            | 209,860   | 11,270    | 873,774   | -         | 3,538,118  |
| Test Üretim Giderleri              | 22,457        |            |           |           |           | -         | 22,457     |
| Workover                           | 1,150,457     | 1,270,300  | 209,860   | 11,270    | 873,774   | -         | 3,515,661  |
| Jeofizik                           | 1,052,889     | 145,227    | 93,607    | 112,948   |           | 127,183   | 1,531,854  |
| Genel Giderler                     | 1,500,401     | 290,971    |           |           | 948,371   | -         | 2,739,743  |
| Toprak Vergisi                     |               |            |           | 13,511    |           | -         | 13,511     |
| Bonus                              |               |            |           |           |           | -         | -          |
| Binalar                            |               |            |           |           |           | 768,302   | 768,302    |
| Taşıtlar                           |               |            |           |           |           | 213,201   | 213,201    |
| Demirbaşlar                        |               |            |           |           |           | 452,987   | 452,987    |
| Makina ve Ekipman                  | 453,442       |            |           |           | -         | 33,863    | 487,305    |
| TOPLAM                             | 15,330,905    | 18,619,530 | 7,976,898 | 1,703,968 | 3,247,463 | 1,801,066 | 48,679,831 |

Projede, geliştirme yatırımlarının 2004 yılına kadar tamamlanması beklenmekte olup bu tarihten itibaren yalnızca üretim maliyetlerine ve proje sonunda terketme maliyetlerine katlanılacaktır.

### 3.3.3 Üretim ve İşletme Maliyetleri:

**Üretim maliyetleri** ; Şirket yönetimi olası üretim maliyetlerini tesbit etmek amacıyla bir çalışma yapmıştır. Yapılan çalışmalar ve geleceğe ilişkin beklentilerini birlikte değerlendirerek sabit ve değişken giderleri aşağıdaki gibi tesbit etmiştir;

Sabit giderler ; 2,000,000 \$/yıl

Değişken giderler ; 2 \$/varil

**Taşıma ve Pazarlama Maliyetleri**; Şirket adına petrol satışı için iki alternatif sözkonusudur;

a – Petrolün Uluslararası Petrol Piyasa Koşullarında Satılması ; Petrolün yurtdışına çıkarılabilmesi için Atırau-Samara boru hattı vasıtasıyla

Odessa limanına ya da Rusya'nın Baltık Denizi kıyısındaki limanlarına götürülmesi gerekmektedir. Bu hatlarda petrol taşımak, önce Rusya ve Kazakistan arasındaki kota sınırlamalarına, daha sonrada Kazakistan kotasının Enerji Bakanlığı tarafından şirketlere dağıtımına tabidir.

Değerlemenin yapıldığı 1996 yılı itibariyle, satış fiyatı ve taşıma fiyatının aşağıdaki gibi oluşması beklenmektedir;

Taşıma fiyatı: 5 \$/varil

Satış fiyatı : 22 \$/varil

b – Petrolün Kazakistan İçinde Satılması ; İkinci alternatif olan petrolün Kazakistan sınırları içinde satılması durumunda satış fiyatı ve taşıma maliyeti aşağıdaki gibi oluşacaktır ;

Taşıma fiyatı: 0.7 \$/varil

Satış fiyatı : 6 \$/varil

**Genel Yönetim Giderleri** ; Şirket üretim ve pazarlama giderleri yanında genel yönetim giderlerine katlanacaktır. Genel yönetim giderlerinin her yıl 1 milyon ABD Doları civarında gerçekleşmesi beklenmektedir.

### 3.3.4 Terketme (Likvidasyon) Maliyeti ;

Kazakistan Cumhuriyeti kanunları ve genel petrol sektörü 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 ekipman bedelsiz olarak devlete teslim edilecektir.

Yine mevcut kanunlar ve daha sonra anlaşma imzalamış benzer şirket uygulamalarına bakınca önemli bir terk etme gideri oluşması

beklenmemekte ve saha ve kuyuların terkedilmesi sırasında 1 milyon usd civarında bir maliyet oluşacağı öngörülmektedir.

### 3.3.5 Rezerv ve Üretim Bilgileri ;

Arama çalışmaları sonunda üretim aşamasına geçilirken resmi makamlar tarafından belirlenen rezerv rakamları ile firma uzmanları tarafından belirlenen rezerv rakamları arasında önemli farklılıklar bulunmaktadır. Resmi makamlar sahanın rezervini her zaman çok iyimser yaklaşımlarla tesbit etmektedirler. Çünkü sahanın rezerviyle doğru orantılı yatırım yapılmasını talep etmektedirler. Buna karşılık firma uzmanları ise olası her türlü olumsuzluğu da göz önünde bulundurmaya çalışan muhafazakar bir yaklaşım sergilemektedir. Her iki tarafın üretilabilir petrol rezervi tahmini aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

|                        | Resmi Makamlara Göre | Firma Uzmanlarına Göre |
|------------------------|----------------------|------------------------|
| Sahanın Petrol Rezervi | 6,828,300 Ton        | 2,370,000 Ton          |
| Sahanın Petrol Rezervi | 49.505.175 Varil     | 17.182.500 Varil       |

Yukarıda proje ile ilgili koşullar ve tarihi maliyetler özetlenmiştir. Mart 1996 tarihi itibarıyla proje yönetimi bir karar vermek durumundadır. Ya faaliyetlere devam etme kararı verecek ya da faaliyetleri sona erdirecektir.

Faaliyetlere devam edildiği takdirde 2001 yılı sonuna kadar 48 milyon ABD Doları daha yatırım ve operasyon harcaması yapmak gerekecektir. Bu tarihten sonra (1996-2020) yapılması planlanan üretim ise aşağıdaki gibidir;

Tablo- 31 Ortak Şirket Üretim profili;

| Yıllar | Üretim (Varil) |
|--------|----------------|
| 1996   | 135,397        |
| 1997   | 375,549        |
| 1998   | 258,837        |
| 1999   | 812,334        |
| 2000   | 911,071        |
| 2001   | 978,750        |
| 2002   | 1,048,655      |
| 2003   | 1,005,938      |
| 2004   | 974,618        |
| 2005   | 1,311,627      |
| 2006   | 953,310        |
| 2007   | 892,200        |
| 2008   | 834,548        |
| 2009   | 781,463        |
| 2010   | 732,642        |
| 2011   | 686,060        |
| 2012   | 643,887        |
| 2013   | 603,033        |
| 2014   | 566,914        |
| 2015   | 532,585        |
| 2016   | 501,200        |
| 2017   | 473,737        |
| 2018   | 445,752        |
| 2019   | 421,377        |
| 2020   | 398,301        |

### 3.3.6 Gelir (Petrol Fiyatı) Projeksiyonu :

Şirket yönetimi petrol fiyatlarının nasıl oluşacağı konusunda değerlendirmeler yapmaktadır. Projeye içinde bulunulan 1996 yılı koşulları ile karar verilmeye çalışılmaktadır. Son 20 yılın (tablo-32) petrol fiyat hareketlerini inceleyerek bir projeksiyon yapmaya çalışmaktadır;

Tablo- 32 Brent Petrolü Fiyatı (1976-1996)

| Yıllar | Petrol (Brent) Fiyatları<br>(\$/varil) |
|--------|----------------------------------------|
| 1976   | 12.80                                  |
| 1977   | 13.92                                  |
| 1978   | 14.02                                  |
| 1979   | 31.61                                  |
| 1980   | 36.83                                  |
| 1981   | 35.93                                  |
| 1982   | 32.97                                  |
| 1983   | 29.55                                  |
| 1984   | 28.78                                  |
| 1985   | 27.56                                  |
| 1986   | 14.43                                  |
| 1987   | 18.44                                  |
| 1988   | 14.92                                  |
| 1989   | 18.23                                  |
| 1990   | 23.73                                  |
| 1991   | 20.00                                  |
| 1992   | 19.32                                  |
| 1993   | 16.97                                  |
| 1994   | 15.82                                  |
| 1995   | 17.02                                  |
| 1996   | 20.67                                  |

Yapılan hesaplama sonucu son 20 yılın ortalama petrol fiyatı 22 \$/varil çıkmıştır. Fiyat analizi yapıldığı sırada petrol fiyatları 20.67 \$/varildir. Bu veriler doğrultusunda proje yönetimi, gelecek 25 yıl için petrol fiyatları konusunda dört ayrı fiyat projeksiyonu yapmıştır.

Birinci senaryoya (P1) göre tablo-33'de görüldüğü üzere petrol fiyatları, 1996 yılından itibaren dramatik iniş çıkışlar yaşamadan, doğrusal bir şekilde yavaş yavaş artmaya devam etmekte ve 2024 yılında 28 \$/varil fiyata ulaşmaktadır.

İkinci senaryoda (P2) petrol fiyatlarının uzun vade ortalamasının spot piyasa fiyatı olan 20,67 \$/varil fiyatının altına düşmeyeceği varsayılmaktadır. Petrol fiyatları artmasa bile uzun vadede petrol fiyatlarının 20 Doların altına düşmesi, yeni yatırımları engelleyecek ve üretim kısıtlaması nedeniyle fiyatlar

artmasa bile düşmeyecek ve 2025 yılında 37 \$/varil olacaktır. Bu senaryoya göre petrol fiyatları düzenli olarak heryıl %2 artacaktır.

Tablo-33 Brent petrolü Fiyat Projeksiyonu (1996-2025)

| Petrol Fiyat Projeksiyonu |       |       |       |        |
|---------------------------|-------|-------|-------|--------|
| Yıllar                    | P1    | P2    | P3    | P4     |
| 1996                      | 20.67 | 20.67 | 20.67 | 20.67  |
| 1997                      | 20.88 | 21.08 | 20.67 | 21.91  |
| 1998                      | 21.08 | 21.50 | 20.67 | 23.22  |
| 1999                      | 21.29 | 21.93 | 20.67 | 24.62  |
| 2000                      | 21.51 | 22.37 | 20.67 | 26.09  |
| 2001                      | 21.72 | 22.82 | 20.67 | 27.66  |
| 2002                      | 21.94 | 23.28 | 20.67 | 29.32  |
| 2003                      | 22.16 | 23.74 | 20.67 | 31.08  |
| 2004                      | 22.38 | 24.22 | 20.67 | 32.94  |
| 2005                      | 22.60 | 24.70 | 20.67 | 34.92  |
| 2006                      | 22.83 | 25.19 | 20.67 | 37.01  |
| 2007                      | 23.06 | 25.70 | 20.67 | 39.23  |
| 2008                      | 23.29 | 26.21 | 20.67 | 41.59  |
| 2009                      | 23.52 | 26.74 | 20.67 | 44.08  |
| 2010                      | 23.76 | 27.27 | 20.67 | 46.73  |
| 2011                      | 24.00 | 27.82 | 20.67 | 49.53  |
| 2012                      | 24.24 | 28.37 | 20.67 | 52.51  |
| 2013                      | 24.48 | 28.94 | 20.67 | 55.66  |
| 2014                      | 24.72 | 29.52 | 20.67 | 58.99  |
| 2015                      | 24.97 | 30.11 | 20.67 | 62.53  |
| 2016                      | 25.22 | 30.71 | 20.67 | 66.29  |
| 2017                      | 25.47 | 31.33 | 20.67 | 70.26  |
| 2018                      | 25.73 | 31.95 | 20.67 | 74.48  |
| 2019                      | 25.98 | 32.59 | 20.67 | 78.95  |
| 2020                      | 26.24 | 33.24 | 20.67 | 83.69  |
| 2021                      | 26.51 | 33.91 | 20.67 | 88.71  |
| 2022                      | 26.77 | 34.59 | 20.67 | 94.03  |
| 2023                      | 27.04 | 35.28 | 20.67 | 99.67  |
| 2024                      | 27.31 | 35.98 | 20.67 | 105.65 |
| 2025                      | 27.58 | 36.70 | 20.67 | 111.99 |

Üç nolu (P3) İyimser senaryoya göre iniş çıkışlar yaşanmayacak mevcut fiyatlar gelecek yirmibeş yılboyunca durağan kalacaktır.

Dördüncü senaryoda ise petrol rezervlerinin hergeçen gün azaldığı, buna bağlı olarak talebin de ekonomik büyüme hedefleri doğrultusunda hergeçen gün arttığı varsayılmaktadır. Mevcut sahaların üretimleri her geçen gün azalmaktadır. Talep artışları değerlendirmeye alınmasa bile, en azından üretim kaybını telafi etmek için yeni yatırımlar yapılması gerekmektedir. Mevcut fiyat seviyelerinde ya da daha düşük seviyelerde petrol şirketleri yeni yatırımları ekonomik olmadıkları gerekçesiyle erteleyeceklerdir. Yeni yatırımlara duyulan ihtiyaç ve mevcut arzın bir noktada talebi karşılayamayacağı gözönünde bulundurulduğunda petrol fiyatlarının artması beklenmektedir. Bu senaryoya göre fiyatlar yıllık ortalama %6 artacaktır.

### 3.4 Net Nakit Akışlarının Hesaplanması ;

Yönetim operasyonlara devam edip etmeme kararı alırken fizibilite sonuçlarına göre karar alacaktır. Ekonomik değerlendirme çalışmasında temel değişkenler ve firma yönetiminin karar anında (1996 yılı) bu değişkenlerle ilgili beklentileri aşağıdaki gibidir ;

#### *Nakit Çıkışları ;*

Aşağıdaki arama dönemi yatırımlarını gösteren 42 nolu tablo gerçekleşen harcamaları, geliştirme dönemi yatırımları ise beklenen gelecekte yapılması planlanan harcama değerlerini göstermektedir.

| Arama Dönemi Yatırımları (USD) |           |           |            |           |            |
|--------------------------------|-----------|-----------|------------|-----------|------------|
|                                | 1993      | 1994      | 1995       | 1996-I Qr | TOPLAM     |
| Sondaj                         | 2,101,842 | 8,998,847 | 9,095,042  | 1,798,567 | 21,994,298 |
| Yüzey Tesisleri                | -         | -         | 356,293    | -         | 356,293    |
| Üretim                         | -         | -         | 1,774,635  | 708,319   | 2,482,954  |
| Test Üretim Giderleri          |           |           | 514,679    | 301,343   | 816,022    |
| Workover                       | -         | -         | 1,259,956  | 406,976   | 1,666,932  |
| Jeofizik                       | 46,622    | 487,158   | 672,174    | 33,761    | 1,239,715  |
| Genel Giderler                 | 44,720    | 361,365   | 846,548    | 324,901   | 1,577,534  |
| Toprak Vergisi                 |           |           |            | 116,400   | 116,400    |
| Bonus                          | 1,202,815 |           |            |           | 1,202,815  |
| Makine ve Ekipman              | -         | -         | 4,013,187  | -         | 4,013,187  |
| TOPLAM                         | 3,395,999 | 9,847,370 | 16,757,879 | 2,981,948 | 35,466,151 |

## GELİŞTİRME VE ÜRETİM DÖNEMİ HARCAMALARI

| Yıllar | Üretim<br>(varil) | Royalty<br>(1000<br>\$) | Üretim<br>Maliyeti | Genel<br>İdare<br>Giderleri | Taşıma ve<br>Pazarlama<br>Giderleri | Kuyu<br>Sondajı ve<br>Yüzey Tesis<br>Maliyeti | Toplam<br>Nakit<br>Çıkışı |
|--------|-------------------|-------------------------|--------------------|-----------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------------|
|        | 1000 varil        | 1000\$                  |                    |                             |                                     |                                               |                           |
| 1996   | 122               | 4                       | 2,341              | -                           | -                                   | 6,408                                         | 8,753                     |
| 1997   | 338               | 10                      | 2,946              | 1,000                       | 1,352                               | 19,471                                        | 24,780                    |
| 1998   | 233               | 7                       | 2,652              | 1,000                       | 1,165                               | 23,607                                        | 28,431                    |
| 1999   | 731               | 22                      | 4,047              | 1,000                       | 3,656                               | 15,603                                        | 24,327                    |
| 2000   | 820               | 25                      | 4,296              | 1,000                       | 4,100                               | 8,588                                         | 18,008                    |
| 2001   | 881               | 26                      | 4,466              | 1,000                       | 4,404                               | 8,153                                         | 18,050                    |
| 2002   | 944               | 28                      | 4,643              | 1,020                       | 4,813                               | 5,521                                         | 16,025                    |
| 2003   | 905               | 27                      | 4,535              | 1,040                       | 4,617                               | 2,870                                         | 13,090                    |
| 2004   | 877               | 26                      | 4,456              | 1,061                       | 4,473                               | 1,875                                         | 11,892                    |
| 2005   | 865               | 35                      | 4,423              | 1,082                       | 6,020                               | 958                                           | 12,519                    |
| 2006   | 858               | 26                      | 4,402              | 1,104                       | 4,376                               | 7,804                                         | 17,712                    |
| 2007   | 803               | 24                      | 4,248              | 1,126                       | 4,095                               | 407                                           | 9,901                     |
| 2008   | 751               | 23                      | 4,103              | 1,149                       | 3,831                               | -                                             | 9,105                     |
| 2009   | 703               | 21                      | 3,969              | 1,172                       | 3,587                               | -                                             | 8,749                     |
| 2010   | 659               | 20                      | 3,846              | 1,195                       | 3,363                               | -                                             | 8,424                     |
| 2011   | 617               | 19                      | 3,729              | 1,219                       | 3,149                               | -                                             | 8,115                     |
| 2012   | 579               | 17                      | 3,623              | 1,243                       | 2,955                               | -                                             | 7,839                     |
| 2013   | 543               | 16                      | 3,520              | 1,268                       | 2,768                               | -                                             | 7,572                     |
| 2014   | 510               | 15                      | 3,429              | 1,294                       | 2,602                               | -                                             | 7,340                     |
| 2015   | 479               | 14                      | 3,342              | 1,319                       | 2,445                               | -                                             | 7,121                     |
| 2016   | 451               | 14                      | 3,263              | 1,346                       | 2,301                               | -                                             | 6,923                     |
| 2017   | 426               | 13                      | 3,194              | 1,373                       | 2,174                               | -                                             | 6,754                     |
| 2018   | 401               | 12                      | 3,123              | 1,400                       | 2,046                               | -                                             | 6,582                     |
| 2019   | 379               | 11                      | 3,062              | 1,428                       | 1,934                               | -                                             | 6,436                     |
| 2020   | 358               | 11                      | 3,004              | 1,457                       | 1,828                               | 1,000                                         | 7,299                     |
| Toplam | 15,237            | 467                     | 92,663             | 28,297                      | 78,054                              | 102,265                                       | 301,746                   |

*Nakit Girişleri ;*

Fiyat hesaplaması ile ilgili varsayımlar daha önceki bölümlerde açıklanmaya çalışılmıştı. Yukarıdaki tablo enerji bakanlığından petrolün %90'ının ülke dışında satışı için kota alınabileceği varsayımıyla yapılmıştır. Petrol fiyatının yıllar itibarıyla sabit kalmayıp ortalama yıllık %2 artacağı varsayılarak, gelecek yıllardaki petrol fiyatları oluşturulmuştur. Satış noktasında petrol fiyatı afişe edilen dated brent petrolü varil fiyatından

yaklaşık 3 \$ indirim yapmak suretiyle oluşmaktadır. İndirim tutarı piyasada oluşan koşullara, arz ve talebe göre değişmektedir.

|        | Üretim / Yıl<br>(1000 varil) | Yurt İçi Satış<br>Fiyatı (\$/Varil) | Yurt Dışı Satış<br>Fiyatı (\$/Varil) | Toplam Satış<br>Hasılatı (1000 \$) |
|--------|------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|
| 1996   | 122                          | 8                                   | 18.7                                 | 2,275                              |
| 1997   | 338                          | 8                                   | 19.1                                 | 6,450                              |
| 1998   | 233                          | 8                                   | 19.5                                 | 4,543                              |
| 1999   | 731                          | 8                                   | 19.9                                 | 14,573                             |
| 2000   | 820                          | 8                                   | 20.4                                 | 16,705                             |
| 2001   | 881                          | 8                                   | 20.8                                 | 18,340                             |
| 2002   | 944                          | 8                                   | 21.3                                 | 20,080                             |
| 2003   | 905                          | 8                                   | 21.7                                 | 19,684                             |
| 2004   | 877                          | 8                                   | 22.2                                 | 19,487                             |
| 2005   | 1,180                        | 8                                   | 22.7                                 | 26,797                             |
| 2006   | 858                          | 8                                   | 23.2                                 | 19,901                             |
| 2007   | 803                          | 8                                   | 23.7                                 | 19,030                             |
| 2008   | 751                          | 8                                   | 24.2                                 | 18,186                             |
| 2009   | 703                          | 8                                   | 24.7                                 | 17,398                             |
| 2010   | 659                          | 8                                   | 25.3                                 | 16,664                             |
| 2011   | 617                          | 8                                   | 25.8                                 | 15,941                             |
| 2012   | 579                          | 8                                   | 26.4                                 | 15,283                             |
| 2013   | 543                          | 8                                   | 26.9                                 | 14,622                             |
| 2014   | 510                          | 8                                   | 27.5                                 | 14,041                             |
| 2015   | 479                          | 8                                   | 28.1                                 | 13,474                             |
| 2016   | 451                          | 8                                   | 28.7                                 | 12,952                             |
| 2017   | 426                          | 8                                   | 29.3                                 | 12,504                             |
| 2018   | 401                          | 8                                   | 30.0                                 | 12,016                             |
| 2019   | 379                          | 8                                   | 30.6                                 | 11,602                             |
| 2020   | 358                          | 8                                   | 31.2                                 | 11,200                             |
| Toplam | 15,552                       |                                     |                                      | 373,746                            |

Not : Petrolün %10'u ülke içinde, %90'ı ülke dışında uluslararası piyasa koşullarına göre satıldığı varsayılmaktadır.

### **3.4.1 Nakit Akışlarının İndirgenmesi ve İskonto Edilmiş Nakit Akışlarının Net Bugünkü Değerinin hesaplanması**

Anlaşma gereği projenin finansman maliyeti, Libor+3 olarak tesbit edilmiştir. Projenin finansman maliyetinin daha az yada fazla olmasına bakılmaksızın Libor+3 üzerinden hesaplanan maliyet projeden geri alınacaktır.

Firma yönetimi projenin Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti (AOSM)'nin aynı zamanda petrol endüstrisinde dönem itibariyle ortalama maliyet olan %10 olacağını varsaymakta olup nakit akışları bu oranla iskonto edilmektedir. Proje sonunda 2020 yılı sonu itibariyle projeden sağlanan net nakit akışı 131.1 milyon \$ olmaktadır. Fakat proje AOSM ile iskonto edildiğinde 3.1 milyon \$ negatif nakit akışı oluşmakta ve proje ekonomik olmamaktadır. Nakit akışları ile ilgili detay tablo-34'te görülmektedir.

### **3.4.2 Projenin İç Verimlilik Oranının Hesaplanması**

Projeden sağlanacak nakit akışının aşağıdaki tabloda gösterildiği şekilde oluşması beklenmektedir. Bu tablodan görüleceği üzere 131.1 milyon ABD Doları net nakit akışı oluşması beklenmektedir. Bu net nakit akışları üzerinden projenin iç verimlilik oranı hesaplanmaya çalışılmıştır. Aşağıdaki tabloda birinci sütunda yer alan NNA değerleri yüzde 10 ile iskonto edildiğinde projenin NBD'i -1.7 milyon ABD Doları çıkmaktadır. Projedeki NNA'ları %9 ile iskonto edildiğinde projenin NBD'i 3.2 Milyon ABD dolarına ulaşmaktadır. Benzer şekilde yapılan hesaplamalar sonucu projenin NBD'ni sifıra eşitleyen iskonto oranı %9.62 olarak hesaplanmaktadır.

Tablo-34 Ortak Şirket Net Nakit Akışları Tablosu

| Yıllar | NNA (1000\$) | İndirgeme Oranı (%10)<br>$1/(1+i)^t$ | Kümülatif NNA (1000\$) | İndirgenmiş NNA (1000\$) | Kümülatif İndirgenmiş NNA (1000\$) |
|--------|--------------|--------------------------------------|------------------------|--------------------------|------------------------------------|
| 1993   | - 3,396      | 1.00                                 | - 3,396                | - 3,396                  | - 3,396                            |
| 1994   | - 9,847      | 0.91                                 | - 13,243               | - 8,952                  | - 12,348                           |
| 1995   | - 16,758     | 0.83                                 | - 30,001               | - 13,849                 | - 26,198                           |
| 1996   | - 2,595      | 0.75                                 | - 32,596               | - 1,950                  | - 28,147                           |
| 1997   | - 13,142     | 0.68                                 | - 45,739               | - 8,976                  | - 37,124                           |
| 1998   | - 17,033     | 0.62                                 | - 62,772               | - 10,576                 | - 47,700                           |
| 1999   | - 1,533      | 0.56                                 | - 64,304               | - 865                    | - 48,565                           |
| 2000   | 7,731        | 0.51                                 | - 56,573               | 3,967                    | - 44,598                           |
| 2001   | 7,345        | 0.47                                 | - 49,228               | 3,427                    | - 41,171                           |
| 2002   | 9,230        | 0.42                                 | - 39,997               | 3,915                    | - 37,256                           |
| 2003   | 10,734       | 0.39                                 | - 29,263               | 4,139                    | - 33,118                           |
| 2004   | 10,740       | 0.35                                 | - 18,523               | 3,764                    | - 29,354                           |
| 2005   | 16,884       | 0.32                                 | - 1,640                | 5,380                    | - 23,974                           |
| 2006   | 7,142        | 0.29                                 | 5,502                  | 2,069                    | - 21,905                           |
| 2007   | 11,061       | 0.26                                 | 16,563                 | 2,913                    | - 18,993                           |
| 2008   | 10,547       | 0.24                                 | 27,110                 | 2,525                    | - 16,468                           |
| 2009   | 10,002       | 0.22                                 | 37,113                 | 2,177                    | - 14,291                           |
| 2010   | 9,488        | 0.20                                 | 46,601                 | 1,877                    | - 12,414                           |
| 2011   | 8,972        | 0.18                                 | 55,573                 | 1,614                    | - 10,800                           |
| 2012   | 10,428       | 0.16                                 | 66,001                 | 1,705                    | - 9,095                            |
| 2013   | 9,863        | 0.15                                 | 75,864                 | 1,466                    | - 7,629                            |
| 2014   | 9,365        | 0.14                                 | 85,229                 | 1,266                    | - 6,363                            |
| 2015   | 8,870        | 0.12                                 | 94,099                 | 1,090                    | - 5,274                            |
| 2016   | 8,409        | 0.11                                 | 102,509                | 939                      | - 4,335                            |
| 2017   | 8,013        | 0.10                                 | 110,522                | 814                      | - 3,521                            |
| 2018   | 7,571        | 0.09                                 | 118,093                | 699                      | - 2,822                            |
| 2019   | 7,192        | 0.08                                 | 125,285                | 603                      | - 2,219                            |
| 2020   | 5,820        | 0.08                                 | 131,105                | 444                      | - 1,775                            |
| Toplam | 131,105      |                                      |                        | - 1,775                  |                                    |

Net nakit akışları üzerinden farklı senaryolara göre hesaplanan farklı İç Verimlilik Oranları hesaplanmaktadır. Bu senaryolar, çeşitli fiyat ve üretim olasılıkları doğrultusunda ortaya çıkacak nakit akışları üzerinden hesaplanan İVO'larını belirlemekte olup aşağıdaki tablolarda bu senaryo sonuçları toplu olarak görülmektedir;

**Fiyata Bağlı Senaryolar ;**

| Petrol Fiyatı (varil/\$)    | Üretim<br>(1000 varil) | Net Nakit<br>Akışı (1000 \$) | NBD        | İVO   |
|-----------------------------|------------------------|------------------------------|------------|-------|
| Senaryo-1 (Yıllık %1 artış) | 17,694                 | \$41,188                     | (\$12,719) | 3.3%  |
| Senaryo-2 (Temel Senaryo)   |                        | \$99,817                     | \$12,201   | 6.4%  |
| Senaryo-3 (Yıllık %6 artış) |                        | \$441,106                    | \$151,258  | 15.1% |
| Senaryo-4 (Fiyatlar sabit)  |                        | (\$8,973)                    | (\$34,424) | -     |

**Üretime Bağlı Senaryolar;**

| 2 nolu Temel Fiyat Senaryosu<br>ile ; | Üretim<br>(1000 varil) | Net Nakit<br>Akışı (1000 ) | NBD       | İVO  |
|---------------------------------------|------------------------|----------------------------|-----------|------|
| Senaryo-1                             | 17,280                 | \$99,817                   | \$12,201  | 6.4% |
| Senaryo-2(%10 üretim artışı)          | 19,008                 | \$134,791                  | \$28,985  | 8.1% |
| Senaryo-3(%20 üretim artışı)          | 20,736                 | \$173,052                  | \$47,787  | 9.9% |
| Senaryo-4(%10 üretim azalışı)         | 15,552                 | \$58,269                   | (\$8,618) | 4.0% |

Proje yönetimi petrol sektörüne ve fiyatlara ilişkin beklentileri olumlu gördüğünden dolayı bu veriler ışığında yatırıma devam kararı almaktadır.

**3.4.3 Projenin Karlılık Endeksi Yöntemine Göre Değerlemesi**

- Projenin başlangıç yatırımı ve daha sonra yapılan yatırımların bugünkü değeri ;141 milyon \$
- Nakit Akışlarının Bugünkü Değeri ; 130 milyon \$
- Karlılık Endeksi ;  $90.723 / 125.915 = 0.72$  çıkmaktadır. Yani her bir dolarlık yatırıma karşılık 0.72 \$ gelir elde edilmektedir.

|        | Yatırımlar<br>(1000\$) | Gelirler<br>(1000\$) | Yatırımların<br>Bugünkü Değeri<br>(1000\$) | Gelirlerin<br>Bugünkü Değeri<br>(1000\$) |
|--------|------------------------|----------------------|--------------------------------------------|------------------------------------------|
| 1993   | 3,395                  |                      | 3,086                                      | -                                        |
| 1994   | 9,847                  |                      | 8,138                                      | -                                        |
| 1995   | 16,757                 |                      | 12,590                                     | -                                        |
| 1996   | 8,412                  | 2,387                | 5,745                                      | 1,630                                    |
| 1997   | 24,585                 | 6,690                | 15,265                                     | 4,154                                    |
| 1998   | 28,296                 | 4,660                | 15,972                                     | 2,630                                    |
| 1999   | 23,905                 | 14,779               | 12,267                                     | 7,584                                    |
| 2000   | 17,534                 | 16,750               | 8,180                                      | 7,814                                    |
| 2001   | 17,541                 | 18,183               | 7,439                                      | 7,711                                    |
| 2002   | 15,480                 | 19,687               | 5,968                                      | 7,590                                    |
| 2003   | 12,567                 | 19,084               | 4,405                                      | 6,689                                    |
| 2004   | 11,385                 | 18,684               | 3,628                                      | 5,953                                    |
| 2005   | 12,719                 | 25,409               | 3,684                                      | 7,360                                    |
| 2006   | 17,216                 | 18,661               | 4,534                                      | 4,914                                    |
| 2007   | 9,437                  | 17,648               | 2,259                                      | 4,225                                    |
| 2008   | 8,671                  | 16,681               | 1,887                                      | 3,630                                    |
| 2009   | 8,343                  | 15,784               | 1,651                                      | 3,123                                    |
| 2010   | 8,043                  | 14,953               | 1,447                                      | 2,689                                    |
| 2011   | 7,759                  | 14,149               | 1,269                                      | 2,313                                    |
| 2012   | 7,504                  | 13,418               | 1,115                                      | 1,995                                    |
| 2013   | 7,259                  | 12,698               | 981                                        | 1,716                                    |
| 2014   | 7,045                  | 12,063               | 865                                        | 1,482                                    |
| 2015   | 6,844                  | 11,451               | 764                                        | 1,279                                    |
| 2016   | 6,662                  | 10,889               | 676                                        | 1,105                                    |
| 2017   | 6,508                  | 10,400               | 601                                        | 960                                      |
| 2018   | 6,350                  | 9,887                | 533                                        | 830                                      |
| 2019   | 6,216                  | 9,444                | 474                                        | 720                                      |
| 2020   | 7,092                  | 9,020                | 492                                        | 625                                      |
| Toplam | 323,371                | 343,460              | 125,915                                    | 90,723                                   |

### 3.4.6 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 aşağıdaki tabloda detay olarak gösterilmektedir. Nakit akışları iskonto edilmeksizin yapılan hesaplamalara göre proje 2005 yılında yapılan yatırımları geri ödemektedir. Yani projeye başlandıktan sonra 12 yıl içinde proje yapılan yatırımları geri ödemektedir.

| Yıllar | NNA (1000\$) | Kümülatif NNA (1000\$) | İndirgenmiş NNA (1000\$) | Kümülatif İndirgenmiş NNA (1000\$) |
|--------|--------------|------------------------|--------------------------|------------------------------------|
| 1993   | - 3,396      | - 3,396                | - 3,396                  | - 3,396                            |
| 1994   | - 9,847      | - 13,243               | - 8,952                  | - 12,348                           |
| 1995   | - 16,758     | - 30,001               | - 13,849                 | - 26,198                           |
| 1996   | - 2,595      | - 32,596               | - 1,950                  | - 28,147                           |
| 1997   | - 13,142     | - 45,739               | - 8,976                  | - 37,124                           |
| 1998   | - 17,033     | - 62,772               | - 10,576                 | - 47,700                           |
| 1999   | - 1,533      | - 64,304               | - 865                    | - 48,565                           |
| 2000   | 7,731        | - 56,573               | 3,967                    | - 44,598                           |
| 2001   | 7,345        | - 49,228               | 3,427                    | - 41,171                           |
| 2002   | 9,230        | - 39,997               | 3,915                    | - 37,256                           |
| 2003   | 10,734       | - 29,263               | 4,139                    | - 33,118                           |
| 2004   | 10,740       | - 18,523               | 3,764                    | - 29,354                           |
| 2005   | 16,884       | - 1,640                | 5,380                    | - 23,974                           |
| 2006   | 7,142        | 5,502                  | 2,069                    | - 21,905                           |
| 2007   | 11,061       | 16,563                 | 2,913                    | - 18,993                           |
| 2008   | 10,547       | 27,110                 | 2,525                    | - 16,468                           |
| 2009   | 10,002       | 37,113                 | 2,177                    | - 14,291                           |
| 2010   | 9,488        | 46,601                 | 1,877                    | - 12,414                           |
| 2011   | 8,972        | 55,573                 | 1,614                    | - 10,800                           |
| 2012   | 10,428       | 66,001                 | 1,705                    | - 9,095                            |
| 2013   | 9,863        | 75,864                 | 1,466                    | - 7,629                            |
| 2014   | 9,365        | 85,229                 | 1,266                    | - 6,363                            |
| 2015   | 8,870        | 94,099                 | 1,090                    | - 5,274                            |
| 2017   | 8,013        | 110,522                | 814                      | - 3,521                            |
| 2018   | 7,571        | 118,093                | 699                      | - 2,822                            |
| 2019   | 7,192        | 125,285                | 603                      | - 2,219                            |
| 2020   | 5,820        | 131,105                | 444                      | - 1,775                            |
| Toplam | 131,105      |                        | - 1,775                  |                                    |

### 3.4.7 Defter (Muhasebe) Getiri Oranı

Varlıkları net defter değeri ve net kar + amortisman hesaplamaları aşağıdaki tabloda gösterilmektedir. Bu hesaplamalar doğrultusunda ;

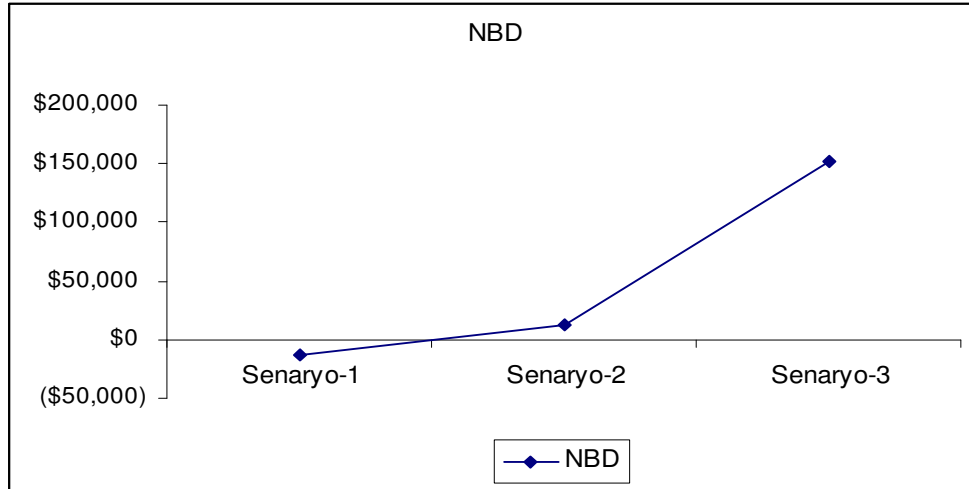
Defter (Muhasebe) Getiri Oranı ;  $3.897 / 8.967 = 0.43$  yani %43 çıkmaktadır. Bu hesaplama göre proje karlı çıkmakla birlikte paranın zaman değeri gözönünde bulundurulmamaktadır.

| Yıllar   | Net Kar | Amortisman | Net Kar +<br>Amortisman | Varlıklar | Birikmiş<br>Amortisman | Varlıkların<br>Net Defter<br>Değeri |
|----------|---------|------------|-------------------------|-----------|------------------------|-------------------------------------|
| 1993     |         | -          | -                       | 3,396     | -                      | 3,396                               |
| 1994     |         | 1,432      | 1,432                   | 13,243    | 1,432                  | 11,811                              |
| 1995     |         | 2,985      | 2,985                   | 30,001    | 4,417                  | 25,585                              |
| 1996     | - 1,045 | 2,086      | 1,041                   | 32,983    | 6,503                  | 26,480                              |
| 1997     | - 1,761 | 6,640      | 4,878                   | 47,419    | 13,143                 | 34,276                              |
| 1998     | - 2,127 | 7,552      | 5,425                   | 64,509    | 20,694                 | 43,814                              |
| 1999     | - 198   | 8,226      | 8,028                   | 72,950    | 28,921                 | 44,029                              |
| 2000     | 212     | 8,937      | 9,149                   | 73,692    | 37,857                 | 35,834                              |
| 2001     | 527     | 8,692      | 9,219                   | 76,065    | 46,549                 | 29,516                              |
| 2002     | 841     | 8,538      | 9,378                   | 77,873    | 55,087                 | 22,786                              |
| 2003     | 742     | 11,649     | 12,391                  | 78,006    | 66,736                 | 11,270                              |
| 2004     | 682     | 8,583      | 9,264                   | 78,095    | 75,319                 | 2,777                               |
| 2005     | 1,545   | 2,543      | 4,088                   | 78,157    | 77,862                 | 296                                 |
| 2006     | 533     | 4,857      | 5,390                   | 82,718    | 82,719                 | 0                                   |
| 2007     | 388     | 60         | 448                     | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2008     | 247     |            | 247                     | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2009     | 113     |            | 113                     | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2010     | - 18    |            | - 18                    | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2011     | - 186   |            | - 186                   | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2012     | 4,458   |            | 4,458                   | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2013     | 4,101   |            | 4,101                   | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2014     | 3,783   |            | 3,783                   | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2015     | 3,474   |            | 3,474                   | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2016     | 3,187   |            | 3,187                   | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2017     | 2,936   |            | 2,936                   | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2018     | 2,669   |            | 2,669                   | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2019     | 2,436   |            | 2,436                   | 82,778    | 82,779                 | 0                                   |
| 2020     | 2,210   | 1,000      | 3,210                   | 83,778    | 83,779                 | 0                                   |
| Toplam   | 29,749  | 79,362     | 109,111                 |           |                        | 251,072                             |
| Ortalama |         |            | 3,897                   | -         | -                      | 8,967                               |

### 3.4.8 Duyarlılık Analizi

Projede ekonomik göstergelerin fiyatlar ve üretim miktarına karşı duyarlılığı çok hassastır. Petrol fiyatları ve üretimdeki değişmelerin projenin iç karlılığı ve Net Bugünkü Değeri üzerindeki etkileri aşağıdaki tablo'da görülmektedir;

| Petrol Fiyatı (varil/\$)      | Üretim (1000 varil) | Net Nakit Akışı (1000 \$) | %10 ile İsnkonto Edilmiş NBD | İVO    |
|-------------------------------|---------------------|---------------------------|------------------------------|--------|
| Senaryo-1(%1 Yıllık Artarsa)  | 17,694              | \$41,188                  | (\$12,719)                   | 3.29%  |
| Senaryo-2 (Temel Senaryo)     |                     | \$99,817                  | \$12,201                     | 6.37%  |
| Senaryo-3 (%6 Yıllık artarsa) |                     | \$441,106                 | \$151,258                    | 15.11% |

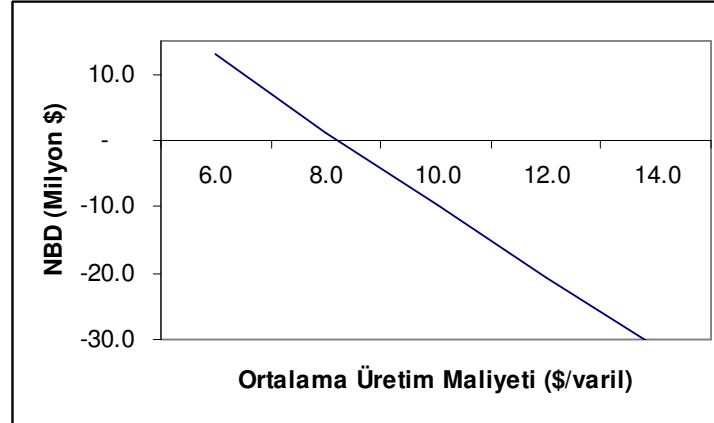


Senaryo-1'e göre petrol fiyatlarının fizibilitenin yapıldığı tarihteki koşullarda sabit kalması durumunda NBD -12 milyon \$ olmaktadır. Senaryo-2 doğrultusunda, petrol fiyatlarındaki yıllık %2'lik artış durumunda projenin NBD'i 12 milyon \$'a yükselmektedir. Senaryo-3'e göre petrol fiyatlarındaki yıllık %6'lık artış projenin NBD'i 151 milyon \$'a çıkarmaktadır.

| 2 nolu Temel Fiyat Senaryosu ile | Üretim<br>(1000 varil) | Net Nakit Akışı<br>(1000 ) | NBD       | İVO   |
|----------------------------------|------------------------|----------------------------|-----------|-------|
| Senaryo-1 (Temel Senaryo)        | 17,280                 | \$99,817                   | \$12,201  | 6.37% |
| Senaryo-2 (Üretim %10 artarsa)   | 19,008                 | \$134,791                  | \$28,985  | 8.09% |
| Senaryo-3 (Üretim %20 artarsa)   | 20,736                 | \$173,052                  | \$47,787  | 9.89% |
| Senaryo-4 (Üretim %10 düşerse)   | 15,552                 | \$58,269                   | (\$8,618) | 3.98% |

Yukarıdaki tabloda görüldüğü üzere, petrol fiyatları yanında, üretim miktarındaki değişiklikler de projenin Net Bugünkü Değeri ve iç verimlilik oranı üzerinde önemli etkiye sahiptir.

Üretim miktarındaki artışlar projenin NBD'ini arttırdığı gibi, üretim ve yatırım maliyetlerindeki azalışlarda NBD'i artırıcı yönde etki edecektir. Sahanın ortalama üretim ve yatırım maliyetleri daha önceki tablolarda verilmişti. Üretim birim maliyetindeki değişikliklerin NBD üzerindeki etkileri de aşağıdaki grafikte gösterilmektedir.



### 3.4.9 Başabaş Noktası Analizi

Projenin Nakit akışları ve %10 iskonto oranı ile indirgenmiş net nakit akışları yukarıdaki bölümlerde incelemiştik. Başabaş noktası analizi için aşağıdaki tablo incelendiğinde, indirgenmemiş nakit akışlarının 2006 yılında artıya geçtiği ve proje sonunda 131 milyon \$ kara geçildiği görülmektedir. Buna karşılık indirgenmiş net nakit akışlarının projenin tamamlandığı 2020

yılı itibariyle bile 1.7 milyon \$ ekside olduğu ve projenin indirgenmiş nakit akışları üzerinden başabaş noktasına ulaşamadığı ve proje yönetiminin beklentilerini karşılamadığı görülmektedir.

| Yıllar | NNA (1000\$) | Kümülatif NNA (1000\$) | İndirgenmiş NNA (1000\$) | Kümülatif İndirgenmiş NNA (1000\$) |
|--------|--------------|------------------------|--------------------------|------------------------------------|
| 1993   | - 3,396      | - 3,396                | - 3,396                  | - 3,396                            |
| 1994   | - 9,847      | - 13,243               | - 8,952                  | - 12,348                           |
| 1995   | - 16,758     | - 30,001               | - 13,849                 | - 26,198                           |
| 1996   | - 2,595      | - 32,596               | - 1,950                  | - 28,147                           |
| 1997   | - 13,142     | - 45,739               | - 8,976                  | - 37,124                           |
| 1998   | - 17,033     | - 62,772               | - 10,576                 | - 47,700                           |
| 1999   | - 1,533      | - 64,304               | - 865                    | - 48,565                           |
| 2000   | 7,731        | - 56,573               | 3,967                    | - 44,598                           |
| 2001   | 7,345        | - 49,228               | 3,427                    | - 41,171                           |
| 2002   | 9,230        | - 39,997               | 3,915                    | - 37,256                           |
| 2003   | 10,734       | - 29,263               | 4,139                    | - 33,118                           |
| 2004   | 10,740       | - 18,523               | 3,764                    | - 29,354                           |
| 2005   | 16,884       | - 1,640                | 5,380                    | - 23,974                           |
| 2006   | 7,142        | 5,502                  | 2,069                    | - 21,905                           |
| 2007   | 11,061       | 16,563                 | 2,913                    | - 18,993                           |
| 2008   | 10,547       | 27,110                 | 2,525                    | - 16,468                           |
| 2009   | 10,002       | 37,113                 | 2,177                    | - 14,291                           |
| 2010   | 9,488        | 46,601                 | 1,877                    | - 12,414                           |
| 2011   | 8,972        | 55,573                 | 1,614                    | - 10,800                           |
| 2012   | 10,428       | 66,001                 | 1,705                    | - 9,095                            |
| 2013   | 9,863        | 75,864                 | 1,466                    | - 7,629                            |
| 2014   | 9,365        | 85,229                 | 1,266                    | - 6,363                            |
| 2015   | 8,870        | 94,099                 | 1,090                    | - 5,274                            |
| 2016   | 8,409        | 102,509                | 939                      | - 4,335                            |
| 2017   | 8,013        | 110,522                | 814                      | - 3,521                            |
| 2018   | 7,571        | 118,093                | 699                      | - 2,822                            |
| 2019   | 7,192        | 125,285                | 603                      | - 2,219                            |
| 2020   | 5,820        | 131,105                | 444                      | - 1,775                            |
| Toplam | 131,105      |                        | - 1,775                  |                                    |

Miktar ve tutar olarak projenin başabaş noktasını aşağıdaki formüllerle hesaplayabiliriz;

$$BBN_{\text{Miktar}} = \frac{\text{Toplam Sabit Giderler}}{\text{Birim Satış Fiyatı} - \text{Birim Değişken Gider}}$$

$$BBN_{\text{Miktar}} = \frac{\text{Toplam Sabit Giderler}}{\text{Katkı Payı}}$$

$$BBN_{Tutar} = \frac{\text{Toplam Sabit Giderler}}{1 - (\text{Birim Değişken Gider} \setminus \text{Birim Satış Fiyatı})}$$

$$BBN_{Tutar} = \frac{\text{Toplam Sabit Giderler}}{\text{Katkı Payı Oranı}}$$

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 40 \$/varil olacağı varsayımıyla hesaplanan başabaş noktası 62.500 varil/yıl olmaktadır.

$$BBN_{Miktar} = \frac{(2.000.000 \$/\text{yıl}) / (40 - 8)}{(40 - 8)}$$

$$BBN_{Miktar} = 62.500 \text{ Varil/yıl}$$

Projenin başabaş noktasını tesbit etmek için proje ile toplam sabit yatırımlar ve üretime başlandığı andan itibaren yıllık olarak üretim nedeniyle katlanılan sabit maliyetler toplanarak oluşturulan toplam sabit maliyetler üzerinden hesaplanan başabaş noktası 4.929.098 varil olmaktadır.

$$BBN_{Miktar} = \frac{(157.731.151 \$/\text{Proje Toplam})}{(40 - 8)}$$

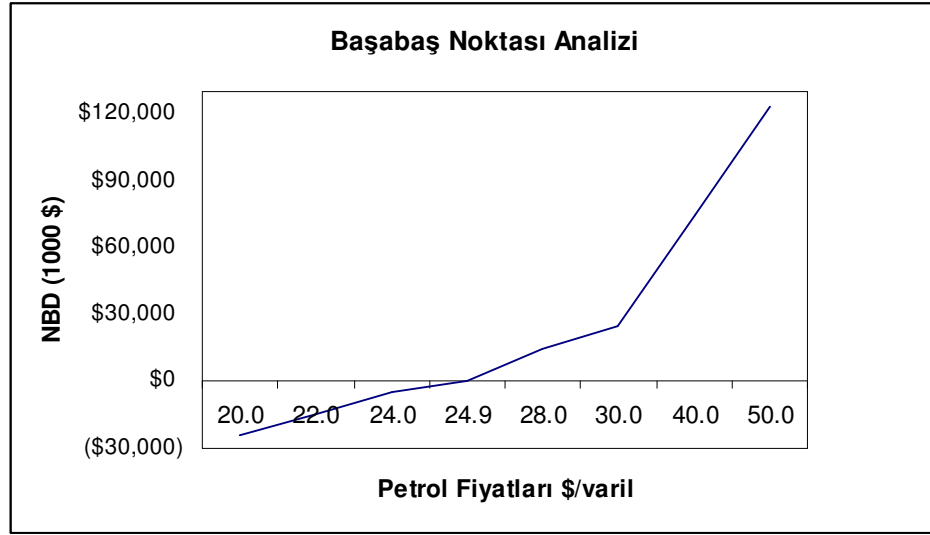
$$BBN_{Miktar} = 4.929.098 \text{ Varil/Proje,}$$

olarak oluşmaktadır.

Aşağıdaki tablo ve grafikte proje boyunca ortalama petrol fiyatları hangi seviyelerde oluşursa NBD'in hangi değeri alacağı gösterilmektedir. Başabaş noktası diğer koşullar değişmediği takdirde, petrol fiyatlarının

ortalama 24.9 \$/varil olduğu seviyede oluşmaktadır. Üretim miktarındaki artışlar başabaş fiyatını daha da aşağıya çekecektir.

| Fiyat | 20.0       | 22.0       | 24.0      | 24.9 | 28.0     | 30.0     | 40.0     | 50.0      |
|-------|------------|------------|-----------|------|----------|----------|----------|-----------|
| NPV   | (\$24,239) | (\$14,531) | (\$4,723) | \$0  | \$15,013 | \$24,885 | \$74,246 | \$123,680 |

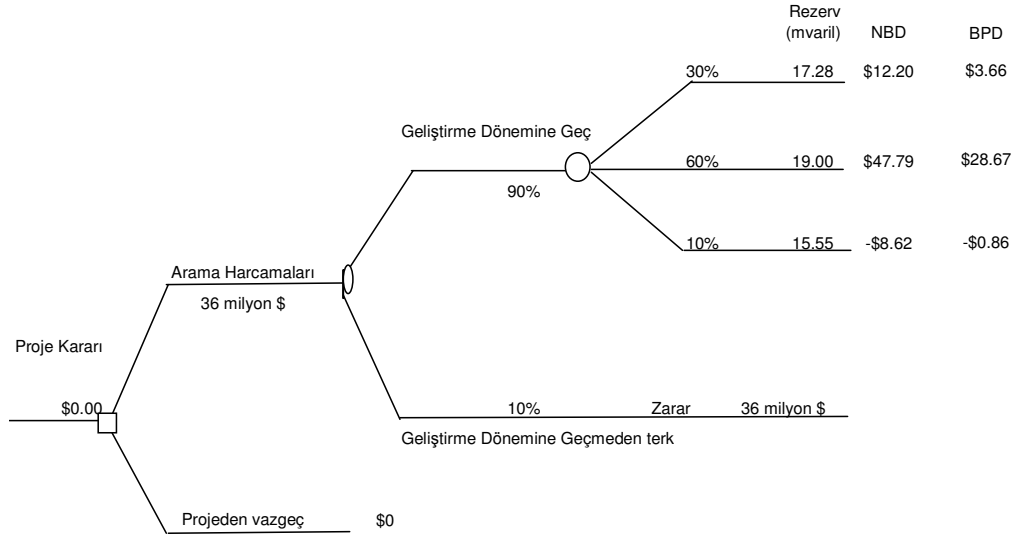


### 3.4.10 Karar Ağacı Yöntemi

Karar ağacı modeli geliştirme dönemi yatırımlarına devam edip üretime geçip geçmeme durumunu değerlendirmektedir. Bu işlemde geliştirme yatırımları tamamlanıp üretime geçilmesi durumu değerlendirilecek ve çıkacak sonuca göre proje reddedilecek ya da kabul edilecektir. Sonuç başarısız olursa 36 milyon ABD Doları zarar kaydedilecektir. Başarı durumunda ise olası rezerv durumuna göre beklenen parasal değerler üç kategoride gösterilmektedir.

- Devam etme kararı alınırsa ve beklenen rezerv 17.280.000 varil olursa projenin beklenen NBD'i 12.2 milyon ABD Doları olacaktır,
- Üretilebilir rezerv 20.736.000 varil olursa ki bu olasılık %60 olarak hesaplanmaktadır, projenin NBD'i 47.8 milyon ABD Doları olacaktır.

- Üretilabilir rezerv 15.552.000 varil olursa, bu olasılık mevcut veriler doğrultusunda %10 olarak hesaplanmaktadır, projenin NBD'i -8.6 milyon ABD Doları olacaktır.



Yukarıda açıklanan bilgiler ışığında öncelikle geliştirme dönemine geçmenin beklenen parasal değerini tesbit etmek gerekmektedir. Beklenen parasal değer hesabı aşağıda gösterilmektedir;

$$\begin{aligned}
 \text{BPD} &: (12.20\$ * \%30) + (47.79\$ * \%60) + (-8.62\$ * \%10) \\
 &: 3.66\$ + 28.67\$ - 0.86\$ \\
 &: 31.47\$
 \end{aligned}$$

BPD hesabına göre projeye devam kararı alınacaktır. Bununla birlikte yönetim, projeye günün koşulları itibariyle hemen yatırım yapmak mümkün olmasa bile, projenin gelecekte getiri fırsatları sunacağına da inanmaktadır. Projenin kazanma potansiyeli kaybetme potansiyelinden yüksek ve bugün gerçekleştirilmesi halinde Net Bugünkü Değeri pozitif çıkmaktadır. Fakat buna rağmen proje hakkında ya şimdi ya da hiçbir zaman kararı verilememektedir. Bu durumda yatırımı hemen yapmak ya da ertelemek konusunda karar vermek zor olacaktır. Çünkü beklemek erken

nakit akışlarını ertelemek ya da kaybetmek anlamına gelebilir. Bununla birlikte bekleyerek bazı durumlarda proje nedeniyle olası olumsuzluklardan korunmakta mümkün olabilecektir. Örneğin; Petrol üretim ve satış maliyetlerinin 15 \$/varil, petrol fiyatlarının 10 \$/varil olduğu yıllarda yatırım ve üretim yapmak mümkün değildir. Fakat petrol fiyatları 16 \$/varil'in üzerine çıktığında tekrar üretim faaliyetine başlanması gerekecektir. Bu nedenle proje petrol fiyatları yükseldiğinde getiri potansiyeli yüksek, dolayısıyla bırakılıp terkedilemeyecek bir projedir. Nitekim günümüzde petrol fiyatları yukarıda bahsedilen fiyatlara göre neredeyse 7-8 kat artmış olup üretim ve yatırımın ertelenmesi bugün için bu kararı alanlar açısından makul olmayacaktır.

## SONUÇ VE ÖNERİLER

Enerji, ülkeler için hayati öneme sahip maddeler arasında yer almakta olup, her ülke kendi ülke sınırları içinde ürettiği enerji kaynakları ile tüketim ihtiyacını karşılayamamaktadır. Ya da tüketimlerini, kendi ürettikleri petrol ve doğalgaz ile sınırlayamamaktadırlar. Bugün için toplam enerji kaynaklarının %60'ından daha fazlası petrol ve doğalgazdan oluşmaktadır. Petrol ve Doğalgaz kaynaklarının bulunduğu ülkelerle tüketimin yoğun olduğu ülkelerin farklı coğrafyalarda bulunması bu alanda uluslararası yatırım faaliyetleri ve karşılıklı ilişkilerin gelişmesini zorunlu kılmaktadır.

Uluslararası petrol faaliyetlerinde iki taraf bulunmaktadır; Bunlardan ilki olan evsahibi ülke, kendi kaynaklarının kullanım ve tüketiminden sağlayacağı faydayı maksimuma çıkarma amacı gütmektedir. Bu amaçla yatırım ve üretim faaliyetine katılmasa bile, kanun ve düzenlemelerle üretilen petrolün önemli kısmını vergi ve ödeme olarak kendisi almaktadır. İlişkinin ikinci tarafı olan uluslararası yatırımcılar ise, öncelikle fizibilite hesapları yapmakta, projelerinin Net Bugünkü Değerini maksimize etmeye çalışmaktadırlar.

Petrol faaliyetinde bulunulan ülke ile uluslararası yatırımcılar kendi kazanımlarını maksimum kılmak amacıyla için yoğun müzakereler yürütmektedirler. Ve bu müzakereler sonucunda tarafların profesyonelliğine, nüfuzuna, gücüne ve becerisine bağlı olarak anlaşmalar imzalanmaktadır. Aynı ülkede benzer koşullarda yapılan farklı anlaşmalar bulmak mümkün olmaktadır. Örneğin aynı tarihte bir ülkede iki farklı yatırımcı ile imzalanmış anlaşmanın birinde, toplam kazanımdan ülkenin payı %80 iken, diğer anlaşmada bu oran %50 olabilmektedir. Gelir paylaşımındaki %1'lik farkların bile milyar dolarlarla ifade edilebileceği düşünüldüğünde, başlangıç müzakerelerinin ve anlaşma koşullarının ne kadar önemli olduğu daha iyi anlaşılmaktadır.

Uluslararası petrol faaliyetlerinde şirketlerin gücü kadar, bağlı bulundukları ülkelerin gücü ve politikaları da önemli rol oynamaktadır. Petrol ve doğalgaz kaynaklarının kısıtlı olması ve ülkelerin gelecekteki ihtiyaçlarını güvence altına almak istemesi uluslararası petrol piyasasında yoğun rekabet oluşmasına neden olmaktadır. Bazı ülkeler, fizibilite hesaplarını ikinci plana atarak, projelerin finansal değerlendirme yöntemleri ile belirlenen, mevcut konjonktür içinde izah edilebilen varsayımlar altındaki fiyatlarından iki kat daha fazla fiyatlar ödeyebilmektedirler. Burada ülke ya da firmaların, değerlendirme günündeki verilerden daha çok geleceğe baktıkları, gelecekteki değerlerin çok daha yüksek olmasını beklediklerini söyleyebiliriz. Örneğin Çin ve Hindistan hampetrol ve doğalgaz piyasasında oldukça agresif davranmakta ve her satışa çıkarılan petrol şirketine oldukça yüksek fiyatlar ödeyerek satın almaktadırlar.

Petrol ve doğalgaz ülkeler için olmazsa olmaz konumundadırlar. Herhangibir şekilde arz kaynaklarında oluşabilecek bir problem ve arzın belli bir miktarda azalması, dünya ekonomisini bugünkü koşullarda felç etmeye yetecektir. Ülkeler bu tür durumlar nedeniyle oluşabilecek riskleri minimize etmek amacıyla stratejik rezerv miktarları tesbit etmekte ve bu miktarda stok bulundurmaktadırlar. Yine bu tür risklere karşı petrol kaynaklarının sahipliğini kendi ülkelerine ait şirketlerce ellerinde bulundurmaya çalışmaktadırlar.

Yukarıdaki paragraflarda izah edildiği üzere, ülkeler için petrol ve doğalgazın hayati önemde olması, ülkelerin ihtiyaç duydukları kaynakların kendi topraklarında bulunmaması, ülkeleri uluslararası yatırımlara zorlamaktadır. Ülkeler bu yatırımları şirketler kanalıyla yapmaktadırlar. Gelişmiş ülke şirketleri her zaman proje ekonomilerine bakıp, proje değerlerini objektif kriterlerle değerlendirip yatırım kararı alırken, petrol piyasasında söz sahibi olmak ve kaynaklara sahip olmak isteyen gelişmekte olan ülkeler, objektif kriterlerin ötesinde değerlendirmelerle farklı fiyatlar önerebilmektedirler.

Çalışmada açıklandığı üzere, kendi topraklarımızda ihtiyacımızın ancak %10'unu karşılayabilecek kadar petrol üretebilmekteyiz. Kalan miktarı

karşılamak için petrol ithal edilmekte ve dışarıya önemli kaynak transferi yapılmaktadır. Bu durumu düzeltmek için iki alanda plan ve programların yeniden gözden geçirilmesi gerekmektedir;

İlk olarak, yurt içi petrol aramalarına hız verilmesi ve özendirilmesi gerekmektedir. Bu sayede ulaşılabilecek yeni kaynaklar petrol ve doğalgazda dışa olan bağımlılığı azaltabilecektir. Yalnız, olası büyük petrol ve doğalgaz keşifleri, ülkemiz için mevcut kanun ve düzenlemelerle büyük kayıplar anlamına da gelebilecektir. Çünkü mevcut düzenlemelerle ülkenin petrol üretiminden alacağı pay ortalama %30-%40 arasında olacak, bu ise ülkemiz açısından dünya standartlarının altında bir paylaşım olacaktır.

İkinci olarak, uluslararası petrol yatırımları konusunda stratejilerin iyi tesbit edilmesi gerekmektedir. Çünkü bu alanda yapılan her yatırım kar anlamına gelmemektedir. Yanlış strateji ve yanlış değerlendirmeler şirketlerin büyük zararlara uğramasına neden olabilmektedir.

## **KAYNAKÇA**

### **ATALAY, Mesut**

- (2003) Türkiye Petrol Jeologları Derneği, ASAM, Avrasya Dosyası, Cilt 9, Sayı 1, Ankara, 2003.

### **ATON CAPITAL**

- (2004) *Caspian Oil*, May 21, 2004.

### **BREALY, R.A., MYERS, S.C., MARCUS, A.J.**

- (1997) *İşletme Finansmanının Temelleri*, Çevirenler: BOZKURT, Ünal, ARIKAN, Türkan, DOĞUKANLI.

### **British Petroleum Company**

- (2005) BP Statistical Review of the World Energy - October 2005, British Petroleum Company p.l.c., published by Employee Communications & Services, London 2005

### **BROCK, Horace R., JENNINGS Dennis R, FEITEN Joseph B.**

- (1996) *Petroleum Accounting*, Principles, Procedures & Issues, 4th Eddition, PDI, Universty of North Texas 1996.

### **CAMPBELL, R. Harvey.**

- (1995) *Project Evaluation*, Second edition

### **CLEMEN, Robert T.**

- (1996) *Making Hard Decisions*, Second edition.

### **ÇOBAN, M.Kaya**

- (2006) *TPAO Arama Daire Başkanlığı Arşivi, Rapor No: 2221. 9 Mayıs 2006, Ankara.*

**ÇOBAN, M.Kaya**

(2005) *Türkiye Cumhuriyeti'nde Petrol aramaları ve Dünyadaki Yönelimler*, Ankara.

**DAVIDSON, Wallace N., MCDONALD James L.**

(1994) *Analysing oil and Gas Operations to Improve Profitability*, Professional Development Institute.

**EIA, OPEC COUNTRY ANALYSIS BRIEF, Kasım 2005.****ERCAN, Metin Kamil.,**

(1996) *Uluslararası Petrol Arama ve Üretim Yatırımlarının Yapısı ve Finansal Yönden İncelenmesi*, Ankara, 1996

**ERNST & YOUNG**

(2004) *Kazakhstan Oil and Tax Guide*.

**ERNST & YOUNG**

(2004) *An Eye on Kazakhstan, October 2004*.

**ERNST & YOUNG**

(2004) *Kazakhstan a Business and Investment Guide, February 2004*.

**GÖĞER, Erdoğan,**

(1967) *Petrol Hukuku*", Şenyuva yayınevi, Ankara.

**JOHNSTON, Daniel.,**

(2002) *Petroleum Tax Design*, Washington, 2002.

**MADURA, J., INTERNATIONAL FINANCIAL MANAGEMENT**

(1995) *West Publishing Company, 1995.*

**Oil and Gas of Kazakhstan**

(2004) *Special Issue, Kioge 2004.*

**OPEC Annual Statistical Bulletin 2004.**

**PAMİR, A. Necdet.,**

(2006) Türkiye'nin Çevresindeki Gelişmeler ve Türkiye'nin Güvenlik Politikalarına Etkileri Sempozyumu Sunumu, İstanbul, Mart 2006.

**PARTNERS OF KPMG PEAT MARWICK LLP**

(1999) *Income Taxation of Natural Resources.*

**Petrol İşleri Genel Müdürlüğü**

(2004) *2004 Yılı Petrol Faaliyetleri*

**Petrol Genel Dosyası ve Türkiye**

**D.SEBA, Richard**

(2006) *International Petroleum Contracts and Negotiations, Tulsa.*

**D.SEBA, Richard**

(2003) *Economics of Worldwide Petroleum Production, Tulsa.*

**SAYIN, Veysi**

(2005) *Uluslararası Petrol Hukukunun Gelişimi ve Yeni Petrol Kanununun Getirdiği Düzenlemeler*, Selçuk Üniversitesi SBE Özel Hukuk Ana Bilim Dalı, Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi.

**SCHUYLER, John**

(2002) *Decision Analysis Collection*, OGCI Training Inc., February 2002.

**SCHUYLER, John**

(2001) *Risk and Decision Analysis in Projects*, Second Edition, Project Management Institute 2001.

**Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı**

(2004) *2004 Yılı Faaliyet Raporu*.

**YERGIN, Daniel**

(1995) *Petrol*, çeviren : TUNCAY, Kamran., Türkiye İş Bankası Yayınları, Yayın No: 332, Ankara, Mart 1995.

**World Energy Economic Outlook.**

(2005) The International Energy Outlook 2005.

## EKLER

### EK-1

#### Hampetrol Fiyatları 1861 - 2005

ABD Doları/Varil

| Yıllar | Nominal Fiyatlar | 2004 Fiyatlarıyla |
|--------|------------------|-------------------|
| 1861   | 0.49             | 10.35             |
| 1862   | 1.05             | 19.95             |
| 1863   | 3.15             | 48.53             |
| 1864   | 8.06             | 97.79             |
| 1865   | 6.59             | 81.67             |
| 1866   | 3.74             | 48.44             |
| 1867   | 2.41             | 32.68             |
| 1868   | 3.63             | 51.71             |
| 1869   | 3.64             | 51.85             |
| 1870   | 3.86             | 57.87             |
| 1871   | 4.34             | 68.71             |
| 1872   | 3.64             | 57.63             |
| 1873   | 1.83             | 28.97             |
| 1874   | 1.17             | 19.62             |
| 1875   | 1.35             | 23.32             |
| 1876   | 2.56             | 45.58             |
| 1877   | 2.42             | 43.09             |
| 1878   | 1.19             | 23.39             |
| 1879   | 0.86             | 17.50             |
| 1880   | 0.95             | 18.65             |
| 1881   | 0.86             | 16.89             |
| 1882   | 0.78             | 15.32             |
| 1883   | 1.00             | 20.33             |
| 1884   | 0.84             | 17.72             |
| 1885   | 0.88             | 18.56             |
| 1886   | 0.71             | 14.98             |
| 1887   | 0.67             | 14.13             |
| 1888   | 0.88             | 18.56             |
| 1889   | 0.94             | 19.83             |
| 1890   | 0.87             | 18.35             |
| 1891   | 0.67             | 14.13             |
| 1892   | 0.56             | 11.81             |
| 1893   | 0.64             | 13.50             |
| 1894   | 0.84             | 18.40             |
| 1895   | 1.36             | 30.97             |
| 1896   | 1.18             | 26.86             |
| 1897   | 0.79             | 17.99             |
| 1898   | 0.91             | 20.72             |
| 1899   | 1.29             | 29.36             |
| 1900   | 1.19             | 27.09             |

|      |      |       |
|------|------|-------|
| 1901 | 0.96 | 21.86 |
| 1902 | 0.80 | 17.51 |
| 1903 | 0.94 | 19.83 |
| 1904 | 0.86 | 18.14 |
| 1905 | 0.62 | 13.08 |
| 1906 | 0.73 | 15.40 |
| 1907 | 0.72 | 14.64 |
| 1908 | 0.72 | 15.19 |
| 1909 | 0.70 | 14.77 |
| 1910 | 0.61 | 12.41 |
| 1911 | 0.61 | 12.41 |
| 1912 | 0.74 | 14.53 |
| 1913 | 0.95 | 18.22 |
| 1914 | 0.81 | 15.33 |
| 1915 | 0.64 | 11.99 |
| 1916 | 1.10 | 19.16 |
| 1917 | 1.56 | 23.14 |
| 1918 | 1.98 | 25.02 |
| 1919 | 2.01 | 22.11 |
| 1920 | 3.07 | 29.16 |
| 1921 | 1.73 | 18.40 |
| 1922 | 1.61 | 18.28 |
| 1923 | 1.34 | 14.95 |
| 1924 | 1.43 | 15.91 |
| 1925 | 1.68 | 18.24 |
| 1926 | 1.88 | 20.21 |
| 1927 | 1.30 | 14.24 |
| 1928 | 1.17 | 12.99 |
| 1929 | 1.27 | 14.10 |
| 1930 | 1.19 | 13.55 |
| 1931 | 0.65 | 8.12  |
| 1932 | 0.87 | 12.11 |
| 1933 | 0.67 | 9.83  |
| 1934 | 1.00 | 14.19 |
| 1935 | 0.97 | 13.43 |
| 1936 | 1.09 | 14.93 |
| 1937 | 1.18 | 15.60 |
| 1938 | 1.13 | 15.24 |
| 1939 | 1.02 | 13.95 |
| 1940 | 1.02 | 13.82 |
| 1941 | 1.14 | 14.70 |
| 1942 | 1.19 | 13.86 |
| 1943 | 1.20 | 13.18 |
| 1944 | 1.21 | 13.07 |
| 1945 | 1.05 | 11.08 |
| 1946 | 1.12 | 10.90 |

|      |       |       |
|------|-------|-------|
| 1947 | 1.90  | 16.15 |
| 1948 | 1.99  | 15.69 |
| 1949 | 1.78  | 14.18 |
| 1950 | 1.71  | 13.49 |
| 1951 | 1.71  | 12.50 |
| 1952 | 1.71  | 12.22 |
| 1953 | 1.93  | 13.69 |
| 1954 | 1.93  | 13.63 |
| 1955 | 1.93  | 13.68 |
| 1956 | 1.93  | 13.48 |
| 1957 | 1.90  | 12.81 |
| 1958 | 2.08  | 13.66 |
| 1959 | 2.08  | 13.55 |
| 1960 | 1.90  | 12.18 |
| 1961 | 1.80  | 11.42 |
| 1962 | 1.80  | 11.29 |
| 1963 | 1.80  | 11.15 |
| 1964 | 1.80  | 11.01 |
| 1965 | 1.80  | 10.83 |
| 1966 | 1.80  | 10.50 |
| 1967 | 1.80  | 10.23 |
| 1968 | 1.80  | 9.82  |
| 1969 | 1.80  | 9.32  |
| 1970 | 1.80  | 8.79  |
| 1971 | 2.24  | 10.50 |
| 1972 | 2.48  | 11.26 |
| 1973 | 3.29  | 14.05 |
| 1974 | 11.58 | 44.55 |
| 1975 | 11.53 | 40.66 |
| 1976 | 12.38 | 41.26 |
| 1977 | 13.30 | 41.62 |
| 1978 | 13.60 | 39.55 |
| 1979 | 30.03 | 78.46 |
| 1980 | 35.69 | 82.15 |
| 1981 | 34.28 | 71.47 |
| 1982 | 31.76 | 62.36 |
| 1983 | 28.77 | 54.73 |
| 1984 | 28.78 | 51.12 |
| 1985 | 27.56 | 48.46 |
| 1986 | 14.43 | 24.79 |
| 1987 | 18.44 | 30.64 |
| 1988 | 14.92 | 23.90 |
| 1989 | 18.23 | 27.75 |
| 1990 | 23.73 | 34.44 |
| 1991 | 20.00 | 27.84 |
| 1992 | 19.32 | 26.09 |

|      |       |       |
|------|-------|-------|
| 1993 | 16.97 | 22.33 |
| 1994 | 15.82 | 20.38 |
| 1995 | 17.02 | 21.31 |
| 1996 | 20.67 | 25.08 |
| 1997 | 19.09 | 22.74 |
| 1998 | 12.72 | 15.20 |
| 1999 | 17.97 | 20.71 |
| 2000 | 28.50 | 31.80 |
| 2001 | 24.44 | 26.44 |
| 2002 | 25.02 | 26.47 |
| 2003 | 28.83 | 29.61 |
| 2004 | 38.27 | 38.27 |
| 2005 | 55.00 | 55.00 |

---

1861-1944 US Average

1945-1983 Arabian Light posted at Ras Tanura

1984-2004 Brent dated

**EK2**  
**TÜRKİYEDE AÇILAN PETROL KUYULARININ YILLARİTİBARI İLE CİNSLERİNE GÖRE ADET VE METRALARI**

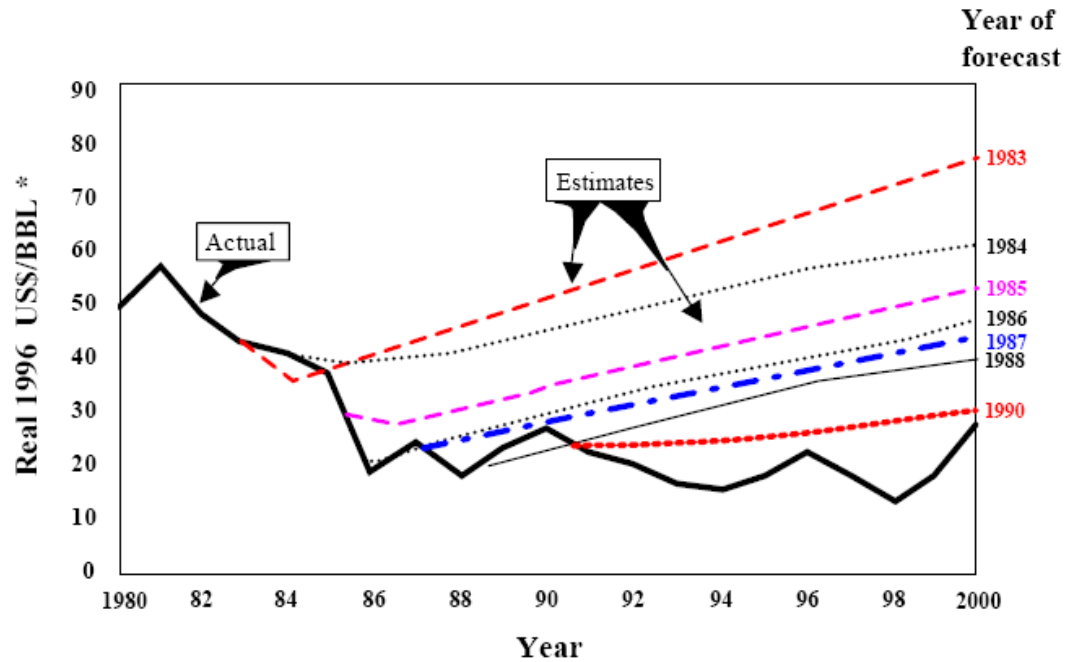
| Yıllar    | Kuyu cinsleri |           |        |           |        |           |            |        |          |        | Toplam |           |
|-----------|---------------|-----------|--------|-----------|--------|-----------|------------|--------|----------|--------|--------|-----------|
|           | Arama         |           | Tespit |           | Üretim |           | Enjeksiyon |        | Jeolojik |        |        |           |
|           | Adet          | Metraj    | Adet   | Metraj    | Adet   | Metraj    | Adet       | Metraj | Adet     | Metraj | Adet   | Metraj    |
| 1934-55   | 40            | 47,231    | 10     | 12,995    | 26     | 36,727    |            |        | 19       | 3,219  | 95     | 100,172   |
| * 1956-85 | 808           | 1,878,151 | 338    | 702,660   | 980    | 1,646,413 | 23         | 32,510 | 50       | 55,365 | 2,199  | 4,315,148 |
| 1986      | 35            | 88,133    | 8      | 19,151    | 43     | 72,777    | 3          | 4,150  | 3        | 12,365 | 92     | 196,576   |
| 1989      | 32            | 76,050    | 22     | 54,285    | 39     | 72,231    | 1          | 1,601  |          | 1,888  | 94     | 206,054   |
| 1991      | 26            | 81,188    | 14     | 32,554    | 38     | 78,277    |            |        |          |        | 78     | 192,029   |
| 1992      | 24            | 70,008    | 6      | 17,631    | 24     | 55,621    |            |        | 2        | 6,550  | 56     | 149,810   |
| 1993      | 19            | 49,118    | 19     | 34,792    | 24     | 46,759    |            | 319    | 1        | 3,174  | 63     | 134,162   |
| 1994      | 22            | 52,803    | 1      | 6,241     | 26     | 48,029    | 1          | 2,365  | 1        | 1,750  | 51     | 111,208   |
| 1995      | 15            | 32,341    | 2      | 3,484     | 12     | 27,830    | 1          | 1,400  | 2        | 4,689  | 32     | 69,744    |
| 1996      | 11            | 24,270    | 13     | 24,665    | 15     | 31,777    |            |        |          |        | 39     | 80,742    |
| 1997      | 11            | 27,489    | 17     | 32,136    | 21     | 41,809    | 1          | 2,033  | 1        | 3,700  | 51     | 107,167   |
| 1998      | 17            | 35,520    | 8      | 16,941    | 14     | 35,769    |            | 1,250  |          |        | 39     | 89,480    |
| 1999      | 22            | 37,525    | 1      | 2,283     | 6      | 9,802     |            | 171    | 1        | 3,221  | 30     | 53,001    |
| 2000      | 16            | 38,410    | 2      | 3,410     | 11     | 11,414    |            |        | 1        | 1,666  | 30     | 54,880    |
| 2001      | 20            | 31,586    | 6      | 10,145    | 5      | 9,560     |            |        |          |        | 31     | 51,291    |
| 2002      | 17            | 29,211    | 3      | 6,337     | 15     | 16,149    |            |        |          |        | 35     | 51,697    |
| 2003      | 23            | 36,867    | 14     | 21,150    | 23     | 22,666    |            |        |          |        | 60     | 80,683    |
| Toplam    | 1.158         | 2.635.900 | 484    | 1.000.919 | 1.322  | 2.263.610 | 30         | 45.819 | 81       | 97.606 | 3.075  | 6.043.853 |

## EK – 3

**PETROL SEKTÖRÜ UZMANLARINCA YAPILAN FİYAT  
PROJEKSİYONLARI**

### Historical Oil Price Projections

Overestimating oil prices is only one of many reasons for chronic over-bidding in the past two decades. It is however, an important factor in the development and evolution of fiscal systems around the world today.



\* Real US refiner acquisition prices (from EIA) in 1996 dollars using gross domestic product implicit price deflators.

Data Sources: Energy Information Administration and Oil & Gas Journal Energy Database

## ÖZET

Petrol bugün Dünya'nın her noktasında aynı referans fiyatla satılıp alınabilen ve mübadele edilebilir ticari bir maldır. Bu nedenle dünyanın herhangi bir noktasında arz kaynaklarında meydana gelebilecek bir kesinti tüm dünyayı etkilemektedir. Geçmişten bugüne yaşanan gelişmelere rağmen petrol dünya ekonomisi üzerinde hala çok önemli bir etkiye sahiptir. Örneğin taşımacılık sektörü %97 oranında petrole bağımlı olup petrol fiyatlarındaki yükselişlere üretimi kısırarak cevap verme olanağı bulamamaktadır.

Dünyadaki en büyük petrol tüketicisi olan Birleşik Devletler toplam tüketimin %25'ini yaparken ispatlanmış rezervlerin yalnızca %3'üne sahip bulunmaktadır. Buna karşılık Ortadoğu daki petrol ülkeleri ispatlanmış petrol rezervlerinin %57-%65'ine sahiptirler. Önümüzdeki 10 ila 20 yıllık dönemde petrole olan talebin düzenli olarak artması ve bugün 78 milyon varil olan günlük tüketimin %50 artışla 120 milyon varil olması beklenmektedir. Dünya ekonomileri petrol ihtiyaçlarını karşılama konusunda özellikle OPEC üyesi ortadoğu ülkelerine bağımlıdırlar. Bu nedenle bu ülkelerin 2003 yılında 21 milyon varil/gün olan üretimlerini 2025 yılında 38 milyon varil/gün'e çıkarmaları beklenmektedir.

Petrol sektöründe ilgili rezervlerin bulunmasından sonraki en önemli konular, petrol fiyatının, yatırım ve üretim maliyetlerinin ne olacağıdır. Petrol satışından elde edilecek hasılatın, yatırım ve üretim maliyetlerini karşılayabilmesi ve kar elde edilebilmesi, doğrudan petrol fiyatlarının hangi seviyede oluştuğu ile bağlantılıdır. Fiyat ve maliyet değişkenleriyle birlikte en önemli husus yukarıda değinildiği gibi, yapılan değerlendirmeler sonucu verimli bir rezerve ulaşıp ulaşılamayacağıdır. Verimli bir petrol rezervi bulunamadığı takdirde yapılan çalışmaların değeri sıfırlanacaktır.

Petrol projelerinde, proje değerlendirme ve finansal yapının kontrolü, anlaşmanın imza aşamasında başlayıp, projenin ömrü boyunca sürmektedir. Yüksek riske sahip olan arama yatırımları, yatırımın her aşamasında risklerin analiz edilmesini gerektirmektedir. Böylece firma her aşamada beklentilerine

ne kadar yaklaştığını veya yaklaşabileceğini ölçebilecektir. Bu nedenle, projeye başlarken yapılan varsayımlar doğrultusunda, finansal değerlendirme yöntemleri uygulanarak karlı olduğu düşünülen yatırım, projenin çeşitli safhalarında aynı yöntemlerle, gerçekleştirmeler doğrultusunda değerlendirilmeye devam edilerek hedeflere ulaşma potansiyeli test edilir.

Bu tezin birinci bölümünde, petrol ile ilgili tanımlamalar ve petrolün tarihi gelişimi, büyük petrol şirketleri ve petrol piyasasının genel görünümü ile ilgili bilgiler verilmektedir. Yine petrol ekonomisi ile ilgili çok sayıda istatistiki bilgi ve petrol şirketlerinin genel yapılanması da bu bölümde anlatılmaktadır.

İkinci bölümde petrol arama ve üretim faaliyetleri finansal yönden incelenmiş, ve uluslararası projelerde fizibilite çalışmalarında uygulanacak olan prensipler açıklanmıştır. Yine bu bölümde yatırım projelerine kredi veren uluslararası kredi kuruluşları ile ilgili bilgi verilmektedir.

Üçüncü bölümde ise uluslararası bir proje ile ilgili bilgiler verilmekte (sermaye harcamaları, üretim harcamaları, rezerv ve üretim bilgileri, petrol fiyatları) ve ikinci bölümde izah edilen değerlendirme metodlarıyla projenin fizibilitesi hesaplanmakta ve değerlendirmeler yapılmaktadır.

## **ABSTRACT**

Oil is a fungible global commodity that essentially has a single world benchmark price. Therefore, a supply disruption anywhere in the world affects oil consumers everywhere in the world. Despite past progress, oil still plays a significant role in the world economy. For instance, the transport sector alone relies on oil for 97 percent of its energy needs. Because the transport sector remains nearly wholly dependent on oil, consumers cannot quickly reduce consumption in response to higher prices.

World's largest consumer of oil is the United States. It accounts for 25 percent of global daily consumption, but holds less than 3 percent of the world's proved oil reserves. The Middle East, by contrast, holds between 57 and 65 percent of the world's proved oil reserves. World demand for oil is expected to increase substantially over the next 10 to 20 years. World oil demand is projected to increase even more substantially, by more than 50 percent—from 78 mbd to 120 mbd—over the same period. The world will increasingly rely on opec nations, particularly Saudi Arabia, to supply the oil needed to meet future demand. The federal Energy Information Administration (eia) projects Middle East opec production to increase from 21 mbd in 2003 to 38 mbd by 2025.

The most important issues in the petroleum projects following discovery are the oil price, production level, investment amount and production costs. Compensation of the investment and operation expenses and generating profit are depending on Revenue from oil sales. Unless discovery of efficient oil reserves the value of works will be zero.

In the petroleum project, project evaluation and controlling begin with the signature of the agreement and to go on all life of the project. Exploration investments with high risk should be check carefully each phase of the project. Thereby, company can measure to achievement to their goal and expectations. Therefore, project should be test always with the beginning assumptions, and compare with realizations in each phase.

The first chapter of the thesis, explaining petroleum and historical improvement of the sector, economic view of the major oil companies and oil market. It was given lots of statistical highlights concerning the petroleum economics. Also, general organizational structure of the oil companies was examined.

In the second chapter, petroleum exploration and production activities were evaluated in a financial perspective. Principles of financial feasibility for the international exploration and production projects were explained. Also some international organizations which providing project financing for investment projects are explained.

In the third chapter, given the information's of an international project (reserves, capex and opex, production, oil prices etc.) and the project were evaluated with methods explained in chapter two. Some technique and some point of views were told in order to control the factors that can easily affect the international petroleum project activities.